Harmonisation régionale des cadres réglementaires et des outils pour une meilleure réglementation de l'électricité dans le COMESA
Rapport cadre sur la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité et l'évaluation de la réflectivité des coûts dans la région du COMESA

Harmonisation régionale des cadres réglementaires et des outils pour une meilleure réglementation de l'électricité dans le COMESA
Rapport cadre sur la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité et l'évaluation de la réflectivité des coûts dans la région du COMESA

Soumis à l'attention de : Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe (RAERESA)

Soumis par: CRISIL Limited

Septembre 2024

Table des matières

Remerciements **8**

Résumé analytique **10**

1 Introduction **17**

1.1 Domaines d'activité 2 17

1.2 Principaux résultats de l'axe de travail 2 17

1.3 Vue d'ensemble du rapport 18

2 Examen des structures tarifaires et des méthodes de fixation des prix de l'électricité dans la région du COMESA, et comparaison avec les meilleures normes internationales. **20**

2.1 Introduction 20

2.2 Examen du cadre réglementaire dans les États membres 20

2.3 Structure du marché 21

2.4 Cadres tarifaires 22

2.5 Analyse comparative des meilleures pratiques internationales 25

2.5.1 Méthodes de détermination des tarifs s *26*

2.5.2 Experience mondiale *32*

2.6 Lacunes dans les pratiques tarifaires actuelles 34

2.7 Conclusion 35

3 Comparaison harmonisée des tarifs d'électricité **36**

3.1 Introduction 36

3.2 Facteurs d'augmentation des tarifs 36

3.3 Caractéristiques de la génération 38

3.4 *Caractéristiques du combustible (applicables à la production thermique)* 39

3.5 Caractéristiques du système 39

3.6 Caractéristiques de la transmission 40

3.7 Caracteristiques de la distribution 41

3.8 Caractéristiques de la consommation 42

3.9 Accès à l'information 43

3.10 Performances financières 44

3.11 Paramètres macroéconomiques 44

3.12 Approches régulatrices 45

3.13 Structure du marché & concurrence 46

4 Outil du cadre d'évaluation de la réflectivité des coûts (CRAFT) **47**

4.1 Réflectivité des coûts 47

5 Méthodologie recommandée pour l'évaluation de la réflectivité des coûts **48**

5.1 Etape 1 – Détermination des besoins en recettes 49

5.2 Etape 2 – Fonctionalité des coûts 50
5.3 Etape 3 – Classification des coûts 50
5.4 Etape 4 – Répartition 52
5.5 Etape 5 – Évaluation de la réflectivité des coûts 53
6 Procédures d'évaluation de la réflectivité des coûts 54
6.1 Choix de l'année de référence 54
6.2 Caractéristiques du modèle CoS 54
6.3 Structure du modèle CoS 55
6.4 Exploitation du modèle et obtention de résultats 55
6.5 Méthodologie du modèle CoS 56
6.5.1 Calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance par catégorie de clients *56*
6.5.2 Fonctionnaliser les actifs *32*
6.5.3 Fonctionnaliser les dépenses ..... ***Error! Bookmark not defined.***
6.5.4 Réaffectation des recettes liées à la demande, en fonction de la tension. ***Error! Bookmark not defined.***
6.5.5 Calcul des résultats du coût du service ..... ***Error! Bookmark not defined.***
7 Principales recommandations relatives aux tarifs ..... Error! Bookmark not defined.
8 Plan d'action sur la mise en oeuvre ..... Error! Bookmark not defined.
8.1 Introduction ..... **Error! Bookmark not defined.**
8.2 Strategie de mise en œuvre et plan d'action ..... **Error! Bookmark not defined.**
8.3 Conclusion 67
9 Conclusion 68
10 Annexes ..... Error! Bookmark not defined.
10.1 Outil du cadre d'évaluation de la réflectivité des coûts (CRAFT) ... **Error! Bookmark not defined.**
10.2 Manuel de formation pour l'utilisation du modèle du coût du service ..... **Error! Bookmark not defined.**
10.2.1 Glossaire des termes clés utilisés dans le modèle ..... ***Error! Bookmark not defined.***
10.2.2 Choix de l'année de référence ..... ***Error! Bookmark not defined.***
10.2.3 Structure du modèle CoS ..... ***Error! Bookmark not defined.***
10.2.4 Exploitation du modèle et obtention de résultats ..... ***Error! Bookmark not defined.***
10.2.5 Méthodologie du modèle CoS ..... ***Error! Bookmark not defined.***
10.3 Données requises ..... **Error! Bookmark not defined.**

LISTE DES TABLEAUX

Table 1: Cadres et méthodologies tarifaires : Évaluation comparative 22
Table 2: Fonctionnement des coûts 50
Table 3: Catégories de classification des coûts 51
Table 4: Correspondance entre les coûts fonctionnalisés et les coûts classifiés 51
Table 5 : Répartition des coûts liés à la demande 52

LISTE DES ABREVIATIONS

Figure 1: Étapes d'une étude sur le coût du service 49
Figure 2: Illustration des pointes du système et du client ; pointes coïncidentes et non coïncidentes 52
Figure 3: Illustration des pointes du système et du client ; pointes coïncidentes et non coïncidentes 53

Abréviations

Acronymes	Fiche complète
BAD	BAD: Banque africaine de développement
AfSEM	Marché unique de l'électricité en Afrique
A&G	Administratif et général
BGT	Tarif de production en gros
CAPM	Le modèle d'évaluation des actifs financiers
CGF	Financement par le client ou la subvention
COMESA	- Marché commun de l'Afrique orientale et de l'Afrique australe
CoS	Coût des services
CP	Sommet coïncident
CPI	Indice des prix à la consommation
CRAFT	Outil du cadre d'évaluation de la réflectivité des coûts
CWIP	Travaux d'investissement en cours
DT	Tarifs de distribution
CEDEAO	- Communauté des Etats de l'Afrique de l'ouest
EUT	Tarif pour l'utilisateur final
FSU	Ancienne Union Soviétique
GGP	Produit intérieur brut
GFA	Actif immobilisé brut
GWh	Gigawattheures
HCET	Comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité
HFO	Mazout lourd
HV	Haute tension
kCal	Kilo Calorie
kWh	Kilowatt
kWh	Kilowatt heure
LRMC	Coût marginal à long terme
LV	Basse tension
MV	Moyenne tension
MVA	Milli-volt Ampère
MW	Megawatt
MYT	Tarif pluriannuel

Acronymes	Fiche complète
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners (Association nationale des commissaires aux services publics)
NCP	Pic non accidentel
NEA	Autorité nationale de l'électricité (Somalie)
NERSA	Régulateur national de l'énergie d'Afrique du Sud
NEA	Actif fixe net
NWC	Fonds de roulement net
O&M	Opérations et entretien
P&M	Usines et machines
RAB	Base d'actifs réglementés
RAERESA	Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe
RoI	Retour sur investissement
RoR	Taux de rendement
RPI	Indice des prix de détail
RR	Recettes nécessaires
SAIDI	Indice de durée moyenne d'interruption du système
SBU	Unité de planification stratégique
SRMC	Coût marginal à court terme
ToU	Durée d'utilisation
IT	Tarif de transmission
UK	Royaume Uni
USA	Etats-Unis d'Amérique
Dollars EU	Dollar des Etats-Unis
WACC	Coût moyen pondéré du capital
WPI	Indice des prix de gros

Remerciements

Ce rapport a été élaboré pour RAERESA (Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe) par une équipe de consultants dirigée par CRISIL Limited et financée par la Banque africaine de développement (BAD). Le rôle clé joué par les institutions, groupes et individus suivants est reconnu :

- La Banque africaine de développement pour avoir lancé et financé l'étude et pour avoir apporté un soutien continu par l'intermédiaire de son équipe d'experts et de son personnel de soutien. Nous remercions M. Solomon Sarpong, économiste principal de l'énergie/responsable du projet d'harmonisation régionale, M. Kambanda Callixte, responsable de la division politique, réglementation et statistiques énergétiques, et Mme Guillaine Neza, spécialiste principale de l'énergie (politique et réglementation), pour leurs contributions et leur soutien.
- RAERESA pour sa supervision directe de l'étude, son soutien méthodologique et pratique, y compris la liaison avec les pays membres pour la fourniture de données et la participation aux ateliers des parties prenantes, sous la direction du Dr. Mohamedain Seif Elnasr, directeur général, et avec le soutien important de Harrison Murabula, coordinateur de projet, et d'Yvonne M. M. Mambwe.
- Les membres du groupe de travail technique du projet (PTWG) - EgyptERA, Energy Regulation Board (ERB) de Zambie, le secrétariat du COMESA, EREA, EAPP et RAERESA pour leur examen continu du projet de rapport et leur soutien méthodologique, en particulier leur participation active à divers ateliers de parties prenantes organisés à Nairobi, au Caire et au Rwanda au cours de l'élaboration du projet. Nous remercions tout particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution :
    - Mme Salma Hussien Mohamed Osman, chef du département central des affaires techniques et des licences, Autorité égyptienne de régulation des services publics et de protection des consommateurs (EgyptERA)
    - M. Humphrey Ngwale, ingénieur en électricité, Conseil de régulation de l'énergie, Zambie
    - Secrétariat du COMESA représenté par Mme Lanka P. Dorby, directrice des réseaux d'information
    - M. Augustino Bernard Massawe, responsable des finances et de l'administration (FAL), Association des régulateurs de l'énergie d'Afrique de l'Est (EREA)
    - M. Zelalem Gebrehiwot, directeur technique, East Africa Power Pool (EAPP)
- Membres du comité de portefeuille de RAERESA sur l'harmonisation juridique et réglementaire, à savoir l'Égypte, le Kenya et le Soudan
- Comités de planification et d'exploitation 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 d'exploitation de l'EAPP.
- Les points focaux des 12 États membres du COMESA et du Sud-Soudan qui ont joué un rôle crucial dans la fourniture et la validation des données utilisées dans l'étude, souvent avec le soutien important et précieux d'autres parties prenantes dans les pays, y compris les ministères, les régulateurs et les compagnies d'électricité respectifs.

Nous tenons à remercier les différentes parties prenantes qui ont contribué à la finalisation du rapport. Il convient de noter que nous n'avons pas épuisé la liste des remerciements, car de nombreuses personnes ont contribué à la réussite de ce rapport, notamment le personnel d'appui du RAERESA et de la Banque africaine de développement.

Résumé analytique

Ce volet de travail sur la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité (HCET) et l'outil d'évaluation de la réflectivité des coûts (CRAFT) vise à aider le COMESA à développer un cadre pour la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité des pays membres tout au long de la chaîne d'approvisionnement en électricité. Les données et informations tarifaires seront introduites dans le cadre pour produire un premier rapport d'analyse comparative des tarifs du COMESA et seront ensuite mises à jour annuellement pour refléter l'évolution des tendances tarifaires dans la région.

L'autre aspect de ce chantier concerne le développement d'un cadre et d'un outil permettant de suivre et d'évaluer le processus en temps réel de migration des pays vers des tarifs reflétant les coûts, conformément à la décision du Conseil des ministres du COMESA responsables de l'énergie, qui a exhorté les États membres à passer à des tarifs reflétant les coûts afin d'encourager les investissements dans le secteur de l'énergie.

Facteurs d'évolution des tarifs

1. Caractéristiques de la production	2. Caractéristiques du combustible (applicables à la production thermique)	3. Caractéristiques du système
1.1. Profil des générations 1.2. Électricité commercialisée 1.3. Disponibilité de l'usine 1.4. Facteur d'utilisation des capacités 1.5. Consommation auxiliaire	2.1. Coût terrestre du carburant (USD/tonne) 2.2. Taux de chaleur de la production (kCal/ kWh)	3.1. Facteur de charge du système (%) 3.2. Minutes de système perdues

4. Caractéristiques de la transmission	5. Caractéristiques de la distribution	6. Caractéristiques de la consommation
4.1. Longueur du réseau - Transmission 4.2. Capacité de transformation - Transmission 4.3. Facteur d'utilisation du réseau - Transmission 4.4. Disponibilité du réseau de transport 4.5. Pertes de transmission	5.1. Longueur du réseau - Distribution 5.2. Capacité de transformation - Distribution 5.3. Facteur d'utilisation du réseau - Distribution 5.4. SAIDI 5.5. Pertes de distribution	6.1. Consommation d'électricité par habitant 6.2. Répartition des ventes - en fonction de la tension 6.3. Répartition des ventes par catégorie 6.4. Clients des services prépayés (%)

7. Accès à l'information	8. Résultats financiers

7.1. Densité de population urbaine 7.2. Densité de la population rurale 7.3. Accès à l'électricité - Urbain 7.4. Accès à l'électricité - Rural	8.1. Indice des frais d'exploitation et de gestion (distribution et approvisionnement) 8.2. Efficacité de la collecte (%) 8.3. Nombre moyen de jours de débiteurs

9. Paramètres macroéconomiques	10. Approches réglementaires	11. Structure du marché et concurrence
9.1. PIB par tête 9.2. Taux d'inflation (IPC, WPI 70.) 30. 9.3. Dépenses annuelles d'électricité par rapport au revenu moyen des ménages	10.1. Méthodologie tarifaire 10.2. Fréquence de révision des tarifs 10.3. Mécanisme d'ajustement tarifaire automatique 10.4. Respect des principes du coût du service ?	11.1. Étendue du dégroupage 11.2. Indice de part de marché

La compréhension des facteurs clés des tarifs de production, de transmission et de distribution nous aide à effectuer une comparaison entre pairs des tarifs dans la région du COMESA et à analyser les tendances discernables qui peuvent être observées.

La réflectivité des coûts et ses éléments clés

L'évaluation de la réflectivité des coûts est la *« détermination du coût agrégé de la fourniture de chaque élément du service d'électricité à chaque catégorie de clients d'une manière équitable et non discriminatoire, et sa comparaison avec le tarif payé par la catégorie de clients »*. Une telle évaluation fournit une vue granulaire des différents coûts et besoins de revenus imposés par chaque catégorie de clients sur le réseau électrique.

L'évaluation de la réflectivité des coûts peut être un outil utile pour atteindre les objectifs tarifaires suivants :

- déterminer des tarifs abordables pour les consommateurs à faibles revenus ainsi que l'ampleur du soutien financier nécessaire de la part du gouvernement pour subventionner ces consommateurs ;
- identifier l'ampleur des subventions croisées existant entre les catégories de consommateurs ainsi qu'entre les régions géographiques ;
- la fixation d'une trajectoire pour la réduction des subventions croisées ; et
- fixer une trajectoire de transition vers des tarifs reflétant les coûts en fournissant une évaluation de base des niveaux actuels de réflectivité des coûts

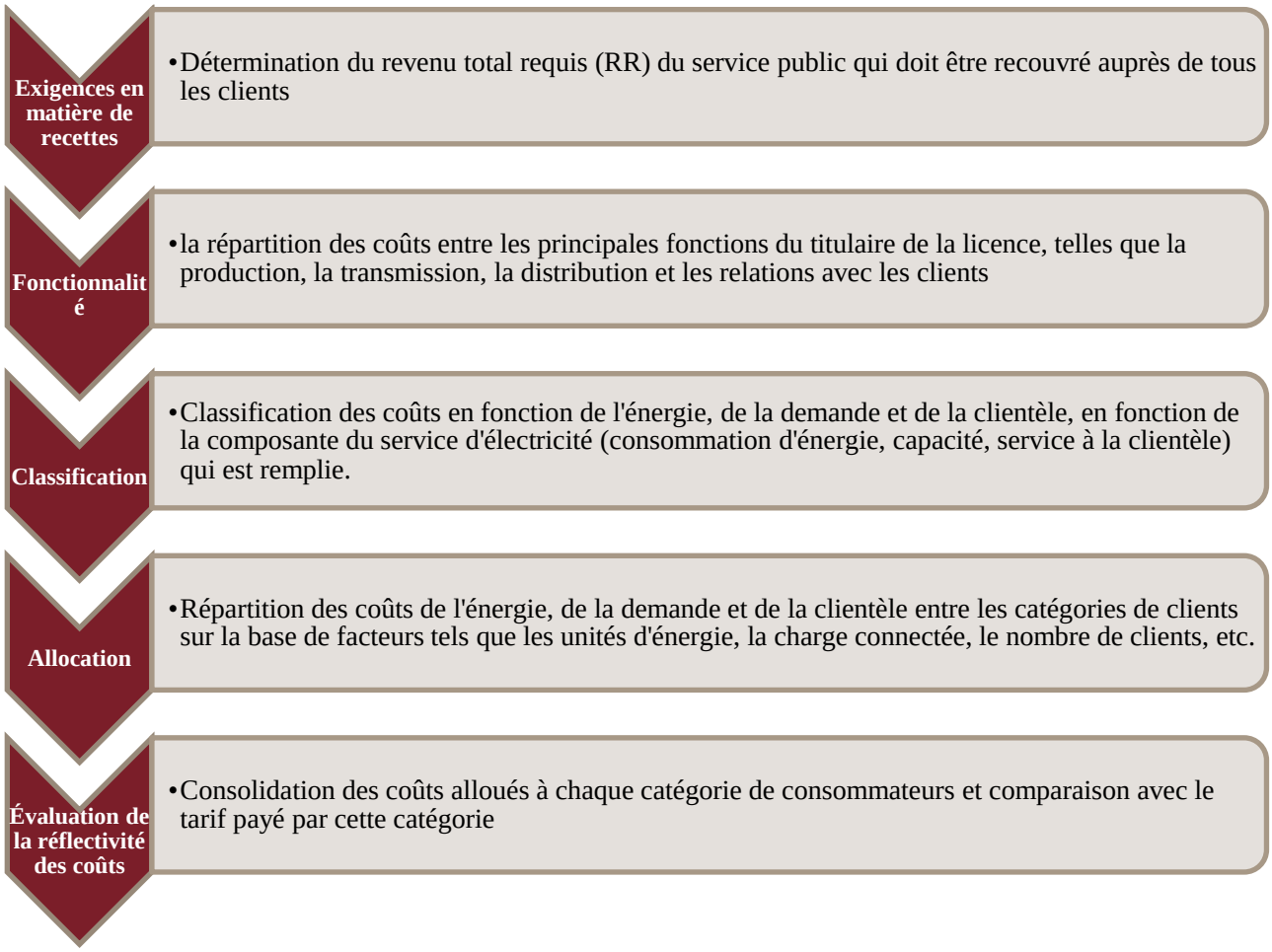
Les données nécessaires à l'évaluation du coût du service sont nombreuses et, dans une certaine mesure, subjectives. Ceci est dû au fait que des données complètes et précises ne sont jamais disponibles. Toutefois, les résultats relatifs au coût du service pour les compagnies d'électricité disposant d'une bonne base d'informations tendent à être plus fiables que les résultats pour les compagnies disposant de moins d'informations. En tout état de cause, en l'absence d'informations précises, des estimations doivent être faites

au moyen de données de substitution ou de « suppositions », en s'appuyant sur l'expérience et les connaissances générales de l'industrie de l'énergie électrique.

La méthodologie comprend les cinq étapes suivantes :

1. Détermination des besoins en recettes (RR)
2. Fonctionnalité des coûts
3. Classification des coûts
4. Répartition des frais
5. Évaluation de la réflectivité des coûts

Étapes d'une étude sur le coût du service



Lacunes dans les pratiques tarifaires actuelles

L'examen des pratiques tarifaires actuelles suivies par les États membres fait apparaître les principales lacunes suivantes :

- L'absence d'un organisme de régulation opérationnel à Djibouti, en Érythrée, en Libye, en Somalie, au Sud-Soudan et en Tunisie rend difficile la mise en œuvre de cadres tarifaires et de réglementations bien définis.
- Indépendance réglementaire limitée, à l'exception de l'Égypte, du Kenya, du Rwanda et de l'Ouganda - cela limite l'indépendance du processus de fixation des tarifs, les tarifs étant fixés et approuvés par le gouvernement.
- Absence de méthodologies et de cadres tarifaires bien définis dans la plupart des pays
- Absence de mécanismes de répercussion des droits de douane, à l'exception du Kenya, du Rwanda et de l'Ouganda.
- Absence de révision régulière des tarifs, ceux-ci n'étant révisés qu'une fois tous les 3 à 5 ans dans la plupart des pays.
- Absence de réglementation tarifaire basée sur l'incitation avec l'approche du simple taux de rendement adoptée dans la plupart des États membres
- Dépendance à l'égard des subventions du gouvernement sous la forme de subventions en capital pour les projets d'électricité et de subventions croisées dans les catégories de consommateurs.
- Les systèmes d'information réglementaires sont inadéquats, ce qui rend difficile, pour la plupart des pays, la communication de paramètres tarifaires tels que le taux de facturation moyen par catégorie de clients, la charge connectée par catégorie de consommateurs, le coût moyen de l'approvisionnement, etc.
- Absence de procédure de recours réglementaire dans la plupart des pays
- Absence de bonnes pratiques de consultation, de divulgation et de transparence réglementaires complètes

Principales recommandations relatives aux tarifs

- **Méthodologie tarifaire** : L'adoption d'une méthodologie basée sur le RdR (approche coût plus) pour déterminer le besoin global de revenus du service public et le besoin de revenus pour chaque catégorie de clients. Cette disposition prévoit que les redevances recouvrables par le service public pour la fourniture d'électricité doivent lui permettre d'obtenir un rendement raisonnable sur la juste valeur de ses actifs fixes en exploitation, majorée d'une provision pour son fonds de roulement.
- **Une approche tarifaire pluriannuelle** (RPI - x) pourrait être mise en œuvre à l'avenir, mais seulement après l'établissement d'une base de référence appropriée. Toutefois, des signaux simples d'amélioration de la productivité sur plusieurs années peuvent être facilement incorporés en utilisant des paramètres tels que la productivité des employés. L'approche pluriannuelle présente des avantages : (i) un coût de régulation plus faible et (ii) une meilleure incitation à l'augmentation de la productivité. Dans l'intervalle, il est possible de mettre en œuvre des incitations à la performance par le biais de la méthodologie de la RdR en adoptant une approche pluriannuelle ciblée
- **Incitations/pénalités basées sur les tarifs** : La structure tarifaire doit prévoir des incitations/pénalités basées sur le tarif pour les clients afin d'améliorer l'efficacité énergétique, le facteur de charge et le facteur de puissance, tout en maintenant la simplicité de la structure.

- **Subventions croisées des tarifs** : Le type de subvention le plus courant dans le secteur de la fourniture d'électricité au niveau mondial est la subvention croisée au sein de la structure tarifaire. En général, les subventions croisées vont des clients commerciaux et industriels aux clients domestiques et aux autres petits clients. L'ampleur de ces subventions est révélée par une étude du coût du service. Un certain degré de subventionnement croisé dans une structure tarifaire peut être considéré comme tolérable, étant donné que les ventes aux clients industriels/commerciaux représentent un risque plus important pour la compagnie d'électricité que les ventes domestiques, qui tendent à être plus stables dans le temps. Néanmoins, conformément aux meilleures pratiques, les bénéficiaires de subventions croisées ne devraient généralement pas payer moins de 90 % du coût du service et les fournisseurs de subventions ne devraient pas payer plus de 110 % du coût du service.
- **Subventionnement des clients à faibles revenus** : Pour que le service public soit commercialement viable, si des subventions importantes doivent être accordées aux clients à faibles revenus, elles doivent être mises en place et financées, en principe, par le gouvernement de l'État concerné. Un certain nombre de mécanismes peuvent être utilisés à cette fin, notamment (i) le remboursement direct à la compagnie de la différence entre le coût du service et les revenus générés par le tarif de base et (ii) le paiement direct par le gouvernement aux ménages à faibles revenus, qui paient le tarif normal à la compagnie.
- **Subventions en capital** : Une autre méthode pour subventionner les clients à faibles revenus consiste à subventionner la construction de nouvelles installations pour desservir les zones à faibles revenus et à supprimer, dans la mesure du possible, les frais de raccordement initiaux. Cette méthode est particulièrement utile si le gouvernement souhaite augmenter le taux d'électrification du pays.
- **Mécanisme de réglage automatique** : L'objectif d'un mécanisme d'ajustement automatique est de fournir une certaine protection financière au service public et au client lorsque les coûts fluctuent d'une manière telle que le processus normal de fixation des tarifs ne peut pas les gérer efficacement. Ce mécanisme permettra automatiquement de modifier le prix facturé au client en fonction de l'évolution d'un ou de plusieurs postes de coûts présélectionnés, sans attendre la mise en œuvre d'une modification tarifaire dans le cadre de la procédure normale de fixation des tarifs. Les mécanismes d'ajustement automatique sont généralement appliqués aux prix des carburants. Outre les prix des combustibles, un service public d'électricité peut être confronté à d'autres coûts qui ont un impact significatif sur ses performances financières et qui échappent à son contrôle. Il peut s'agir de pertes de change ou de la volatilité en général qui modifie le niveau de prix des biens et services nécessaires à la production d'électricité.
- **Cadre tarifaire incitatif**
    - Étant donné que l'amélioration de l'efficacité opérationnelle du service public est un objectif clé, il est essentiel d'indiquer des signaux d'efficacité au service public par le biais des tarifs. En l'absence de RPI - x, un cadre tarifaire basé sur le RdR peut être facilement utilisé pour envoyer ces signaux sans augmentation majeure de l'intervention réglementaire. La meilleure façon d'y parvenir est de mettre en place un cadre pluriannuel dans lequel le service public a le temps d'investir dans l'amélioration de l'efficacité et d'en

récolter les fruits. L'intégration d'incitations à la performance dans un environnement basé sur la RdR peut se faire de la manière suivante :

- L'autorité de régulation doit déterminer les recettes nécessaires à recouvrer par le biais des tarifs au cours de la période pluriannuelle choisie. Par exemple, les pertes de distribution cibles peuvent être utilisées pour estimer les besoins d'achat d'électricité, qui, à leur tour, sont utilisés pour estimer les coûts d'achat d'électricité. En outre, les facteurs de disponibilité des centrales cibles peuvent être utilisés pour déterminer la récupération totale ou partielle des coûts fixes d'une centrale de production.
- Dans le cadre de la méthodologie RdR, le régulateur doit procéder à des révisions tarifaires périodiques sur une période pluriannuelle. Si le service public dépasse les performances visées pour les paramètres, il peut être autorisé à conserver l'intégralité du gain ou à en partager une partie avec les clients. D'autre part, si le service public n'atteint pas ses objectifs, il peut être amené à supporter la totalité de la perte ou à en partager une partie avec les clients. Les gains/pertes qui sont déterminés comme étant à la charge du service public peuvent être utilisés pour ajuster les besoins en recettes pour une période ultérieure.

- Les États membres devraient progressivement passer à l'analyse du coût du service et commencer à conserver les points de données nécessaires à l'établissement de rapports réguliers sur les résultats en matière de coût du service.

Plan d'action de mise en oeuvre

Les étapes clés nécessaires au niveau régional et collectif pour promouvoir l'harmonisation tarifaire sont les suivantes :

- Des mesures devraient être prises pour disposer d'un régulateur indépendant et bien gouverné, en fait comme en droit. Les régulateurs doivent avant tout être indépendants et prendre des décisions transparentes. Cela établira automatiquement la base pour avoir des cadres tarifaires légaux et réglementaires bien définis pour le secteur.
- Élaboration de mécanismes normalisés de détermination des tarifs afin d'accroître la confiance des investisseurs dans le marché régional.
- Disponibilité des documents clés dans le domaine public, regroupés et facilement et gratuitement accessibles
- Le régulateur régional RAERESA doit surveiller et rendre compte des résultats obtenus par les États membres dans l'élaboration de réglementations tarifaires bien définies et de tarifs reflétant les coûts, en tant qu'aide à ces derniers plutôt qu'en tant qu'organisme de conformité de type européen.
- Renforcement des capacités et soutien aux régulateurs nationaux et aux opérateurs, et collaboration continue entre les régulateurs par l'intermédiaire du RAERESA et de ses organisations régionales sœurs.

L'élaboration d'un outil d'harmonisation des tarifs et d'un cadre de réflexion sur les coûts sont les premières étapes vers l'harmonisation régionale des tarifs. Les États membres se trouvent à des stades de développement radicalement différents en ce qui concerne la réforme et la réglementation du secteur de l'électricité et nécessiteront des niveaux d'intervention différents à différents stades. Il est clair que l'effort individuel pour passer à des tarifs reflétant les coûts sera énorme par rapport aux ressources humaines dont

disposent de nombreux régulateurs et gouvernements. Pour certains petits États qui n'en sont qu'au stade initial du développement du secteur de l'électricité, le défi individuel que représente l'adoption de cadres tarifaires harmonisés sera plus important que pour ceux qui disposent déjà d'un cadre réglementaire développé. Le cadre et les outils connexes devraient être considérés comme une aide permettant à ces États de gagner du terrain, d'apprendre de leurs pairs plus avancés et d'éviter de « réinventer la roue », plutôt que comme une sorte de mécanisme d'application externe. Cela nécessiterait également la mise en place d'un **système adéquat de communication des informations réglementaires**, car les données nécessaires à l'élaboration d'un modèle de coût du service sont très nombreuses.

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

Introduction

L'harmonisation régionale des cadres réglementaires et des outils pour l'amélioration de la réglementation de l'électricité dans le COMESA (le « projet ») est entrepris pour renforcer la durabilité du secteur de l'électricité de la région grâce à des **cadres réglementaires efficaces, uniformes, transparents et applicables qui établissent des principes, des règles, des processus et des normes clairs pour la région du COMESA financée par la Banque africaine de développement (BAD).** Le projet couvre 12 États membres du COMESA (Burundi, Djibouti, Égypte, Érythrée, Éthiopie, Kenya, Libye, Rwanda, Somalie, Soudan, Tunisie et Ouganda) et le Sud-Soudan. Ce rapport couvre le développement d'un cadre pour l'axe de travail 2 du projet.

Axe de travail 2

Le volet 2 sur **la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité (HCET) et l'outil d'évaluation de la réflectivité des coûts (CRAFT)** vise à aider le COMESA à effectuer une comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité des États membres tout au long de la chaîne d'approvisionnement en électricité.

L'autre aspect de ce chantier concerne le développement d'un cadre et d'un outil permettant de suivre et d'évaluer en temps réel le processus de migration des pays vers des tarifs reflétant les coûts, conformément à la décision du Conseil des ministres du COMESA responsables de l'énergie, qui a exhorté les États membres à migrer vers des tarifs reflétant les coûts, et à mettre en place un système d'information sur les coûts.
Des tarifs réfléchis pour encourager les investissements dans le secteur de l'énergie. Cette composante devrait s'appuyer sur l'étude tarifaire comparative 2019 commandée par la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) avec le soutien de la BAD.[1]

Le champ d'action de l'axe de travail 2 est le suivant.

i. Examiner les structures tarifaires et les méthodes de fixation des prix de l'électricité en vigueur dans la région du COMESA et les comparer aux meilleures normes régionales et internationales.
ii. Identifier les principaux paramètres de comparaison des tarifs et les facteurs sous-jacents des tarifs dans la région du COMESA
iii. Développer une méthodologie harmonisée de comparaison des tarifs
iv. Élaborer un outil d'évaluation de la réflectivité des coûts et
v. Tester et valider la méthodologie et l'outil d'encadrement

L'objectif principal du volet 2 est d'harmoniser et d'aligner les cadres tarifaires afin de garantir la normalisation et de faciliter l'échange d'électricité entre les États membres du COMESA.

Principaux résultats de l'axe de travail 2

Les résultats spécifiques de l'axe de travail 2 du projet sont les suivants.

- Adoption des meilleures pratiques réglementaires et tarifaires
- Amélioration de l'efficacité réglementaire dans toute la région

[1] *Analyse comparative des tarifs de l'électricité dans les pays membres de la CEDEAO, BAD, 2019*

- Amélioration de la migration vers des tarifs reflétant les coûts et des cadres tarifaires harmonisés

Les avantages susmentionnés visent à améliorer la coopération régionale et à renforcer le commerce transfrontalier de l'électricité, ce qui permettra de réduire le coût de l'approvisionnement et d'améliorer l'accès à l'énergie dans les États membres.

Aperçu du rapport

Conformément aux termes de référence, le rapport sur le "Cadre pour la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité et pour l'évaluation de la réflectivité des coûts dans la région du COMESA" pour les États membres du COMESA est soumis ici.

Le présent « rapport-cadre » décrit la méthodologie et le cadre de deux éléments clés du chantier 2 :

1. Comparaison harmonisée des tarifs d'électricité
2. Évaluation de la réflectivité des coûts dans la région du COMESA

Le cadre ainsi développé sera alimenté par des données et les résultats analytiques seront discutés dans le cadre du « Rapport inaugural ».

Le rapport est structuré comme suit :

CHAPITRE 1: Introduction

Ce chapitre décrit le contexte du projet, le champ d'application du volet 2, l'objectif, les résultats spécifiques et la structure du rapport.

CHAPITRE 2: Examen des structures tarifaires et des méthodes de fixation des prix de l'électricité dans la région du COMESA et comparaison avec les meilleures normes internationales.

Ce chapitre passe en revue les structures tarifaires et les méthodes de tarification existantes pour les États membres du COMESA. Nous avons passé en revue les meilleures pratiques tarifaires internationales et les avons comparées aux pratiques tarifaires actuelles afin de comprendre les lacunes dans les pratiques tarifaires.

CHAPITRE 3: Comparaison harmonisée des tarifs d'électricité

Ce chapitre analyse les facteurs sous-jacents des composantes tarifaires, tels que la composition de la production, le rendement, le coût du combustible, les échanges transfrontaliers, les pertes, les taux de recouvrement, etc. et leur impact sur les différentes composantes tarifaires.

CHAPITRE 4: Outil du cadre d'évaluation de la réflectivité des coûts

Ce chapitre traite de la réflectivité des coûts et de ses principaux objectifs.

CHAPITRE 5: Méthodologie recommandée pour l'évaluation de la réflectivité des coûts

Dans ce chapitre, la méthodologie recommandée pour la réflectivité des coûts comprenant les cinq étapes clés de la détermination des besoins en recettes, de la fonctionnalisation, de la classification, de la répartition des coûts et de l'évaluation de la réflectivité des coûts a été décrite en détail.

CHAPITRE 6: Procédures d'évaluation de la réflectivité des coûts

Ce chapitre examine en détail les caractéristiques, la structure et la méthodologie de fonctionnement du modèle du coût du service.

CHAPITRE 7: Recommandations relatives aux tarifs

Ce chapitre, basé sur l'évaluation des lacunes des pratiques tarifaires, fournit les recommandations tarifaires clés qui devraient être mises en œuvre par les États membres afin d'harmoniser les cadres tarifaires dans la région.

CHAPITRE 8: Plan d'action pour la mise en œuvre

Ce chapitre présente les principales mesures à prendre pour normaliser et harmoniser les cadres tarifaires dans les États membres. Les principaux défis liés à l'exercice d'harmonisation et les mesures à prendre pour les surmonter ont été mis en évidence dans le présent document.

CHAPITRE 9: CONCLUSION

Ce chapitre met en évidence les principaux résultats et conclusions du rapport et fournit une conclusion au rapport.

Annexe 10.1 Outil du cadre d'évaluation de la réflectivité des coûts (CRAFT)

Annexe 10.2 Manuel de formation pour l'utilisation du modèle du coût du service

Annexe 10.3 Données nécessaires à l'analyse du coût du service

Examen des structures tarifaires et des méthodes de fixation des prix de l'électricité dans la région du COMESA, et comparaison avec les meilleures normes internationales.

Introduction

Ce chapitre passe en revue les structures tarifaires de l'électricité et les méthodes de fixation des prix en vigueur dans les États membres du COMESA. Nous avons ensuite procédé à un examen des meilleures pratiques internationales et à une évaluation comparative des pratiques actuelles. En conséquence, les lacunes dans les pratiques et cadres tarifaires actuels ont été analysées, établissant le contexte pour l'harmonisation des cadres tarifaires et de réflectivité des coûts.

Examen du cadre réglementaire dans les États membres

Parmi les 13 pays qui font l'objet de notre étude, seuls sept pays disposent d'organes de régulation opérationnels, à savoir *Burundi, Égypte, Éthiopie, Kenya, Rwanda, Soudan et Ouganda*. Les six autres pays - Djibouti, Érythrée, Libye, Somalie, Sud-Soudan et Tunisie - n'ont pas d'organisme de régulation ou ne sont pas encore opérationnels. Le ministère chargé de l'énergie dans les pays concernés joue de facto le rôle de régulateur du secteur de l'électricité dans ces pays.

Le degré d'indépendance des organismes de régulation est très variable. Dans certains pays où des organismes de régulation sont en place, l'indépendance fonctionnelle de l'autorité de régulation n'est toujours pas assurée, toutes les décisions importantes devant être approuvées par le ministère. C'est le cas dans des pays comme le Burundi, l'Éthiopie et le Soudan. Le mode de financement des autorités de régulation varie également : il peut être entièrement financé par l'État ou par les droits de licence du secteur.

La Somalie et le Sud-Soudan prennent également des mesures pour mettre en place des organismes de régulation indépendants. En Somalie, l'Autorité nationale de l'électricité (NEA) a été récemment créée et n'est pas encore opérationnelle. Au Sud-Soudan, un projet de loi a été proposé pour mettre en place un organisme de régulation.

Les principales observations concernant la structure réglementaire, l'indépendance et le cadre de recours sont les suivantes :

- Organisme de réglementation distinct et indépendant, avec possibilité de recours : Kenya, Uganda
- Autorité de régulation distincte et indépendante, mais sans possibilité de recours : Egypte, Rwanda
- Organisme de réglementation distinct, mais avec un faible niveau d'indépendance et sans possibilité de recours : Burundi, Ethiopie, Soudan
- Un régulateur distinct doit encore être mis en place et rendu opérationnel : Djibouti, Erythrée, Libye, Somalie, Soudan du Sud, Tunisie

Structure du marché

Les pays varient également dans la conception du marché de la structure du secteur de l'électricité. Les degrés de séparation varient d'un État membre à l'autre. En ce qui concerne la structure globale du marché pour les pays considérés :

- Principalement dégroupé : Egypte, Kenya, Soudan, Ouganda. En outre, le Kenya est en train de dégrouper les opérations du système.
- Dégroupage partiel : Ethiopie
- Entièrement regroupée : Burundi, Djibouti, Erythrée, Libye, Rwanda et Tunisie. En outre, le Burundi est en train de passer à un État partiellement dégroupé.
- Réseaux isolés, opérateurs privés : Somalie, Soudan du Sud

La séparation complète au niveau de la production, de la transmission et de la distribution est observée dans le cas de l'Égypte, du Kenya, du Soudan et de l'Ouganda. Le Burundi, Djibouti, l'Érythrée, la Libye, le Rwanda et la Tunisie ont des entreprises verticalement intégrées qui assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité dans leurs États membres respectifs. Un dégroupage partiel est observé dans le cas de l'Éthiopie.

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

Cadres tarifaires

Sur la base de l'examen du cadre tarifaire et des méthodologies dans chacun des pays spécifiés, un aperçu de la comparaison entre les pays spécifiés est présenté ci-dessous.

Tableau 1: Cadres tarifaires et méthodologies : Évaluation comparative

	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
Approbation tarifaire	*Gouvernements*	*Le gouvernement suivi par le Parlement*	*Régulateur*	*Gouvernements*	*Gouvernements*	*Régulateur*	*Gouvernements*	*Régulateur*	*Gouvernements*	*Le gouvernement suivi par le Parlement*	*Gouvernements*	*Gouvernements*	*Régulateur*
Méthode tarifaire	Coût plus rendement	--	Coût plus rendement	--	Coût plus rendement	Coût plus rendement	--	Coût plus rendement	Coût plus rendement	Coût plus rendement	--	--	Coût plus rendement
Frais de répercussion - Couverture	Coûts imprévus, gains exceptionnels selon la nouvelle loi	--	--	--	--	Coût du carburant, devises, inflation, redevance de l'autorité des ressources en eau	--	Oui	Coût du carburant, devises	--	--	--	Coût du carburant, taux de change, inflation, mix de production
Redevances de répercussion - Fréquence	--	--	--	--	--	Mensuel	--	--	--	--	--	--	Trimestriel

	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
Régularité de la révision des tarifs	Irrégulier (Dernière tarification 2017)	Irrégulier (Dernière tarification 2020)	Permanent	Irrégulier	Irrégulier (Dernière tarification 2018)	Permanent	Irrégulier	Irrégulier (Dernière tarification 2020)	Irrégulier	Irrégulier	Irrégulier	Irrégulier	Permanent
Régime tarifaire pluriannuel (TPP)	--	--	--	--	Oui	Oui	--	--	--	--	--	--	Oui
Étude sur le coût du service	--	--	Oui	--	--	Oui	--	--	--	--	--	--	Oui
Tarifs de temps d'utilisation (ToU)	--	--	Oui	--	No	Oui	--	Oui	--	--	--	Oui	Oui
Seuil tarifaire de la ligne de vie	50 kWh	200 kWh	50 kWh	--	50 kWh	30 kWh	--	15 kWh	--	100 kWh (JEDCO)	200 kWh	50 kWh	15 kWh
Système de comptage à prépaiement	Oui	--	Oui	--	Oui	Oui	--	Oui	--	Oui	Oui	--	Oui
Meilleures pratiques		Incitation tarifaire à la réduction de la demande pendant	Tarif des blocs inclinés Tarifs pour les véhicules			Tarifs pour les véhicules électriques		Abaissement des droits de douane pour les moyennes et grandes industries		Des tarifs plus bas pour les clients industriels		Tarif des blocs inclinés Structure à quatre équipes basée sur les	Diminution du tarif global pour les grands et très grands consommate

	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
		les heures de pointe	électriques									variations saisonnières	urs industriels

Les principales conclusions relatives aux cadres tarifaires sont les suivantes.

Approbation tarifaire

- Tarif approuvé par le régulateur : Egypte, Kenya, Rwanda, Ouganda
- Tarif approuvé par le gouvernement/parlement : Burundi, Djibouti, Érythrée, Éthiopie, Libye, Somalie, Soudan du Sud, Soudan, Tunisie

Méthodologie tarifaire

La plupart des pays ont adopté une approche basée sur le coût majoré, en particulier ceux qui disposent d'une réglementation bien définie.

Redevances de répercussion

Les pays comme le Kenya, le Rwanda et l'Ouganda disposent de mécanismes de répercussion bien définis qui sont mis en œuvre à intervalles réguliers.
Le Burundi et la Somalie ont, conformément à la loi et aux règlements tarifaires récemment notifiés, également défini les frais de répercussion.

Révisions tarifaires

Des révisions tarifaires régulières sont observées dans le cas de l'Égypte, du Kenya et de l'Ouganda. Les autres pays n'ont pas mis en place de mécanismes de révision tarifaire régulière.

Régime tarifaire pluriannuel (TPP)

Le régime MYT est observé dans le cas de l'Éthiopie, du Kenya et de l'Ouganda.

Tarifs en fonction du temps d'utilisation

Des tarifs en fonction de l'heure d'utilisation ont été mis en place pour les catégories commerciales et industrielles dans des pays tels que l'Égypte, le Kenya, le Rwanda, la Tunisie et l'Ouganda (selon les informations disponibles).

Tarif de la ligne de vie

La plupart des pays ont mis en place un tarif de sauvetage. Le seuil tarifaire de la ligne de vie varie selon les pays. Le Rwanda et l'Ouganda ont le seuil tarifaire le plus bas, soit 15 kWh, alors que des pays comme Djibouti et le Soudan ont un seuil très élevé de 200 kWh. Le Kenya a récemment réduit le seuil de la ligne de vie de 100 kWh à 30 kWh.

Compteurs à prépaiement

Les systèmes de comptage à prépaiement sont pratiqués dans la plupart des pays.

Analyse comparative des meilleures pratiques internationales

Nous avons analysé les meilleures pratiques internationales en matière de structures et de cadres tarifaires. Cette section présente les différentes méthodes de détermination des tarifs et des exemples pratiques de ces méthodes utilisées dans le monde entier.

Méthodes de détermination des tarifs

Un certain nombre de méthodes de tarification de l'électricité sont utilisées dans le monde entier. Les termes utilisés pour décrire ces méthodologies sont les suivants :

a) Taux de rendement (RoR)

b) Coût marginal à long terme (CMLT)

c) Coût marginal à court terme (CMF)

d) Régulation des prix, également connue sous le nom de RPI - x, où RPI signifie l'« indice des prix de détail » et x désigne un facteur d'« amélioration de la productivité ».

e) Plafonnement des prix

f) Plafonnement des recettes

g) Hybride

Les méthodes susmentionnées ne s'excluent pas mutuellement. En fait, ils peuvent tous être utilisés d'une manière ou d'une autre pour fixer les tarifs de l'électricité et à des fins différentes. Pour cette raison, il est préférable de comparer et d'examiner ces méthodes dans le contexte des trois étapes de base généralement requises pour déterminer les niveaux tarifaires pour les différentes catégories de clients, chacune d'entre elles pouvant se prêter davantage à une (ou plusieurs) des méthodes tarifaires susmentionnées :

a) Déterminer le prix de vente moyen global par kilowattheure dont l'entreprise d'électricité a besoin pour couvrir ses coûts, ce qui est déterminé par la constitution d'un besoin de revenus pour atteindre une mesure de sa bonne santé financière.

b) Déterminer le prix de vente moyen requis pour chaque catégorie de clients afin de refléter les différences de coûts réels dans la fourniture du service électrique

c) Fixation du tarif moyen pour chaque catégorie en termes de redevances énergétiques, de redevances de demande et de redevances de clientèle

La première étape mentionnée ci-dessus est généralement abordée dans le cadre d'une prévision financière, qui permet de déterminer le niveau tarifaire global moyen requis par le service public pour couvrir tous ses coûts. Ces coûts comprennent toutes les dépenses, les impôts sur le revenu et un rendement adéquat pour les actionnaires. Les prévisions financières fournissent des projections de tous ces coûts de services publics par le biais d'états financiers tels que le compte de résultat, le bilan et l'état des sources et des affectations de fonds. De cette manière, les variations annuelles du niveau tarifaire moyen peuvent être déterminées de façon à générer un financement interne suffisant pour répondre au programme d'expansion du capital de la compagnie, au service de la dette et aux obligations de rendement des capitaux propres, ainsi qu'à toutes les dépenses futures prévues et à l'impôt sur le revenu. Il s'agit de l'étape la plus cruciale de la détermination du tarif, car elle est directement liée à la viabilité financière du service public.

La deuxième étape concerne la différenciation du niveau tarifaire moyen entre les différentes catégories de clients. Par exemple, étant donné qu'il est moins coûteux de fournir de l'électricité à un gros client desservi à la tension de transport qu'à un petit consommateur à basse tension, cette différence de coût devrait théoriquement se refléter dans leurs tarifs respectifs.

La troisième étape, décrite ci-dessus, consiste à fixer des niveaux appropriés d'énergie, de demande et de redevances d'utilisation dans les limites des deux analyses précédentes.

Les sections suivantes décrivent chacune des méthodologies tarifaires susmentionnées dans le cadre de ces trois étapes de fixation des tarifs.

Méthodologie de la RdR

Dans la plupart des environnements réglementés, le niveau de revenu global requis pour le service public est fixé dans le but de recouvrer trois coûts principaux, à savoir

a) Dépenses de fonctionnement

b) Charges d'amortissement

c) Retour sur investissement (RSI)

Alors que les deux premiers éléments mentionnés ci-dessus peuvent souvent être déterminés de manière assez simple (pas toujours), les RdI ont tendance à être plus controversées et donnent généralement lieu à un débat, que ce soit entre un régulateur et des parties prenantes dans un forum public ou entre des décideurs politiques au sein du gouvernement. Ce type de réglementation/méthodologie est généralement connu sous le nom de RdR en raison de l'accent particulier mis sur la détermination des besoins en recettes.

Comme indiqué précédemment, la pièce maîtresse de la méthodologie du RdR est une prévision financière des états comptables de base de la compagnie - compte de résultat, bilan et tableau des flux de fonds - qui permet de déterminer le niveau tarifaire global moyen nécessaire à la compagnie pour couvrir toutes ses obligations financières.

En général, les lois ou les règlements stipulent qu'un organisme de réglementation désigné doit procéder périodiquement (généralement une fois par an) à une révision formelle des tarifs. Si aucune période d'examen n'est spécifiée, les demandes de modifications tarifaires peuvent être examinées en fonction des besoins et peuvent être initiées par l'autorité de régulation ou la compagnie.

Une fois la première étape de la définition d'un besoin global de recettes achevée, la deuxième étape de l'établissement des tarifs consiste à diviser le « gâteau du besoin de recettes » entre les différents groupes de consommateurs afin de déterminer leur contribution au besoin total de recettes[2]. Cela nécessite généralement une étude du coût du service. Cette étude est le plus souvent fondée sur des coûts basés sur le RdR. Cette répartition directe des recettes nécessaires, ou l'analyse « classique » du coût du service, répartit les recettes totales nécessaires du service public entre les catégories de clients sur la base de l'utilisation relative des ressources du système. Cette répartition directe des coûts financiers vérifiés de la compagnie (réels ou estimés) est généralement connue sous le nom d'étude du coût intégré du service.

La méthodologie de base de l'analyse classique du coût du service consiste à décomposer tous les coûts du service public d'électricité en domaines fonctionnels simples (production, transmission, etc.), qui sont

[2] *Étant donné que l'un de ses objectifs est de réduire le coût de la régulation, l'application de la méthode RPI - x aux catégories de clients n'a généralement pas été pratiquée (bien qu'elle soit théoriquement possible). Une fois que le niveau du tarif moyen global a été fixé, les compagnies d'électricité soumises à la réglementation RPI - x facturent généralement les clients individuels sans vraiment tenir compte de la récupération des coûts pour chaque catégorie de clients.*

ensuite classés par niveaux de tension selon qu'ils sont liés à l'énergie, à la demande ou à la clientèle. Ces trois principaux éléments de coût sont ensuite répartis entre les catégories de clients en fonction du niveau de tension, sur la base de facteurs de répartition dérivés des données de base des clients. Bien que ce processus puisse être décrit de manière simple, la structure des coûts d'une compagnie d'électricité est telle que l'exercice est résolument plus complexe.

Une comparaison des recettes des tarifs existants pour chaque catégorie de clients avec le total des coûts imputés permet de déterminer dans quelle mesure le tarif existant permet de recouvrer les coûts imputés. Si cette comparaison est faite en termes de ratio recettes/coûts, un ratio de 80 % signifierait que les tarifs actuels ne recouvrent que 80 % du coût du service. Un ratio de 120 % signifierait que les tarifs actuels permettent de recouvrer 20 % de plus que le coût du service. Les ratios recettes/coûts, qui s'écartent sensiblement de 100 %, indiquent qu'un ajustement tarifaire est nécessaire pour la catégorie afin de rapprocher ce ratio de 100 %.

Dans la troisième étape relative à la conception des tarifs, des tarifs reflétant les coûts peuvent être élaborés en utilisant les coûts de service répartis de l'étape précédente comme objectifs de revenus. Il est facile d'élaborer une combinaison de redevances énergétiques, de redevances de demande et de redevances d'utilisation qui permet d'obtenir les recettes nécessaires par catégorie (ou le coût total réparti du service). Étant donné que chacune de ces redevances peut être exprimée de différentes manières, depuis les redevances bloquées (énergie et demande) jusqu'au temps d'utilisation, les alternatives sont nombreuses. l n'existe pas de règles strictes pour la fixation de ces redevances, si ce n'est qu'elles doivent rapporter les recettes escomptées sur la base du coût du service. Il faut donc comprendre qu'il existe une flexibilité relativement grande dans la fixation des composantes individuelles de chaque tarif, pour autant que chaque combinaison possible aboutisse au même montant de recettes.

Une alternative à la fixation des redevances d'énergie, de demande et de clientèle consiste à utiliser les détails de l'étude du coût total du service basé sur les RdR, étant donné que les coûts totaux alloués à une catégorie de clients comprendront les coûts liés à l'énergie, à la demande et à la clientèle. Une méthode très simple pour établir un tarif de recouvrement des coûts consiste simplement à fixer des objectifs de recettes pour chaque composante de la redevance (redevance d'énergie, redevance de demande, redevance d'utilisation) à son coût de service attribué respectif. Ainsi, le tarif résultant comprendra une redevance énergétique basée sur les coûts, une redevance de demande basée sur les coûts et une redevance de clientèle basée sur les coûts.

Coût marginal à long terme (CMLT)

Une alternative à la méthode RdR consiste à baser les besoins en revenus sur le LRMC. Baser les tarifs sur le LRMC vise à orienter les choix des clients, à travers la quantité d'électricité facturée, vers l'utilisation la plus avantageuse des ressources économiques d'un pays. En théorie, d'un point de vue collectif, les tarifs basés sur les coûts marginaux permettent une répartition optimale des ressources de la collectivité. Contrairement aux coûts moyens, qui sont basés sur des données actuelles et passées, les coûts marginaux sont calculés à partir de données futures et reflètent donc la rareté attendue des ressources énergétiques.

Le seul objectif d'efficacité économique favorise donc l'approche du coût marginal pour les tarifs de l'électricité. Selon cette approche, le prix de l'électricité est basé sur le coût de la production, du transport et de la distribution de l'énergie avec les nouveaux équipements qui doivent être installés pour produire les

kWh et kW supplémentaires requis. Ainsi, les clients connaissent le coût réel de cette énergie supplémentaire et l'utilisent en conséquence. Il n'y aurait ni surconsommation ni sous-consommation de la ressource énergétique. Ainsi, les tarifs basés sur le principe du coût marginal encouragent les consommateurs à utiliser l'électricité de manière rationnelle, en tenant compte des coûts des autres sources.

Dans la pratique, cependant, aucun service public d'électricité connu dans le monde n'utilise le LRMC comme critère de revenu global. C'est tout simplement parce que le monde fonctionne sur une base financière et non en fonction de la théorie économique. La plupart des compagnies d'électricité ont tendance à considérer la tarification au coût marginal comme un outil utile ou une aide à la conception des tarifs, et non comme un substitut au calcul des coûts financiers. Par conséquent, le concept de LRMC ne peut être appliqué qu'à d'autres étapes de la détermination des tarifs et non à la première étape cruciale de la fixation du besoin global en recettes.

Pour appliquer le LRMC à la deuxième étape de la détermination du tarif (c'est-à-dire le coût du service par catégorie de clients), le LRMC est calculé par catégorie de clients, mais doit ensuite être ajusté à un besoin de revenu total basé sur le RdR, ce qui permet soi-disant de maintenir les signaux de prix du LRMC dans la structure tarifaire tout en satisfaisant au besoin financier global. Il s'agit d'une application souvent utilisée du LRMC, bien que la plupart des compagnies d'électricité qui entreprennent cet exercice effectuent également une analyse classique du coût du service. Néanmoins, dans certaines circonstances, les organismes internationaux de prêt **peuvent** (pas toujours) préférer une analyse approfondie des coûts marginaux (avec et sans l'ajustement du besoin en recettes basé sur le RdR), de sorte que leurs économistes puissent être en mesure de porter un jugement sur la capacité des tarifs existants à recouvrer le CMML de l'offre projetée dans l'avenir. On peut donc constater que même si le LRMC est un bon concept en théorie, son application pratique dans le monde réel n'est pas si courante.

Enfin, comme dans le cas d'une répartition des coûts purement basée sur le RdR, une comparaison des recettes des tarifs existants pour chaque catégorie de clients avec le total des coûts répartis basés sur le LRMC (qu'ils soient purement basés sur le LRMC ou ajustés à l'exigence de recettes basée sur le RdR) permet de déterminer dans quelle mesure le tarif existant recouvre les coûts répartis.

En ce qui concerne la troisième étape relative à la conception des tarifs, le LRMC peut être utilisé dans une certaine mesure pour différencier les tarifs de l'énergie et de la demande en heures pleines et en heures creuses ; toutefois, le SRMC est une meilleure option pour ce faire.

Coût marginal à court terme (CMF)

La différence fondamentale entre le LRMC et le SRMC est que le LRMC suppose que tous les coûts sont variables, puisque c'est le long terme qui est analysé et qu'une usine fixe peut être modifiée afin de fournir des résultats de manière plus efficace. À court terme, certains intrants, tels que les biens d'équipement, ne peuvent pas varier. En fait, pratiquement, la seule variable dans le calcul de la SRMC est le coût du combustible, les coûts variables d'exploitation et de maintenance et les pertes associées du système électrique.

Certaines méthodologies LRMC utilisent l'argument selon lequel la SRMC est égale à la LRMC. Si le calcul particulier du LRMC ne tient pas compte du court terme, il convient d'accompagner cette analyse d'une analyse du SRMC, car ce dernier est un élément important dans la conception des tarifs.

Le SRMC de l'énergie est le coût différentiel de l'unité la plus chère actuellement utilisée. C'est ce que l'on appelle parfois le « lambda du système ». Le calcul du SRMC nécessite une analyse du lambda du système sur une base horaire. La méthode de calcul implique une évaluation des courbes de charge journalières typiques pour le présent et l'avenir, ainsi que des courbes saisonnières et mensuelles (si nécessaire), afin d'estimer quelles ressources répondront à la charge à différents moments et, en particulier, quelles ressources et leurs coûts différentiels associés répondent à la charge à la marge.

Cet exercice peut être réalisé de manière simple, par un examen rapide des profils de charge existants et des unités de production susceptibles de fonctionner à la marge au fil du temps. Il peut également s'agir d'une simulation informatique de la manière dont la charge quotidienne sera satisfaite par l'unité de production, jour après jour, saison après saison, année après année. Toutefois, ces dernières peuvent être étendues et nécessiter des efforts considérables.

Le CSEM n'est utile que lors de la troisième étape de la fixation des tarifs, à savoir la conception des tarifs. Il s'agit tout simplement de fixer la charge énergétique au sein du CSRM. Comme la SRMC varie en fonction de l'heure de la journée, elle peut constituer une base solide pour l'élaboration d'un tarif en fonction de l'heure d'utilisation. Ou, en fonction de la structure des coûts du CSRM, il peut être utilisé dans la conception d'un tarif d'énergie bloqué, le dernier bloc étant fixé à un certain niveau du CSRM. Une fois la (les) redevance(s) énergétique(s) fixée(s) au SRMC, la demande et/ou les redevances d'utilisation peuvent être fixées en conséquence afin d'atteindre un objectif de recettes donné (basé, par exemple, sur une étude du coût du service).

Le SRMC est un signal de coût très efficace pour les consommateurs, puisqu'ils peuvent alors décider de consommer ou non le kilowattheure supplémentaire en se basant plus ou moins sur le coût incrémental actuel de la production. En outre, les clients ont généralement tendance à être plus sensibles aux redevances énergétiques qu'aux autres redevances fixes.

RPI-x

La méthodologie RPI - x ne porte que sur les besoins de revenus globaux de la compagnie. Cette méthode est également connue sous le nom de **« fixation pluriannuelle des tarifs »,** car elle vise à fixer le niveau moyen des tarifs du service public sur une période de plusieurs années, sur la base d'une formule définie. Alors qu'une approche stricte du RdR nécessite des mécanismes et des processus plutôt coûteux et chronophages pour réviser les tarifs lorsqu'ils ne sont plus en phase avec les exigences de revenus (par exemple, une fois par an), l'approche IPR-x allonge la période pendant laquelle une telle intervention réglementaire est nécessaire, grâce à la **formule qui tient compte de facteurs tels que l'inflation et les améliorations de la productivité à moyen terme au sein de l'entreprise de services publics.**

Cette approche est également connue sous le nom de **« régulation incitative »,** car le tarif moyen fixé au moyen de cette formule offre au service public un certain degré de certitude en ce qui concerne les recettes sur une période relativement longue (par exemple, jusqu'à cinq ans). Par conséquent, si le service public est efficace et réduit le coût de l'électricité, à la fin de la période fixée, il bénéficiera d'une manne. Avec des révisions tarifaires fréquentes dans un régime de RdR normal, cela n'est pas possible. Le service public soumis à la réglementation RdR est effectivement « pénalisé » s'il réalise des gains de productivité au cours d'une année donnée, car le tarif est réévalué trop fréquemment pour permettre au service public de récolter les fruits de ses améliorations de productivité.

Le format général de **la formule tarifaire pluriannuelle** est le suivant, bien qu'il puisse être modifié pour tenir compte d'une variété d'autres facteurs :

$$Tariff_{n+1} = Tariff_n \times (1 + RPI - x)$$

où

Tarifn+1 = Tarif moyen à appliquer au cours de la période suivante

Tarifn = Tarif moyen actuel

IPD = Indice des prix de détail (ou toute autre mesure appropriée de l'inflation telle que l'indice des prix à la consommation)

x = Variation du facteur de productivité

Il convient de noter que l'application simpliste de la formule ci-dessus à tous les coûts des services publics n'est généralement pas très répandue, car une telle formule ne s'appliquerait normalement pas à des coûts incontrôlables tels que le mazout importé. Dans ce cas, l'expression « tarif » exclurait les coûts du mazout, qui seraient alors ajoutés à la formule en tant qu'élément distinct non soumis au facteur d'amélioration de la productivité.

En outre, le facteur x prend en compte les améliorations de la productivité en général et ne vise pas des domaines spécifiques. Les gains de productivité souhaitables dans des domaines spécifiques (par exemple, diminution des pannes, diminution des niveaux de pertes) peuvent être traités séparément, en dehors de la formule.

Dans le cadre de la méthode RPI - x, l'autorité de régulation fixe le facteur x sur la base d'une étude approfondie. Cela implique une étude de la productivité des services publics sur une période suffisamment longue (par exemple, un minimum de 10 ans). Une telle étude consisterait à prendre la série chronologique des coûts totaux des services publics, à les diviser par kilowattheure vendu chaque année, puis à déflater/inflater les coûts en monnaie constante à l'aide d'un indice des prix approprié. Les unités qui en résultent devraient (et c'est généralement le cas) présenter une tendance à la baisse au fil du temps, principalement en raison des améliorations technologiques. Compte tenu de cette série chronologique de coûts décroissants en pourcentage, le régulateur peut alors faire preuve d'un certain discernement pour fixer la valeur x - soit à la tendance générale à la baisse, soit à une valeur réalisable raisonnablement proche, en fonction de son opinion sur la marge de manœuvre dont dispose la compagnie pour améliorer sa productivité.

Plafonnement des prix

Le plafonnement des prix est une approche réglementaire incitative dans laquelle une formule est utilisée pour fixer le prix annuel maximum que l'entreprise peut facturer pour chaque service fourni sur une période définie de plusieurs années. Ces prix sont ajustés chaque année pour tenir compte de l'inflation moins un facteur de correction généralement lié aux augmentations attendues de la productivité.

Plafonnement des recettes

Le plafonnement des recettes est également une approche réglementaire fondée sur l'incitation, en vertu de laquelle les recettes annuelles maximales que l'entreprise peut percevoir pendant une période de plusieurs années sont calculées à l'aide d'une formule qui tient compte de l'inflation annuelle, moins un facteur de

correction lié aux améliorations attendues de la productivité. Ces recettes peuvent être ajustées annuellement en fonction d'un ou plusieurs facteurs de coûts ou de recettes qui échappent au contrôle de l'entreprise réglementée, tels que le nombre de consommateurs, l'énergie totale fournie ou, dans le cas des entreprises de réseau, la taille du réseau.

Méthodologie hybride

L'hybride est une combinaison de différentes méthodologies tarifaires.

2.5.2 Expérience mondiale

Évolution historique des méthodologies tarifaires

La réglementation RdR (ou réglementation du "coût du service" comme on l'appelle parfois) a été développée au début du 20eme siècle aux États-Unis et probablement un peu plus tard en Europe. Le concept de LRMC a pris de l'importance dans le secteur de la fourniture d'électricité au cours des années 1970, lorsque les pays occidentaux ont pris conscience que l'énergie était une ressource rare et qu'elle devait donc être évaluée à sa juste valeur. L'utilisation du LRMC comme méthode de calcul des coûts de l'électricité est devenue un sujet d'actualité dans les milieux des compagnies d'électricité au cours des années 1980. De nombreux services publics ont reçu l'ordre de leurs régulateurs d'entreprendre des études LRMC en plus de l'analyse traditionnelle basée sur le RdR. Les agences de développement telles que la Banque mondiale ont imposé dans leurs termes de référence pour les études sur les tarifs de l'électricité qu'elles soient basées sur l'analyse LRMC.

Cette focalisation sur la fixation des tarifs de l'électricité a changé de manière significative au début des années 1990, lorsque le secteur a commencé à se transformer lentement, passant d'une réglementation très stricte (les tarifs ne faisant pas exception) à la recherche de moyens d'alléger la réglementation. Le Royaume-Uni a ouvert la voie en développant un modèle réglementaire alternatif, la réglementation par plafonnement des prix, dans le cadre de laquelle le modèle RPI - x a été développé et introduit. Il est important de noter que ce modèle a été conçu dans le but de réduire le coût de la réglementation et l'implication des autorités réglementaires dans la gestion du service public. Par conséquent, l'accent a été mis sur la détermination du niveau du tarif moyen global sans tenir compte des tarifs des différentes catégories de clients. Le service public pouvait fixer les prix comme il l'entendait, tant que le tarif moyen global n'était pas dépassé. Ainsi, la manière dont la tarification a été formulée pour les différentes catégories de clients a généralement perdu de son importance au cours de cette période. En outre, l'introduction de la concurrence au détail (où les détaillants ou "intermédiaires" achètent de l'électricité aux fournisseurs à des tarifs de gros et la vendent ensuite aux clients) dans certains États américains et dans la majeure partie de l'Europe cela a rendu inutile la tarification réglementée de l'électricité au détail sur ces marchés (sauf lorsque les clients ont choisi de ne pas sélectionner un détaillant différent de la société de distribution locale).

Méthodologies tarifaires utilisées dans le monde entier

Il convient de noter que les paragraphes ci-dessous montrent comment les tarifs de l'électricité sont généralement élaborés et fixés dans d'autres parties du monde.

Aujourd'hui, le modèle réglementaire utilisé en Amérique du Nord varie énormément d'une juridiction à l'autre. Comme il existe de nombreux et différents organismes de réglementation dans chaque État ou province, la diversité des méthodes utilisées est grande. Les juridictions qui utilisent principalement la méthodologie RdR s'appuieront généralement sur le modèle RdR dans tous les exercices d'évaluation des coûts, bien que certaines (c.-à-d. celles qui disposent d'un personnel plus important) puissent également procéder à une analyse LRMC.

Dans les pays en développement, la réforme des tarifs est en cours dans de nombreux pays. En Inde, où les tarifs de détail relèvent de la compétence des autorités de régulation des États, l'accent a été mis sur l'efficacité et la viabilité commerciale des entreprises de distribution. Dans la plupart des États, cela n'a pas été facile en raison de décennies de propriété gouvernementale et de la politisation des tarifs de l'électricité. Les structures tarifaires sont généralement compliquées et difficiles à gérer et contiennent d'énormes subventions croisées. La réglementation est basée sur le RdR, mais les exercices de calcul des coûts ne prennent généralement pas en compte les catégories de clients individuels. La réglementation de type RPI - x a été introduite dans quelques États et à des degrés divers (par exemple, bien que les révisions tarifaires

puissent être effectuées annuellement conformément à la réglementation RdR, les régulateurs ont, dans certains endroits, fixé des objectifs de performance pluriannuels conformément à la réglementation RPI - *x*). Le LRMC n'existe pas à proprement dire.

En Chine, où réside une grande partie de la population mondiale, le secteur de l'électricité est largement contrôlé par le gouvernement et les prix sont simplement fixés par le gouvernement. Les compagnies d'électricité ont tendance à être quelque peu autonomes dans la mesure où les flux de trésorerie couvrent généralement les coûts d'exploitation, mais elles ne peuvent pas faire face aux énormes augmentations de la demande, ce qui nécessite des investissements substantiels de la part du gouvernement. Les structures tarifaires comprennent généralement des tarifs simples, en une seule partie, basés sur la consommation d'énergie pour un nombre relativement restreint de catégories de clients. La tarification à la journée est pratiquée pour les gros clients. Il existe des subventions croisées importantes entre les consommateurs industriels/commerciaux et les consommateurs résidentiels et agricoles. Il n'existe pas de véritable réglementation basée sur les RdR, et aucune étude de coût n'est entreprise à grande échelle.

En Russie et dans la plupart des pays de l'ex-Union soviétique (FSU), la situation est généralement similaire à celle de la Chine. Le secteur est principalement contrôlé par le gouvernement et les prix sont dictés par le gouvernement. Certains pays de l'ex-Union soviétique ont mis en place des secteurs électriques plus ou moins viables financièrement avec l'aide d'organismes de prêt internationaux ; cependant, le calcul des coûts par catégorie de clients n'est généralement pas entrepris. En Russie, un certain degré de calcul des coûts est effectué par les compagnies d'électricité qui soumettent aux régulateurs nationaux un certain nombre de formulaires standardisés fournissant des détails sur les coûts et une répartition relativement simpliste entre les catégories de clients.

Afrique du Sud

Eskom est une compagnie d'électricité intégrée responsable de la production, du transport et de la distribution de l'électricité en Afrique du Sud. Le régulateur national de l'énergie d'Afrique du Sud (NERSA) est le régulateur indépendant désigné responsable de l'industrie de l'approvisionnement en électricité. La NERSA est donc chargée d'examiner et d'approuver les tarifs d'Eskom.

La NERSA réglemente le secteur de l'électricité en Afrique du Sud conformément à la loi sur la réglementation de l'électricité (Electricity Regulation Act), qui prévoit les principes tarifaires suivants :

1. Le concessionnaire titulaire d'une licence d'exploitation doit être en mesure de récupérer le coût total de ses activités sous licence, y compris une marge ou un rendement raisonnable.
2. Le titulaire de la licence doit bénéficier d'une incitation prescrite pour l'amélioration continue de l'efficacité technique et économique.
3. Le concessionnaire doit éviter toute discrimination indue entre les catégories de clients et peut accorder des subventions croisées à certaines catégories de clients.

Les points essentiels de la méthodologie tarifaire mise en œuvre par la NERSA pour Eskom sont les suivants :

1. Les tarifs de détail répondent à trois objectifs : l'efficacité économique et la durabilité, le recouvrement des recettes, la justice et l'équité.
2. Les besoins en revenus sont déterminés sur la base d'une méthodologie coût plus rendement. Les dépenses admissibles comprennent toutes les dépenses engagées pour la production et la fourniture d'électricité. Ces coûts comprennent les dépenses d'exploitation normales, les coûts de maintenance, les coûts de main-d'œuvre et les frais généraux. Des ajustements sont prévus pour tenir compte de l'augmentation du prix des combustibles, du taux d'inflation et du taux de change. Les coûts de l'énergie primaire encourus pour l'achat de ressources énergétiques primaires sont considérés comme étant efficacement encourus et, par conséquent, autorisés à être répercutés sur les consommateurs.

3. Le rendement des capitaux propres requis est calculé à l'aide du coût moyen pondéré du capital (CMPC). Le coût de la dette est basé sur les coûts moyens pondérés de la dette pour les activités réglementées d'Eskom examinées. Le coût des capitaux propres est calculé à l'aide du modèle d'évaluation des actifs financiers (CAPM).
4. Une base d'actifs réglementaires définie (RAB), sur laquelle le CMPC est appliqué, couvre tous les actifs utilisés par Eskom dans la production et la fourniture d'électricité.
5. Les tarifs sont déterminés sur une période pluriannuelle de trois ans.
6. Si les dépenses sont inférieures aux dépenses d'investissement prévues, la valeur de la BAR est ajustée à la baisse à la fin de la période pluriannuelle, et les recettes de la période pluriannuelle suivante sont ajustées pour compenser le rendement des fonds inutilisés au cours de la période précédente. En cas de dépassement des dépenses d'investissement prévues, le solde est ajouté à la BAR et Eskom est autorisée à percevoir des revenus supplémentaires pour récupérer les coûts du dépassement au début de la période suivante.

Le tarif est approuvé par la NERSA, sur la base de son analyse et des contributions de la procédure d'audition publique initiée par la demande d'Eskom. Bien qu'Eskom soit une entreprise de services publics groupés, chaque division (production, transport, distribution) est financièrement cloisonnée et réglementée séparément pour la détermination des tarifs. Les principales caractéristiques du tarif de chaque division sont présentées ci-dessous.

Production

Le tarif est un tarif différencié dans le temps, avec des taux différents selon les périodes et les saisons.

Transport

Le tarif de transport comprend

- Frais de réseau pour la réservation de la capacité du réseau de transport - Ces frais sont différenciés selon les zones de transport. Les zones sont constituées en fonction de leur distance par rapport à Johannesburg, qui est le centre de forte charge du pays.
- Redevance de fiabilité
- Frais de raccordement

Distribution

Les tarifs pour chaque catégorie de clients sont fixés sur la base de la répartition des coûts totaux d'Eskom entre les catégories de clients par le biais d'un exercice de calcul du coût du service. Dans un premier temps, des tarifs reflétant les coûts sont calculés pour chaque catégorie, puis évalués par rapport au tarif actuel et ajustés, le cas échéant, pour inclure les subventions autorisées. La somme de tous les tarifs et volumes calculés est testée par rapport aux besoins de revenus approuvés afin de garantir la neutralité des revenus. Une structure tarifaire croissante par blocs est en vigueur pour tous les consommateurs résidentiels afin de protéger les clients résidentiels à faible consommation contre les fortes augmentations de prix et de promouvoir les économies d'énergie.

Étant donné que la densité de la clientèle est très différente dans les zones rurales et urbaines, ce qui, à son tour, affecte le coût de raccordement par client en termes d'installations de distribution totales requises, les catégories tarifaires sont constituées séparément pour les zones rurales et urbaines afin de garantir que les coûts sont correctement répartis et d'éviter ou d'identifier les subventions croisées entre les approvisionnements ruraux et urbains. Les clients sont ensuite segmentés en fonction de la taille de l'approvisionnement et du niveau de service fourni. Cette segmentation est basée sur les coûts de détail ou les coûts liés au service à la clientèle.

2.6 Lacunes dans les pratiques tarifaires actuelles

L'examen des pratiques tarifaires actuelles suivies par les États membres fait apparaître les principales lacunes suivantes :

- L'absence d'un organisme de régulation opérationnel à Djibouti, en Érythrée, en Libye, en Somalie, au Sud-Soudan et en Tunisie rend difficile la mise en œuvre de cadres tarifaires et de réglementations bien définis.

- Indépendance réglementaire limitée, à l'exception de l'Égypte, du Kenya, du Rwanda et de l'Ouganda - cela limite l'indépendance du processus de fixation des tarifs, les tarifs étant fixés et approuvés par le gouvernement.
- Insuffisance de méthodologies et de cadres tarifaires bien définis dans la plupart des pays
- Absence de mécanismes de répercussion des droits de douane, à l'exception du Kenya, du Rwanda et de l'Ouganda.
- Insuffisance des révisions tarifaires régulières, les tarifs étant révisés une fois tous les 3 à 5 ans dans la plupart des pays.
- Réglementation tarifaire inadéquate basée sur l'incitation avec l'approche du simple taux de rendement adoptée dans la plupart des États membres
- Dépendance à l'égard des subventions du gouvernement sous la forme de subventions en capital pour les projets d'électricité et de subventions croisées dans les catégories de consommateurs.
- Les systèmes d'information réglementaires sont inadéquats, ce qui rend difficile, pour la plupart des pays, la communication de paramètres tarifaires tels que le taux de facturation moyen par catégorie de clients, la charge connectée par catégorie de consommateurs, le coût moyen de l'approvisionnement, etc.
- Procédure de recours réglementaire limitée dans la plupart des pays
- Pratiques consultatives inadéquates et absence de divulgation et de transparence totale de la réglementation

2.7 Conclusion

Le commerce régional et continental de l'électricité entre États dépend de la qualité des infrastructures et d'un environnement réglementaire et tarifaire favorable. Des régimes commerciaux différents, des lois différentes, des structures de marché différentes et un niveau élevé de contrôle et d'influence politiques augmentent la prime de risque pour les investisseurs. Pour un investisseur dans les infrastructures énergétiques, plus les risques encourus dans un pays sont importants, plus le rendement exigé est élevé, ce qui a une incidence sur les prix de l'énergie. L'harmonisation des cadres tarifaires, y compris des **réglementations tarifaires bien définies, des mécanismes de répercussion des tarifs (coûts incontrôlables), des révisions tarifaires régulières et la mise en œuvre de la méthodologie du coût du service** contribueront à normaliser et à rationaliser le processus de détermination des tarifs dans les États membres. Cela permettra de mieux refléter les coûts dans les tarifs et d'accroître la confiance des investisseurs dans le marché régional. À terme, cela permettra au marché de s'autofinancer sans dépendre indûment de l'aide gouvernementale.

Par conséquent, pour développer davantage le marché et attirer les investissements, il est absolument nécessaire d'harmoniser les cadres tarifaires entre les États membres. Cela rapprochera également les États de **l'agenda du marché unique africain de l'électricité (AfSEM) et contribuera à aligner les cadres réglementaires et tarifaires au niveau continental.**

3 Comparaison harmonisée des tarifs d'électricité

3.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est d'effectuer une analyse des facteurs sous-jacents des composantes tarifaires tels que la production mixte, l'efficacité, le coût du combustible, le commerce transfrontalier, les pertes, les taux de recouvrement, etc. et d'évaluer leur impact sur les composantes tarifaires de la production, du transport et de la distribution. Cela nous aidera à effectuer une comparaison entre pairs des tarifs dans la région du COMESA et à analyser toutes les tendances discernables qui peuvent être observées.

3.2 Facteurs de tarification

1. Caractéristiques de la Production
1.1. Profil des productions 1.2. Électricité commercialisée 1.3. Disponibilité des centrales 1.4. Facteur d'utilisation des capacités 1.5. Consommation auxiliaire

2. Caractéristiques du combustible *(applicables à la production thermique)*
2.1. Coût terrestre du carburant (USD/tonne) 2.2. Taux thermique de la production (kCal/ kWh)

3. Caractéristiques du système
3.1. Facteur de charge du système (%) 3.2. Minutes de système perdues

4. Caractéristiques du transport
4.1. Longueur du réseau - Transport 4.2. Capacité de transformation - Transport 4.3. Facteur d'utilisation du réseau - Transport 4.4. Disponibilité du réseau de transport 4.5. Pertes de transport

5. Caractéristiques de la distribution
5.1. Longueur du réseau - Distribution 5.2. Capacité de transformation - Distribution 5.3. Facteur d'utilisation du réseau - Distribution 5.4. SAIDI 5.5. Pertes de distribution

6. Caractéristiques de la consommation
6.1. Consommation d'électricité par habitant 6.2. Répartition des ventes - en fonction de la tension 6.3. Répartition des ventes par catégorie 6.4. Clients services prépayés (%)

7. Accès à l'information
7.1. Densité de la population Urbaine 7.2. Densité de la population rurale 7.3. Accès à l'électricité - Urbaine 7.4. Accès à l'électricité - Rurale

8. Performances financières
8.1. Indice des frais d'exploitation et de gestion (distribution et approvisionnement) 8.2. Efficacité de la collecte (%) 8.3. Nombre moyen de jours de retard

9. Paramètres macroéconomiques	10. Approches réglementaires	11. Structure du marché et concurrence
9.1. PIB réel par habitant 9.2. Taux d'inflation (IPC, IPM 70 : 30) 9.3. Dépenses annuelles d'électricité par rapport au revenu moyen des ménages	10.1. Méthodologie tarifaire 10.2. Fréquence de révision des tarifs 10.3. Mécanisme d'ajustement tarifaire automatique 10.4. Respect des principes du coût du service ?	11.1. Étendue du dégroupage 11.2. Indice de part de marché

Chacun de ces facteurs est expliqué en termes d'importance et d'impact sur le tarif dans les sections ci-dessous.

3.3 Caractéristiques de la Production

Facteur	Description et importance	Impact[3] sur le tarif
Profil des productions	Pourcentage de centrales hydroélectriques et thermiques (diesel, HFO, combustible liquide, etc.) dans la capacité installée (MW) Les centrales hydroélectriques et thermiques sont généralement les moyens de production les moins chers et les plus coûteux. Le coût variable de la production représente une part importante du coût total de la production, et le choix de la source de production a donc un impact direct sur le coût total de la production.	Part plus importante de l'hydroélectricité→ BGT plus faible Part plus élevée du pétrole→ BGT plus élevé
Électricité commercialisée	Électricité commercialisée en % de l'énergie totale circulant dans le système Les pays de la région du COMESA varient considérablement en termes de quantité de ressources naturelles et de demande d'électricité, ce qui se traduit par des excédents ou des déficits de production entre les pays. Cela présente des opportunités significatives pour l'égalisation des coûts de production entre les pays par le biais du commerce. Les échanges permettent aux pays en déficit de production de s'approvisionner en électricité à moindre coût, tandis que les pays en excédent de production peuvent bénéficier de recettes d'exportation et d'un taux d'utilisation plus élevé de leurs actifs de production et de transport. Grâce aux commerces, les économies réalisées (pour les pays à déficit de production) peuvent réduire le coût de la production. Pour les pays à production excédentaire, les revenus supplémentaires contribuent à réduire les besoins de revenus à recouvrer par le biais des tarifs, pour le segment de la production en gros.	Plus d'électricité commercialisée→ Moins de BGT Moins d'électricité commercialisée → Plus de BGT
Disponibilité des centrales	C'est la période pendant laquelle les actifs de production sont disponibles sans interruption forcée ou planifiée, exprimée en pourcentage. Une plus grande disponibilité indique que l'unité de production est disponible plus longtemps pour répondre à la demande des consommateurs. Une plus grande disponibilité est donc une condition préalable à une plus grande utilisation de la capacité de production, ce qui contribue à réduire le coût unitaire moyen de la production. Une plus grande disponibilité indique également de meilleures pratiques de maintenance qui se traduisent par une réduction des pannes.	Plus grande disponibilité des centrales → BGT plus faible Plus faible Disponibilité de l'usine→ Plus élevée BGT
Facteur d'utilisation des capacités	Indicateur du degré d'utilisation de la capacité de production. Il est calculé comme le rapport entre la production brute réelle et la production potentielle résultant d'une exploitation à pleine capacité tout au long de la période considérée. Une plus grande utilisation de la capacité se traduit par un coût unitaire moyen de production plus faible, car les coûts fixes sont répartis sur un plus grand nombre d'unités de production.	Facteur d'utilisation de la capacité plus élevé→ BGT plus faible Facteur d'utilisation de la capacité plus faible→ BGT plus élevé
Consommation auxiliaire	Il s'agit de l'ampleur de la consommation d'énergie auxiliaire dans les locaux de l'usine, exprimée en pourcentage de l'énergie brute produite. Plus la consommation auxiliaire est élevée, plus les unités nettes envoyées par la centrale de production sont faibles. Il en résulte un coût moyen par unité de production plus élevé.	Consommation d'énergie auxiliaire plus élevée→ BGT plus élevé Consommation d'énergie auxiliaire inférieure→ BGT inférieure

[3] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le conducteur et le tarif.*

3.4 Caractéristiques des combustibles *(applicables à la production thermique)*

Facteur	Description et importance	Impact[4] sur le tarif
Coût terrestre du carburant (USD/tonne)	Il s'agit du coût d'achat et de transport du combustible jusqu'à la centrale de production. Le coût au débarquement du carburant est influencé par plusieurs facteurs. Les prix mondiaux des matières premières sont volatiles et influencés par des facteurs géopolitiques. En outre, la plupart des pays membres du COMESA importent du carburant, ce qui augmente les coûts liés au taux d'échange, au coût du fret, aux taxes frontalières, etc. L'augmentation du coût au débarquement du combustible se traduira par une augmentation du coût variable de la production.	Coût du carburant à l'atterrissage→ BGT élevé Consommation d'énergie auxiliaire inférieure→ BGT inférieure
Taux thermique de la production (kCal/ kWh)	Il s'agit de l'efficacité de production de l'unité de production. Il indique la quantité de chaleur en termes (kCal) nécessaire pour produire 1 kWh d'électricité. Une valeur plus élevée indique un rendement plus faible et vice versa. L'efficacité de la production dépend du type et de la marque de la machine, de sa taille en MW, de son âge, des pratiques de maintenance, de l'usure, etc. Les machines anciennes ont généralement un faible rendement (taux thermique plus élevé), tandis que les machines modernes basées sur la technologie supercritique et possédant de grandes unités ont un rendement élevé (taux thermique plus faible). Le taux thermique (kCal/kWh) ainsi que le coût au débarquement du combustible (USD/tonne) et le pouvoir calorifique du combustible (kCal/kg) peuvent aider à se faire une idée du coût variable global de la production [USD/kWh = (USD/tonne divisé par kCal/kg) multiplié par kCal/kWh].	Taux thermique de production plus élevé→ BGT plus élevé Taux thermique de production plus faible→ BGT plus faible

3.5Caractéristiques du système

Facteur	Description et importance	Impact[5] sur le tarif
Facteur de charge du système (%)	Ce paramètre caractérise la courbe de charge du système en termes d'ampleur de son "pic" ou de son "aplatissement". Une valeur proche de 100 % indique une courbe de charge plus plate. La forme de la courbe de charge est influencée par la composition de la clientèle de la compagnie d'électricité. Les consommateurs domestiques contribuent généralement à une courbe de charge avec des pics, qui culminent le matin, l'après-midi et en fin de soirée. Les consommateurs industriels et les mines ont généralement des courbes de charge plus plates en raison de la nature continue de leurs activités.	Facteur de charge du système plus élevé→ BGT plus faible Facteur de charge du système plus faible→ BGT plus élevé

[4] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le facteur et le tarif.*

[5] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le facteur et le tarif.*

Facteur	Description et importance	Impact[6] sur le tarif
	Une courbe de charge plus plate (facteur de charge élevé du système) peut être desservie par des unités de production de base, de grande taille (par exemple, au charbon ou à base de grandes centrales hydroélectriques), dont les coûts de production sont moins élevés. Une courbe de charge plus élevée nécessite des centrales de pointe (par exemple à base de gaz ou de combustibles liquides) avec des capacités de montée/descente rapides, qui doivent être réparties pour répondre aux pics - ces centrales sont généralement plus coûteuses à exploiter. Ainsi, la forme de la courbe de charge a une incidence sur la répartition entre les centrales de base et les centrales de pointe déployées dans le système, ce qui influe en fin de compte sur le coût de production.	
Minutes de système perdues	Cet indice mesure la gravité de la durée des interruptions du système par rapport à la taille du système (pic du système). Comme il s'agit d'un paramètre indexé, il peut être comparé entre des pays possédant des réseaux de tailles différentes. Une valeur élevée indique une plus grande étendue de l'interruption du système, en termes d'ampleur de la charge perdue (MW) et/ou de durée (minutes). Les interruptions du système peuvent résulter d'un déficit de production (entraînant un délestage) ou de défaillances du réseau de transport. Dans les deux cas, les interruptions du système se traduisent par de l'énergie non servie, c'est-à-dire de l'énergie qui n'a pas pu être vendue. En raison de la nature essentiellement fixe des coûts du système de transport, toute réduction de l'énergie desservie redistribue les coûts fixes plus élevés sur un nombre inférieur d'unités, ce qui entraîne une augmentation des coûts de transport moyens par unité. Il en résulte un tarif de transport plus élevé.	Plus de minutes perdues dans le système→ Plus de minutes perdues dans le système Moins de minutes perdues dans le système→ Moins de TT

3.6Caractéristiques de Transport

Facteur	Description et importance	Impact[6] sur le tarif
Longueur du réseau - Transport	En général, une longueur de réseau plus importante peut potentiellement conduire à une diminution de la congestion du réseau et donc à l'évacuation d'un plus grand nombre d'unités d'énergie à travers le système. Les réseaux plus petits ont généralement moins de redondances et donc plus de congestion. Par conséquent, une longueur de réseau plus importante entraînerait une diminution des coûts de transport moyens par unité.	Longueur du réseau plus élevée→ TT plus faible Longueur du réseau plus faible→ TT plus élevé
Capacité de transformation - Transport	Ce paramètre fonctionne de la même manière que celui de la longueur du réseau. Une capacité de transformation plus élevée dans le réseau entraîne une diminution potentielle des cas de congestion du réseau, ce qui se traduit par une augmentation de l'évacuation de l'énergie.	Capacité de transformation plus élevée→ TT plus faible Capacité de transformation plus faible→ TT plus élevé

[6] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le facteur et le tarif.*

Facteur	Description et importance	Impact[7] sur le tarif
Facteur d'utilisation du réseau - Transport	Ce paramètre indique le degré d'utilisation ou de charge de la capacité de transformation du réseau. Il est calculé comme le rapport entre la demande de pointe dans le réseau de transport (en MVA) et la capacité de transformation totale (en MVA) installée dans le réseau. Une valeur plus élevée de ce paramètre indique une meilleure utilisation de la capacité du réseau, ce qui entraîne une diminution des coûts de transport moyens par unité.	Facteur d'utilisation du réseau plus élevé→ TT plus faible Facteur d'utilisation du réseau plus faible→ TT plus élevé
Disponibilité du réseau de transport	C'est la période pendant laquelle les actifs de transport sont disponibles sans interruption forcée ou planifiée, exprimée en pourcentage. Une plus grande disponibilité indique que le réseau de transport est disponible plus longtemps pour répondre à la demande des consommateurs. Une plus grande disponibilité est donc une condition préalable à un plus grand transport d'unités d'électricité, ce qui contribue à réduire le coût unitaire moyen du transport. Une plus grande disponibilité indique également de meilleures pratiques de maintenance qui entraînent moins d'interruptions.	Disponibilité du système de transport plus élevée→ TT plus faible Disponibilité du système de transmission plus faible→ TT plus élevé
Pertes de transport	Des pertes de transport plus importantes réduisent l'énergie envoyée à la distribution pour être vendue aux consommateurs. Il en résulte un recouvrement des recettes de transport nécessaires auprès d'un nombre inférieur d'unités, ce qui augmente le coût unitaire moyen du transport.	Pertes de transport plus élevées→ TT plus élevé Pertes de transport plus faibles→ TT plus faible

3.7Caractéristiques de la distribution

Facteur	Description et importance	Impact[7] sur le tarif
Longueur du réseau - Distribution	En général, une longueur de réseau plus importante peut potentiellement conduire à une diminution de la congestion du réseau et donc à l'évacuation d'un plus grand nombre d'unités d'énergie à travers le système. Les réseaux plus petits ont généralement moins de redondances et donc plus de congestion. Par conséquent, une longueur de réseau plus importante entraînerait une diminution des coûts de distribution moyens par unité.	Longueur du réseau plus élevée→ DT plus faible Longueur du réseau plus faible→ DT plus élevé
Capacité de transformation - Distribution	Ce paramètre fonctionne de la même manière que celui de la longueur du réseau. Une capacité de transformation plus élevée dans le réseau entraîne une diminution potentielle des cas de congestion du réseau, ce qui se traduit par une augmentation de l'évacuation de l'énergie.	Capacité de transformation plus élevée→ DT plus faible Capacité de transformation plus faible→ DT plus élevé

[7] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le facteur et le tarif.*

Facteur	Description et importance	Impact[8] sur le tarif
Facteur d'utilisation du réseau - Distribution	Ce paramètre indique le degré d'utilisation ou de charge de la capacité de transformation du réseau. 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) installée dans le réseau. Une valeur plus élevée de ce paramètre indique une meilleure utilisation de la capacité du réseau, ce qui entraîne une diminution des coûts de distribution moyens par unité.	Facteur d'utilisation du réseau plus élevé→ DT plus faible Facteur d'utilisation du réseau plus faible→ Plus élevé DT
SAIDI	Ce paramètre indique la durée totale des interruptions du système. Une valeur plus élevée peut entraîner une diminution de la durée pendant laquelle la charge est desservie. Les coûts du réseau de distribution étant en grande partie fixes par nature, un passage plus faible de l'énergie répartit les coûts entre un plus petit nombre d'unités. Ainsi, les coûts de distribution moyens par unité augmentent.	SAIDI plus élevé→ DT plus élevé SAIDI inférieur→ DT inférieur
Pertes de distribution	Des pertes de distribution plus élevées réduisent l'énergie envoyée aux clients. Il en résulte un recouvrement des recettes de distribution auprès d'un plus petit nombre d'unités, ce qui augmente le coût unitaire moyen de la distribution.	Pertes de distribution plus élevées→ DT plus élevé Pertes de distribution inférieures→ Pertes de distribution inférieures DT

3.8Caractéristiques de consommation

Facteur	Description et importance	Impact[8] sur le tarif
Consommation d'électricité par habitant	Indique la consommation d'électricité par personne. Une valeur faible de cet indicateur indique un faible niveau d'accès de la population à l'électricité ou un niveau élevé de délestage, qui indiquent tous deux une demande importante non satisfaite dans le système, qu'elle soit connectée ou non connectée. Pour répondre à la demande non satisfaite, d'importants investissements en capital dans les centrales de production ou les actifs du réseau peuvent être nécessaires. L'une des raisons de la faiblesse des investissements en capital pourrait être la faiblesse des tarifs, qui réduit l'intérêt des investisseurs du secteur privé. Ce paramètre pourrait donc donner des signaux importants en faveur d'une augmentation des tarifs.	Faibles niveaux de consommation d'électricité par habitant→ Possibilité d'augmentation des tarifs
Répartition des ventes - en fonction de la tension	Ce paramètre indique la proportion des ventes d'énergie entre les clients HT, MT et BT. Les pertes de distribution sont généralement plus élevées à des tensions plus basses et vice versa. Il en résulte une répartition des coûts fixes du réseau entre les unités les plus basses, ce qui augmente le coût unitaire moyen de l'approvisionnement.	Proportion plus élevée de ventes à des tensions plus basses→ EUT élevé Proportion plus élevée de ventes à des tensions plus élevées→ Faible EUT

[8] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le conducteur et le tarif.*

Facteur	Description et importance	Impact[9] sur le tarif
Répartition des ventes par catégorie	Ce paramètre indique la proportion des ventes d'énergie dans les catégories de consommation suivantes : sociale, domestique, petite consommation non domestique, grande consommation commerciale, industrielle, éclairage public, etc. Chaque catégorie de consommation a un profil de charge unique en fonction de la nature de la consommation, ce qui a un impact sur la courbe de charge du système. Les catégories telles que les ménages et les petites entreprises non domestiques, dont le facteur de charge est plus faible, imposent des coûts plus élevés au réseau. Les catégories telles que les grandes entreprises commerciales et industrielles ont de meilleurs facteurs de charge et imposent donc des coûts moins élevés au réseau.	Proportion plus élevée de ventes aux catégories sociale, domestique, petites catégories non domestiques→ EUT élevé Proportion plus élevée des ventes aux grandes entreprises commerciales et industrielles→ Faible EUT
Clients des services prépayés (%)	Ce paramètre indique la proportion de clients domestiques disposant d'une connexion prépayée. Une connexion prépayée est plus avantageuse du point de vue de la trésorerie en raison du paiement anticipé et de l'absence de débiteurs. Les coûts liés au recouvrement des créances, au suivi et à l'entretien d'une ligne de fonds de roulement sont économisés. Un client prépayé n'impose pas non plus au réseau les coûts liés au relevé des compteurs et à la facturation. En outre, les pertes commerciales diminuent avec les compteurs prépayés, ce qui se traduit par une baisse des tarifs.	Proportion plus élevée de clients prépayés→ Faible EUT Plus faible proportion de clients prépayés→ EUT élevé

3.9Accès au site

Facteur	Description et importance	Impact[9] sur le tarif
Densité de la population Urbaine Densité de la population Rurale	Une densité de population plus élevée permet de réduire le coût de mise en place du réseau de distribution, car une certaine longueur de réseau permet de raccorder un plus grand nombre de clients.	Densité de population plus élevée→ Faible EUT Densité de population plus faible→ EUT élevé
Taux d'accès à l'électricité - Urbaine, Rurale	Un taux d'accès plus faible entraîne une répartition des coûts fixes du réseau sur une clientèle moins nombreuse, ce qui augmente le coût moyen de l'approvisionnement par unité.	Taux d'accès à l'électricité plus élevé→ Faible EUT Taux d'accès à l'électricité inférieur→ EUT élevé

[9] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le facteur et le tarif.*

3.10 Performances financières

Facteur	Description et importance	Impact[10] sur le tarif
Indice des frais d'exploitation et de gestion (distribution et approvisionnement)	Indique les frais d'exploitation et de gestion encourus pour chaque unité d'électricité vendue. Les dépenses encourues uniquement dans les fonctions de distribution et de fourniture au détail sont incluses. Le coût d'exploitation et d'entretien à inclure ici est le coût prudent - qui est raisonnable et devrait être acceptable. Une valeur plus élevée de ce paramètre augmente le coût unitaire moyen de la distribution.	Augmentation des frais d'exploitation et de gestion (distribution et approvisionnement) indice→ DT élevé Baisse des frais d'exploitation et de gestion (distribution et approvisionnement) indice→ Faible DT
Efficacité de la collecte (%)	Ce paramètre indique la proportion des recettes perçues par rapport aux recettes facturées. Une valeur plus élevée de ce paramètre indique que le service public peut mieux gérer ses flux de trésorerie et encourra des coûts moins élevés pour maintenir le fonds de roulement afin de couvrir le déficit de trésorerie.	Efficacité de collecte plus élevée→ Faible EUT Efficacité de collecte plus faible→ EUT élevé
Nombre moyen de jours de retard	Ce paramètre indique la durée moyenne encourue par le service public pour recouvrer les débiteurs. Une valeur élevée de ce paramètre indique que le service public n'est pas en mesure de recouvrer les factures en temps voulu et qu'il devra supporter des coûts plus élevés pour maintenir son fonds de roulement afin de couvrir le déficit de trésorerie.	Plus élevé Nombre moyen de jours d'impayés→ EUT élevé Plus élevé Nombre moyen de jours de retard→ Faible EUT

3.11 Paramètres Macroéconomiques

Facteur	Description et importance	Impact[11] sur le tarif
PIB réel par habitant	Le PIB réel, qui représente l'activité économique, est en corrélation directe avec les ventes d'électricité. Pour un réseau donné, des ventes plus élevées par habitant entraîneraient une baisse du coût moyen de l'approvisionnement par unité.	PIB par habitant plus élevé→ Faible EUT PIB par habitant plus faible→ EUT élevé

[10] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le facteur et le tarif.*

[11] *Tous les impacts décrits sont généraux et ne permettent pas de déduire le degré de corrélation entre le facteur et le tarif.*

Facteur	Description et importance	Impact [1] sur le tarif
Taux d'inflation (IPC, IPM 70 : 30)	La hausse de l'inflation a un impact sur les frais de personnel, de réparation et d'entretien, ainsi que sur les frais administratifs et généraux de la compagnie d'électricité. Cela augmente le coût unitaire moyen de la production, du transport, de la distribution et de l'approvisionnement.	Taux d'inflation plus élevé→ BGT, TT, DT, EUT élevés Taux d'inflation plus faible→ Faible BGT, TT, DT, EUT
Dépenses annuelles d'électricité par rapport au revenu moyen des ménages	Ce paramètre indique la capacité des consommateurs à payer l'électricité. De faibles valeurs de cet indicateur indiquent que les consommateurs domestiques ont une plus grande marge de manœuvre pour puiser dans leurs revenus afin de dépenser de l'argent pour l'électricité.	Dépenses annuelles d'électricité plus élevées par rapport au revenu moyen des ménages→ Faible potentiel d'augmentation des tarifs Dépenses annuelles d'électricité moins élevées par rapport au revenu moyen des ménages→ Potentiel élevé d'augmentation des tarifs

3.12 Approches réglementaires

Facteur	Description et importance	Impact sur le tarif
Méthodologie tarifaire	Les méthodes de détermination des tarifs sont les suivantes : • Approche coût plus bénéfices : Le service public est autorisé à recouvrer ses coûts plus un bénéfice adéquat sur le capital investi. Le taux de rendement est le coût moyen pondéré du capital (CMPC). • RPI - x : Les besoins en recettes sont augmentés chaque année par le taux d'inflation et ajustés chaque année par un facteur d'efficacité "x"	• L'approche "coût plus rendement" est adaptée aux cas où le service public doit être incité à réaliser des investissements dans le réseau. • RPI - L'approche x est adaptée aux services publics qui ont la capacité d'apporter des améliorations en matière d'efficacité.
Fréquence de révision des tarifs	Il est préférable d'augmenter la fréquence de révision des tarifs afin qu'ils restent en phase avec les coûts.	Fréquence plus élevée de révision des tarifs→ Les tarifs sont en phase avec les coûts Plus faible Fréquence de révision des tarifs→ Les tarifs ne sont pas en phase avec les coûts
Mécanisme d'ajustement tarifaire automatique	L'ajustement automatique des tarifs permet de répercuter sur les tarifs les dépenses incontrôlables telles que les fluctuations du taux de change, le prix des carburants et le taux d'inflation.	Un mécanisme d'ajustement automatique des tarifs est en place→ Les tarifs sont en phase avec les coûts incontrôlables Absence de mécanisme d'ajustement automatique des tarifs→ Les tarifs ne sont pas en phase avec les coûts incontrôlables

Facteur	Description et importance	Impact sur le tarif
Respect des principes du coût du service ?	Le respect des principes du coût du service garantit que les tarifs restent en phase avec les coûts.	Respect du coût du service→ Les tarifs sont en phase avec les coûts Non-respect du coût du service→ Les tarifs ne sont pas en phase avec les coûts

3.13 Structure du marché et concurrence

Facteur	Description et importance	Impact sur le tarif
Étendue du dégroupage	Une structure de marché dégroupée permet de séparer les rapports sur les coûts et les tarifs.	Structure du marché dégroupé→ Les tarifs peuvent être dégroupés en BGT, TT, DT et EUT.
Indice de part de marché	Une valeur plus élevée de ce paramètre indique une plus grande concurrence dans la production, ce qui devrait entraîner une baisse des coûts de production. Une plus grande participation des acteurs privés sur le marché se traduit par un marché plus efficace.	Plus élevé Indice des parts de marché→ Bas BGT Inférieur Indice des actions du marché→ Supérieur BGT

4 Outil du cadre d'évaluation de la réflectivité des coûts (CRAFT)

4.1 Réflectivité des coûts

L'évaluation de la réflectivité des coûts est la *"détermination du coût agrégé pour fournir chaque élément du service d'électricité à chaque catégorie de clients d'une manière équitable et non discriminatoire, et sa comparaison avec le tarif payé par la catégorie de clients"*. Une telle évaluation fournit une vue granulaire des différents coûts et exigences de revenus imposés par chaque catégorie de clients sur le réseau électrique.

L'évaluation de la réflectivité des coûts peut être un outil utile pour atteindre les objectifs tarifaires suivants :

- déterminer des tarifs abordables pour les consommateurs à faibles revenus ainsi que l'ampleur du soutien financier nécessaire de la part du gouvernement pour subventionner ces consommateurs ;
- identifier l'ampleur des subventions croisées existant entre les catégories de consommateurs ainsi qu'entre les régions géographiques ;
- la fixation d'une trajectoire pour la réduction des subventions croisées ; et
- établir une trajectoire de transition vers des tarifs reflétant les coûts en fournissant une évaluation de base des niveaux actuels de réflectivité des coûts.

5 Méthodologie recommandée pour l'évaluation de la réflectivité des coûts

L'évaluation du coût du service est une condition préalable à l'évaluation de la réflectivité des coûts. La méthode d'évaluation du coût du service décrite dans le présent chapitre est conforme à celle présentée dans une publication de la National Association of Regulatory Utility Commissioners[12] (NARUC) des États-Unis. Ce document décrit de manière assez détaillée les coûts de base de la fourniture d'électricité et les raisons de leur répartition entre les différentes catégories de clients. **Les principes de répartition des coûts** énoncés dans la publication sont généralement **conformes aux meilleures pratiques internationales**.

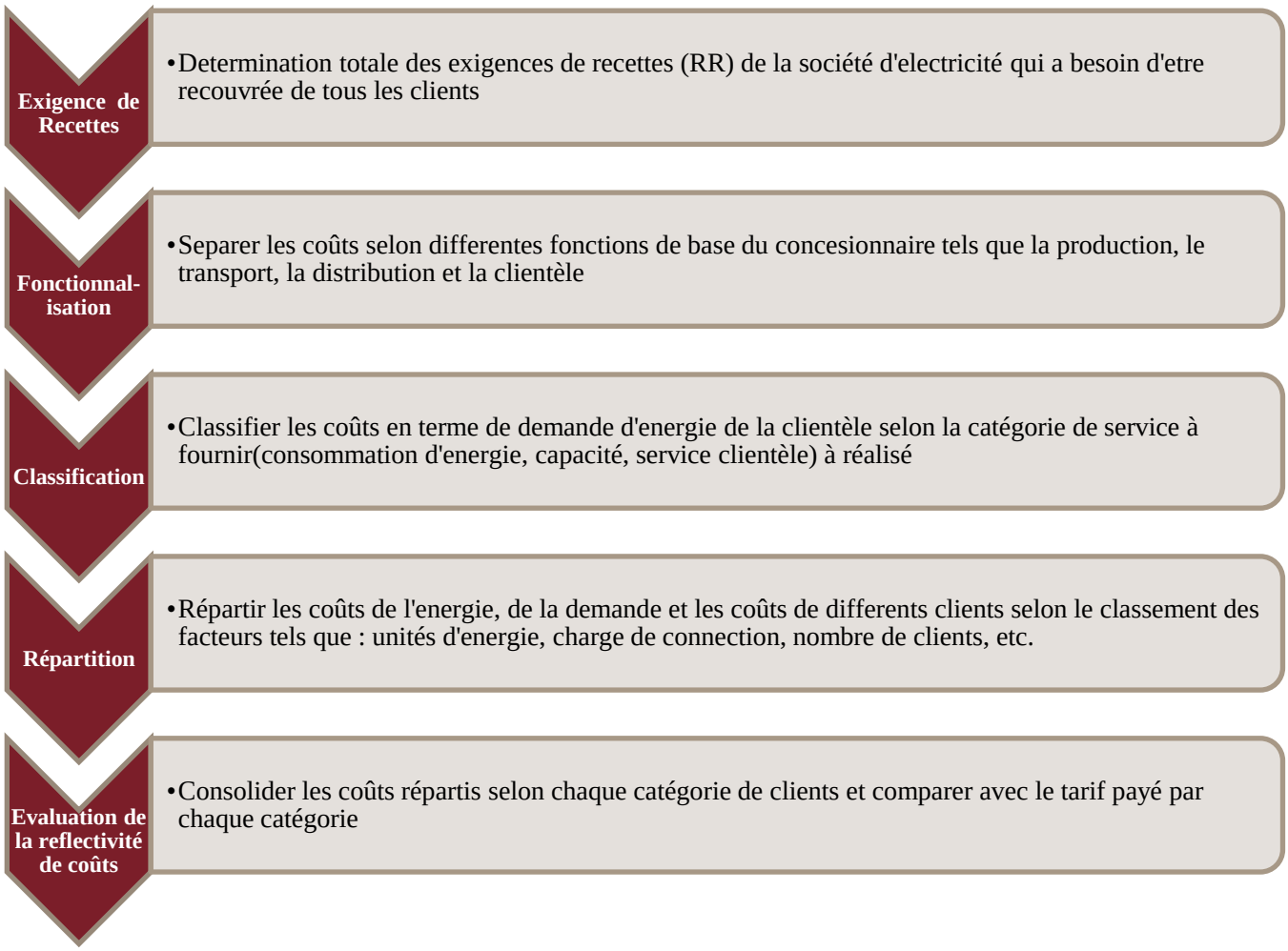
Les données nécessaires à une telle analyse sont nombreuses et, dans une certaine mesure, subjectives. En effet, des données complètes et précises ne sont jamais disponibles. Toutefois, les résultats relatifs au coût du service pour les compagnies d'électricité disposant d'une bonne base d'informations tendent à être plus fiables que les résultats pour les compagnies disposant de moins d'informations. En tout état de cause, en l'absence d'informations précises, les estimations doivent être faites à l'aide de données de substitution ou de "suppositions", en utilisant l'expérience et les connaissances générales de l'industrie de l'énergie électrique.

La méthodologie comprend les cinq étapes suivantes :

1. Détermination des besoins en recettes (RR)
2. Fonctionnalisation des coûts
3. Classification des coûts
4. Répartition des coûts
5. Évaluation de la réflectivité des coûts

[12] *"Electric Utility Cost Allocation Manual", National Association of Regulatory Utility Commissioners, DC, Washington, 1992.*

Figure 1: Étapes d'une étude sur le coût du service



Chacune des étapes ci-dessus est expliquée en détail ci-dessous.

5.1Étape 1 - Détermination des besoins en recettes

Le besoin de revenus (RR) est la somme de tous les coûts d'exploitation, d'investissement et de financement, ainsi que la rémunération du capital, qui doivent être recouvrés auprès des clients par le biais du tarif, corrigés de tout revenu obtenu auprès des clients par des sources non tarifaires (par exemple, la location des compteurs, les pénalités pour retard de paiement, les intérêts perçus sur le dépôt de garantie, etc.) Les éléments utilisés dans le processus sont des coûts "intégrés" ou comptables du service public.

RR = coûts liés à la production d'électricité ou à l'achat d'électricité, *plus*

Frais de fonctionnement et d'entretien (F&E) *plus*

Amortissement *plus*

Rendement des capitaux employés *moins*

Revenus obtenus à partir de sources non tarifaires

Les considérations suivantes sont importantes pour déterminer le RR :

- Il convient de prendre en considération les coûts et les revenus liés uniquement à l'activité réglementée en matière d'électricité. Ainsi, les opérations telles que la fourniture de gaz, la fourniture d'eau ou d'autres services d'utilité publique, la publicité, etc. doivent être exclues.

- La partie du coût de l'actif financée par une contribution du consommateur et/ou une subvention doit être exclue.
- La base des coûts et des revenus doit être constituée, dans la mesure du possible, par les états financiers vérifiés.

5.2Étape 2 - Fonctionnalisation des coûts

La fonctionnalisation implique la séparation des coûts selon les principales fonctions d'exploitation d'un concessionnaire, à savoir la production, le transport, la distribution et la fourniture :

Tableau 1: Fonctionnalisation des coûts

No	Fonction	Activité associée	Actifs associés
1	Production	• Production • Achat d'électricité	• Centrale électrique • Logiciel de planification de l'énergie
2	Transport	• Transfert d'énergie du terminal du générateur à l'interface du réseau de transport et de distribution • Services auxiliaires	• Lignes et pylônes de transport • Sous-stations de transport
3	Distribution	• Transfert d'énergie à travers le réseau de distribution jusqu'au transformateur de distribution	• Sous-stations de distribution • Lignes à moyenne tension • Transformateurs de ligne • Transformateurs de distribution
4	Approvisionnement	• Flux d'énergie à travers la ligne de service jusqu'aux locaux du client	• Lignes de services • Comptabilité client • Facturation • Collections • Relevé de compteur • Service à la clientèle

5.3 Étape 3 - Classification des coûts

La classification est le processus de séparation des coûts fonctionnalisés en classifications basées sur les facteurs de coûts des services d'utilité publique. Les principales catégories de classification des coûts sont les suivantes

- **Les coûts liés à la demande :** Ces coûts varient en fonction de la demande imposée au système. Les coûts liés à la demande comprennent tous les coûts associés à la création de la capacité de production et de la capacité du réseau (transport et distribution) pour répondre à la demande des consommateurs et à l'exploitation de cette capacité. Par exemple, le coût du service de la dette associé à l'acquisition d'actifs fixes, l'amortissement des actifs fixes, les dépenses d'exploitation et de maintenance liées aux actifs fixes.
- **Les coûts liés à la consommation d'énergie :** Les coûts liés à la consommation d'énergie comprennent tous les coûts associés à la production d'unités d'énergie, par exemple le coût du combustible primaire et le coût du combustible de démarrage.
- **Les coûts liés à la clientèle :** Ces coûts varient en fonction du nombre de clients. Les coûts liés à la clientèle comprennent tous les coûts associés à la fourniture de services d'électricité aux clients. Les coûts liés à la clientèle comprennent tous les coûts associés à la fourniture de services d'électricité aux clients, par exemple les coûts associés au raccordement au réseau, au comptage, à la facturation, au recouvrement et au service à la clientèle.

Tableau 2: Catégories de classification des coûts

No.	Catégorie de classification	Facteur	Nature en matière de consommation d'énergie
1	Liées à la demande	Demande de pointe du système	Fixe
2	Liées à la consommation d'énergie	Volume d'énergie	Variable
3	Liées à la clientèle	Numéros des clients	Fixe

La relation entre les coûts fonctionnalisés et les coûts classifiés est la suivante :

Tableau 3: Correspondance entre les coûts fonctionnalisés et les coûts classifiés

	Liées à la demande	Consommation d'énergie	Liées à la clientèle	Raison d'être
Production	**X**	**X**		• Les installations de production sont utilisées conjointement par tous les clients du réseau. Le dimensionnement de la capacité des installations est donc basé sur la demande de pointe du système. • La composante variable du coût de production varie en fonction de la consommation d'énergie.
Transport	**X**			• Les installations de transport sont utilisées conjointement par tous les clients du réseau. Le dimensionnement de la capacité des installations est donc basé sur la demande de pointe du réseau.
Distribution	**X**		**X**	• Les installations de distribution sont développées pour répondre à la demande de catégories particulières de clients. Le dimensionnement de la capacité des installations est donc basé sur les demandes de pointe de chaque catégorie de clients et non sur la demande de pointe du système. • Au fur et à mesure que l'on se déplace vers l'aval, une part plus importante des coûts est liée à la clientèle et les installations de distribution sont utilisées par un sous-ensemble plus restreint de clients.
Approvisionnement			**X**	• Les coûts de la fonction d'approvisionnement sont très sensibles au nombre de clients et à l'investissement dans les compteurs et le raccordement au service. Les clients résidentiels sont nombreux et nécessitent donc un investissement plus important en main-d'œuvre pour les servir. D'autre part, les gros clients industriels/commerciaux nécessitent des équipements de comptage et des raccordements sophistiqués.

5.4 Étape 4 - Allocation

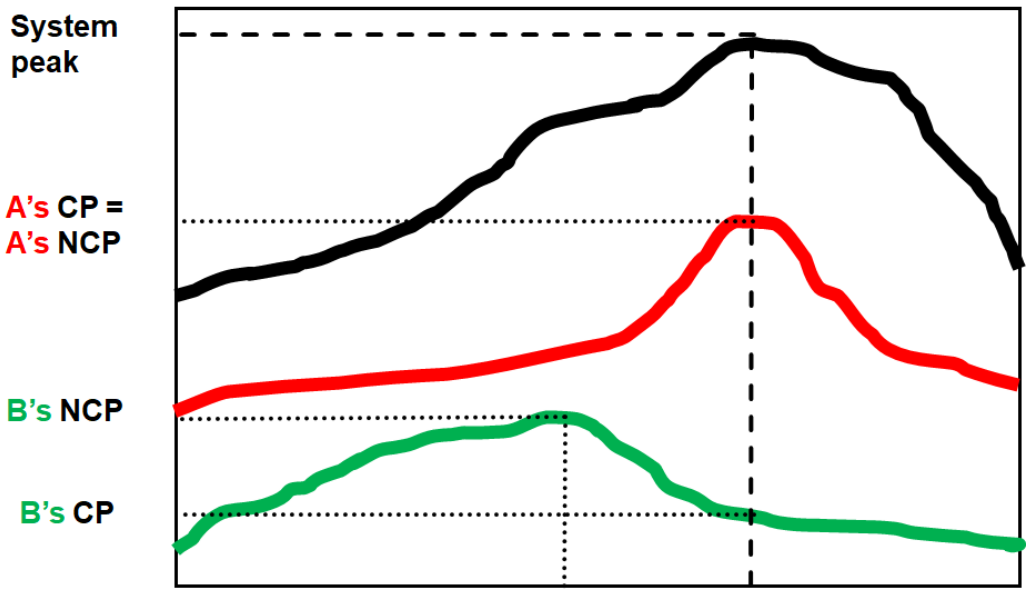
Cette étape consiste à répartir les coûts fonctionnalisés et classifiés entre les différentes catégories de clients. La répartition est proportionnelle à la demande, à la consommation d'énergie et aux exigences en matière de service à la clientèle imposées par chaque catégorie de consommateurs au réseau électrique. Les différentes catégories de coûts requièrent des méthodes d'affectation différentes - une méthode d'affectation particulière est un ensemble de pourcentages dont la somme est égale à 100 %. Les méthodes de répartition sont expliquées ci-dessous :

- **Méthodes de répartition des coûts liés à la demande :** Les coûts liés à la demande sont déterminés par la demande de pointe imposée au système. Alors que les coûts liés à la demande de production et de transport sont répartis en fonction de la contribution de chaque catégorie de consommateurs à la demande de pointe du système (pointe coïncidente ou CP), les coûts liés à la demande de distribution sont répartis en fonction de la demande de pointe de chaque catégorie de clients (pointe non coïncidente ou NCP).

Tableau 4: Répartition des coûts liés à la demande

Coûts liés à la demande → / Facteurs d'allocation ↓	Production liée à la demande	Transport liée à la demande	Distribution Liée à la demande
Responsabilité de pointe du système (CP)	**X**	**X**	
Pointe non coïncidente (PNC)			**X**

Figure 2: Illustration des pointes du système et du client ; pointes coïncidentes et non coïncidentes



- **Méthodes de répartition des coûts liés à la consommation d'énergie :** Ces coûts sont déterminés par les unités d'énergie qui doivent être introduites dans le système pour satisfaire les besoins énergétiques du consommateur. Les unités introduites sont la somme des unités d'énergie consommées par le client et des unités d'énergie perdues dans le réseau lors de la livraison au client. L'ampleur des pertes dépend du niveau de tension (les pertes sont plus faibles à des tensions plus élevées et vice-versa) et de la longueur du réseau (les pertes sont plus faibles à des

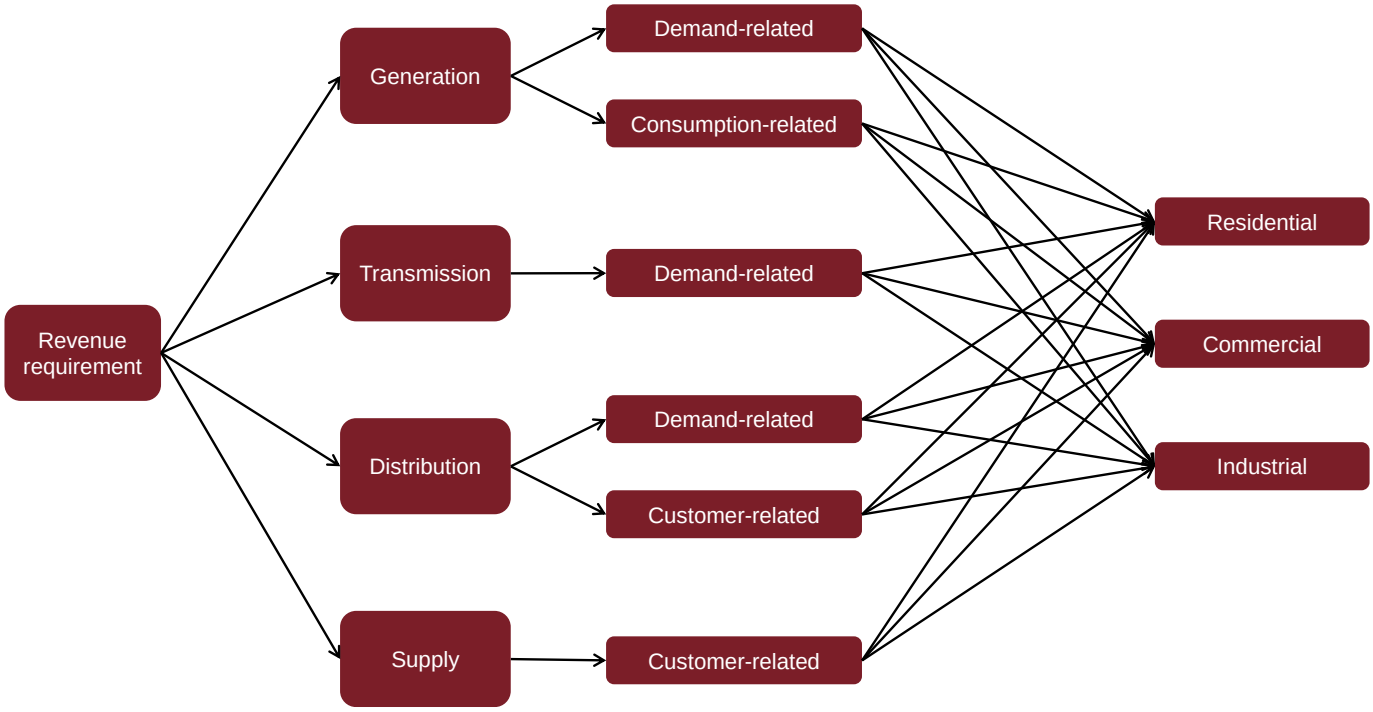
longueurs de conducteurs plus faibles et vice-versa) - les clients raccordés à des niveaux de tension faibles à l'extrémité en aval du réseau doivent supporter des pertes beaucoup plus importantes que les clients raccordés à une tension plus élevée à une position relativement en amont dans le réseau. Par conséquent, les clients ayant des pertes plus élevées devraient supporter une part plus importante des coûts liés à l'énergie, toutes choses étant égales par ailleurs.

- **Méthodes de répartition des coûts liés aux clients :** Ces coûts dépendent du nombre de clients et de l'investissement réalisé dans les compteurs et les raccordements aux services. Une manière simple de répartir les coûts liés aux clients consiste à utiliser le "nombre de clients par catégorie". Une méthode plus fine utilise un nombre de clients *pondéré* qui est ajusté sur la base du "coût moyen des compteurs par catégorie" ou du "coût moyen du raccordement au réseau par catégorie" - si ces données sont difficiles à obtenir, une approximation de la "charge connectée moyenne par catégorie" peut également être utilisée.

5.5 Étape 5 - Évaluation de la réflectivité des coûts

Les coûts attribués à chaque catégorie de clients sont consolidés et comparés au tarif prélevé sur cette catégorie pour calculer un pourcentage qui indique l'ampleur des recettes nécessaires recouvrées par le biais du tarif. Un chiffre de 100 % indique un recouvrement total des coûts, tandis que tout chiffre supérieur ou inférieur à ce chiffre représente respectivement un sur-recouvrement ou un sous-recouvrement.

Figure 3: Représentation résumée de la fonctionnalisation, de la classification et de la répartition des coûts



6 Procédures d'évaluation de la réflectivité des coûts

6.1 Choix de l'année de référence

Les évaluations du coût du service (CoS) sont effectuées sur la base des données relatives aux coûts pour l'ensemble de l'année. Il est essentiel de disposer de données fiables en temps voulu et, par conséquent, de privilégier le dernier exercice financier pour lequel des données financières vérifiées sont disponibles. Si le régulateur a fixé la méthodologie de détermination des tarifs, la compagnie peut alors adopter les coûts réglementaires autorisés par le régulateur pour déterminer les résultats du coût du service.

6.2 Caractéristiques du modèle CdS

Un modèle complet a été développé dans Microsoft Excel pour réaliser l'évaluation du CdS. Ce modèle est annexé au présent rapport.

Le modèle CdS divise les coûts basés sur les besoins en revenus (RR) de l'ensemble du service public en répartitions par catégories de clients, en utilisant une méthodologie de répartition et d'allocation des coûts. Par une série d'étapes et en utilisant des données et des hypothèses comptables et techniques, les coûts sont ventilés et alloués. Les caractéristiques du modèle sont énumérées ci-dessous :

- Permet de déterminer le coût du service pour un maximum de 30 catégories de clients.
- Les bandes de haute, moyenne et basse tension sont prédéfinies, ce qui permet de comparer les résultats entre les pays membres du COMESA.
- Le modèle est flexible pour incorporer les différentes structures de l'industrie de l'électricité qui existent dans les pays membres du COMESA - totalement groupées (G+T+D), partiellement dégroupées (G et T+D / G+T et D) et totalement dégroupées (G et T et D). En outre, les coûts et les données sur les clients de plusieurs compagnies de distribution peuvent être intégrés dans un seul modèle (utile pour des pays comme l'Égypte qui ont plusieurs compagnies de distribution) afin de produire une évaluation unique du coût du service au niveau du pays.
- Le modèle permet d'inclure les RR de l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité (production, achat d'électricité, transport, distribution, vente au détail).
- Le taux de rendement est déterminé à l'aide d'une approche fondée sur le taux de rendement (RdR) - les coûts comptables ou les coûts marginaux peuvent être introduits.
- Les exigences de la base d'actifs réglementés (BAR) prennent en compte les immobilisations amorties, les travaux d'investissement en cours et les besoins en fonds de roulement.
- Le modèle fournit une structure pour la déduction des actifs financés par les clients ou les subventions et les dépenses associées du RR et du BAR.
- Le modèle sépare les clients situés dans les zones urbaines et rurales, ce qui permet de répartir les coûts de manière plus granulaire.
- Le coût du service peut également être calculé pour les clients raccordés à des tensions de transport (> 66 ou 132 kV).
- Les données relatives aux coûts du modèle peuvent être saisies dans la monnaie locale et les résultats sont disponibles sous forme de pourcentage, ce qui facilite la saisie des données et la comparabilité des résultats entre les pays membres du COMESA.

6.3 Structure du modèle CdS

La structure du modèle est expliquée ci-dessous :

1. **RR**" : Cette fiche présente l'évolution des recettes nécessaires (RR) à recouvrer par le biais des tarifs, y compris le rendement de la base d'actifs réglementés (BAR).
2. **Client**" : Les données relatives à la catégorie de clients couvrant le nombre de clients, la géographie, le niveau de tension, les ventes d'énergie, la charge connectée, les frais de connexion, le facteur de charge, le facteur de coïncidence et les recettes provenant des ventes d'électricité sont saisies dans cette feuille. Les données saisies sont ensuite exploitées pour établir le bilan énergétique complet (GWh) et le bilan électrique (MW) pour chaque catégorie de clients, ce qui implique d'ajouter les pertes non techniques et techniques au volume des ventes, afin d'établir les besoins à introduire dans le système pour répondre à la demande de chaque catégorie.
3. **Perte**" : Cette feuille permet de saisir les principales hypothèses relatives aux pertes techniques et non techniques, en fonction de la tension. Le modèle comprend une séparation en 3 classes de tension - HT : au-dessus de 66 kV, MT : au-dessus de 400 V et jusqu'à 66 kV, et BT : 230 V, 400 V. La feuille calcule le bilan d'énergie (GWh) et de puissance (MW) pour le système à chaque niveau de tension. Ce résultat est utilisé dans la feuille "Client" pour calculer le bilan d'énergie et de puissance pour chaque catégorie de client.
4. **Actifs**" : Cette feuille classe les actifs figurant dans les états financiers en catégories qui sont les éléments constitutifs du coût du service. Les actifs comprennent les actifs fixes (installations et machines, terrains, bâtiments et autres actifs), les amortissements cumulés, les actifs en cours de construction (travaux d'investissement en cours ou CWIP), les actifs et passifs courants (fonds de roulement). Ces éléments sont utilisés pour construire le BAR, et cette feuille permet donc de dériver le BAR fonctionnalisé. La fonctionnalisation est effectuée à plusieurs niveaux : i) unités commerciales stratégiques (SBU) de la production, du réseau HT, du réseau MT et du réseau BT ; ii) ségrégation géographique urbaine et rurale ; iii) ségrégation basée sur l'objectif des actifs liés à la demande et des actifs liés à la clientèle.
5. **Dépenses**" : Cette feuille classe les dépenses déclarées dans les états financiers en catégories qui sont les éléments constitutifs du coût du service. Les dépenses comprennent les dépenses opérationnelles (combustible, achat d'électricité, transport, personnel, maintenance, administration et frais généraux) et les dépenses non opérationnelles (amortissement, intérêts et financement, provision pour créances douteuses). La fonctionnalisation s'effectue à plusieurs niveaux : i) unités commerciales stratégiques (SBU) pour la production, le réseau HT, le réseau MT et le réseau BT ; ii) séparation géographique entre les zones urbaines et rurales ; iii) séparation en fonction de l'objectif des dépenses liées à l'énergie, à la demande et à la clientèle.
6. **V.Realloc**' : Cette feuille réaffecte les allocations fonctionnalisées basées sur les niveaux de tension afin de refléter la contribution des actifs à des tensions plus élevées pour servir les clients à des tensions plus basses. La réaffectation couvre la BAR liée à la demande (réseau) et les dépenses liées à la demande (réseau).
7. **Résultat**" : Cette feuille présente les résultats de l'exercice CdS en mettant en tableau le coût de la desserte de chaque catégorie de clients ainsi que les recettes tirées des tarifs. Les coûts liés à l'énergie, à la demande et à la clientèle sont comparés aux recettes provenant de la redevance énergétique, de la redevance de demande et de la redevance fixe.

6.4 Exploitation du modèle et obtention de résultats

1. Saisissez les données et les hypothèses dans les cellules en texte bleu. Les cellules en texte noir sont basées sur des formules et sont en "lecture seule".
2. Les données et les hypothèses doivent être saisies dans les feuilles intitulées "RR", "Client", "Perte" et "Actif". Se référer aux notes d'accompagnement du modèle pour plus d'informations.
3. Après avoir saisi les données dans les feuilles "Client" et "Perte", vérifiez le paramètre "Facteur de conversion perte d'énergie => perte de demande" dans la feuille "Perte". Ce facteur indique la relation entre la perte de

demande (en termes de MW) et la perte d'énergie (en termes de GWh) et doit être saisi manuellement. La valeur doit être déterminée par une méthode d'essai et d'erreur, en introduisant des valeurs incrémentales supérieures à 1 et en veillant à ce que la valeur dans la cellule marquée "ERROR" soit aussi proche de zéro que possible. Cette méthode garantit la cohérence interne des chiffres de perte de demande et de perte d'énergie en fonction de la tension.

4. Les résultats peuvent être consultés dans la feuille "Output" sous forme de coûts encourus par catégorie de clients, de recettes recouvrées par le biais des tarifs et de pourcentage de réflectivité des coûts par rapport aux tarifs.

6.5 Méthodologie du modèle CdS

La méthodologie du modèle peut être expliquée en cinq étapes :

1. Calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance par catégorie de clients
2. Fonctionnalisation des actifs
3. Fonctionnalisation des dépenses
4. Réattribution des BAR et RR liés à la demande, en fonction de la tension
5. Calcul des résultats du coût du service

Chacune de ces étapes est décrite en détail dans les sections suivantes.

6.5.1 Calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance par catégorie de clients

Ventes = Facturation au client
Consommation = Ventes + Pertes non techniques
Besoin = Consommation + Pertes techniques

Cette étape permet d'obtenir le bilan énergétique et le bilan électrique pour chaque catégorie de clients. À partir des données relatives aux ventes (ventes d'énergie en GWh et ventes de puissance en MW), les pertes non techniques et techniques sont ajoutées à chaque catégorie pour obtenir les besoins en énergie (GWh) et la contribution simultanée à la demande de pointe du système (MW) de chaque catégorie. Ces données sont ensuite utilisées comme facteurs de répartition dans les différentes étapes de l'analyse du coût du service.

Le calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance est un processus de transformation en deux étapes :

1. De la vente à la consommation
2. De la consommation à l'exigence

<u>De la vente à la consommation</u>

Le calcul de la consommation en gigawattheures est assez simple. Les pertes non techniques de chaque catégorie sont simplement ajoutées aux ventes d'énergie pour obtenir la consommation d'énergie en gigawattheures. Pour calculer la consommation d'électricité en termes de mégawatts, la consommation d'électricité de pointe non coïncidente est tout d'abord dérivée de la consommation d'énergie pour chaque catégorie en appliquant le facteur de charge correspondant. La consommation électrique de pointe non coïncidente est ensuite transformée en consommation électrique de pointe coïncidente en termes de mégawatts en appliquant le facteur de coïncidence pour chaque catégorie.

<u>De la consommation à l'exigence</u>

Les besoins en énergie sont calculés en ajoutant les pertes techniques (en GWh) à la consommation d'énergie calculée précédemment. La contribution coïncidente à la demande de pointe (qui n'est rien d'autre que le besoin d'électricité) est calculée en ajoutant les pertes techniques (en MW) à la consommation de pointe coïncidente calculée précédemment.

Les pertes techniques pour chaque catégorie sont calculées selon le processus suivant. Tout d'abord, les pertes techniques en termes de gigawattheures sont supposées pour les trois niveaux de tension, à savoir HT, MT et BT. Chacun des trois chiffres de pertes est ensuite transformé en pertes techniques en termes de mégawatts en appliquant un facteur de conversion appelé "facteur de perte de demande en perte d'énergie". Ce facteur est généralement supérieur à 1 et se situe dans la plupart des cas entre 1,1 et 1,3. La perte technique (en GWh et en MW) pour chaque catégorie est ensuite calculée sur la base de

la part de la consommation d'énergie (GWh) ou de la consommation de puissance de pointe coïncidente (MW) (selon le cas) de cette catégorie dans la consommation d'énergie totale ou la consommation de puissance de pointe coïncidente pour son niveau de tension (HT, MT ou BT).

6.5.2 Imputation des actifs

La première étape de l'imputation des actifs consiste à diviser la base d'actifs de la compagnie en Unités stratégique d'affaires (SBU) clés : production, réseau HT, réseau MT et réseau BT. Les SBU des réseaux MT et BT sont subdivisées en unités urbaines et rurales. Les trois SBU de réseau réunies doivent couvrir l'ensemble du réseau de la compagnie auquel tous ses clients sont connectés, y compris les clients connectés aux niveaux de tension de transmission. Dans l'étape suivante, la base d'actifs est classée comme étant liée à la demande ou à la clientèle.

L'objectif de l'exercice est double : i) dériver des facteurs d'allocation[13] basés sur les actifs pour allouer des éléments clés dans l'analyse du coût du service ; et ii) dériver des BAR imputées pour estimer le retour sur les BAR pour les catégories de clients.

Le processus comprend les étapes suivantes:

1. Imputation des actifs immobilisés bruts (AIB)
2. Calcul des actifs immobilisés nets imputés (AIN) financés par le service public
3. Calculer les BAR imputées

Imputation des Actifs Immobilisés Bruts (AIB)

La nécessité d'imputer les actifs immobilisés bruts provient du fait que les actifs rapportés dans les états financiers de la compagnie sont imputés en grandes catégories d'installations, de lignes, de réseaux (installations et machines ou «P&M: plant & machinery»), de terrains et de bâtiments, et d'autres actifs. Pour calculer le coût du service pour chaque catégorie de clients, une classification plus granulaire est nécessaire, comme indiqué ci-dessous.

SBU	Imputation de 1er niveau	Imputation de 2eme niveau
Production	-	-
Réseau HT	-	Actifs liés à la demande
	-	Actifs liés à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Actifs liés à la demande
	Rural	Actifs liés à la clientèle
Réseau BT	Urbain	Actifs liés à la demande
	Rural	Actifs liés à la clientèle

En premier lieu, les P&M sont alloués aux fonctions susmentionnées sur la base des valeurs réelles des actifs telles qu'elles figurent dans le registre des actifs de la compagnie. Ensuite, le reste de l'AIB, c'est-à-dire les terrains, les bâtiments et les autres actifs, est imputé sur la base du ratio d'affectation des P&M. La somme de tous les AIB ainsi imputés est appelée "AIB non ajusté", car elle n'est pas ajustée pour les actifs financés par les clients ou les subventions (CGF: Customer or Grant Financed).

[13] *L'électricité étant une activité à forte intensité d'actifs, les allocations basées sur les actifs sont le moyen le plus approprié de séparer les coûts entre les différentes parties de l'activité.*

L'étape suivante consiste à imputer les actifs financés par la clientèle et à les déduire de l'«AIB non ajusté» pour obtenir l'«AIB ajusté». Les actifs CGF doivent être imputés selon les valeurs fournies dans le registre des actifs du service public.

Calcul des actifs immobilisés nets imputés (AIN) financés par le service public

Il s'agit de déduire l'amortissement cumulé des actifs financés par le service public de l'actif immobilisé net financé par le service public. L'amortissement cumulé des actifs financés par le service public est pris en compte après déduction de l'amortissement cumulé des actifs CGF. Le total des amortissements cumulés sur les actifs financés par le service public est ensuite imputé en proportion de l'AIB financé par le service public (AIB ajusté).

Calcul de la BAR imputée

La dernière étape consiste à calculer la BAR imputée. La BAR est obtenue en ajoutant les travaux d'investissement en cours (CWIP) et le fonds de roulement net (NWC) à l'AIN financé par le service public. La valeur des CWIP est imputée en proportion de l'AIB ajusté. Ensuite, le fonds de roulement net est calculé comme la somme des éléments suivants:

1) Dépenses P&M (1 mois): coût du combustible pour la production, frais de personnel, dépenses de maintenance, frais administratifs et généraux.
2) Créances (2 mois): Tarif à recevoir pour la vente d'électricité
3) Moins -> Dettes commerciales (1 mois): coût d'achat de l'électricité, frais de transmission
4) Moins -> Dépôt de garantie des consommateurs

Après cela, le NWC est imputé en deux étapes : (i) en l'allouant aux SBU sur la base de la part des SBU dans les dépenses totales, et (ii) en allouant les actifs liés à la demande et aux clients en proportion de l'AIB non ajusté (qui inclut les actifs CGF).

6.5.3 Imputation des dépenses

Cette section traite du processus d'imputation des dépenses afin de les allouer aux coûts liés à l'énergie, à la demande et à la clientèle. Les dépenses sont considérées sur une base nette, après déduction des revenus non tarifaires récupérés auprès des consommateurs.

Il convient de noter que les charges d'intérêt et de financement ne sont pas incluses dans les charges nettes. En effet, les charges d'intérêt font partie intégrante du rendement de la BAR, qui est financée à la fois par des capitaux propres et des dettes. En outre, l'amortissement ne comprend pas l'amortissement des actifs financés par les clients.

Dépenses nettes =
Frais d'exploitation (carburant, achat d'électricité, frais de personnel, entretien, A&G, provision pour créances douteuses) plus
Amortissement moins
Revenus non tarifaires

Les fonctions de coût pour lesquelles l'imputation a été effectuée sont indiquées ci-dessous.

SBU	Imputation de 1er niveau	Imputation de 2eme niveau
Production	-	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
Réseau HT	-	Coût lié à l'énergie

SBU	Imputation de 1er niveau	Imputation de 2eme niveau
		Coût lié à la demande
		Coût lié à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
	Rural	
		Coût lié à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
	Rural	
		Coût lié à la clientèle

La première étape vers l'imputation est l'imputation du coût du combustible et de la charge énergétique (coût d'achat de l'électricité). Alors que le coût du combustible est directement affecté aux coûts variables de la SBU « Production », le coût de l'énergie (coût d'achat de l'électricité) est affecté aux catégories de clients sur la base de leurs besoins en énergie.

La charge de capacité (coût d'achat de l'électricité) et les frais de transport sont attribués aux catégories de clients en fonction de leur contribution à la demande de pointe du système.

Ensuite, les coûts de maintenance et d'A&G sont imputés en coûts liés à la demande et en coûts liés aux clients, car ils sont soit liés à la demande, soit liés aux clients. L'imputation est effectuée sur la base de l'AIB non ajusté (y compris les actifs CGF puisque le service public doit engager des dépenses d'entretien et d'A&G sur ces actifs également).

Les coûts de personnel sont imputés selon le processus suivant: (i) allocation aux SBU sur la base du nombre d'employés, (ii) allocation aux coûts liés à la demande et aux clients au sein des SBU sur la base des valeurs AIB non ajustées.

La charge d'amortissement des actifs financés par le service public est répartie entre les coûts liés à la demande et les coûts liés à la clientèle sur la base de l'AIB ajusté. Les valeurs liées aux CGF sont supprimées à des fins d'allocation puisque l'amortissement n'est pas censé être facturé sur les actifs du CGF.

Dans la dernière étape, les éléments de revenus non tarifaires sont imputés. Comme il s'agit de revenus, ils sont traités comme des charges « négatives ». Ils sont affectés uniquement aux coûts liés à la clientèle. L'affectation se fait sur la base du nombre de clients. En effet, ces produits sont proportionnels au nombre de clients desservis.

6.5.4 Réaffectation des recettes liées à la demande, en fonction de la tension

Dans un réseau de transport et de distribution d'électricité, les actifs liés à la demande (par exemple, les sous-stations, les transformateurs, les lignes) en HT sont utilisés pour desservir non seulement les clients HT, mais aussi les clients MT et BT. De même, les actifs MT sont utilisés pour desservir les clients BT. Par conséquent, certaines parties des coûts associés à ces actifs à des tensions plus élevées (BAR liées à la demande et dépenses liées à la demande) doivent être allouées à des tensions plus faibles.

La réaffectation est effectuée sur la base de la part de la demande de pointe en fonction de la tension. Dans un premier temps, les coûts HT sont alloués à HT sur la base de la part de la demande de pointe à HT. Le

solde des coûts HT non alloués est ensuite ajouté aux coûts MT pour « mettre à jour » les coûts MT. Les coûts MT « actualisés » sont attribués à MT sur la base de la part de la demande de pointe de MT, tandis que le solde des coûts MT non attribués est ajouté aux coûts BT pour obtenir les coûts BT « actualisés ». Ainsi, à la fin de ce processus, on obtient la BAR liée à la demande et les dépenses liées à la demande, réaffectées aux niveaux HT, MT et BT. En appliquant le taux de rendement à la BAR et en l'ajoutant aux dépenses, on obtient le besoin en recettes final (RR) réaffecté aux niveaux HT, MT et BT.

		HT	MT		BT	
			Urbain	Rural	Urbain	Rural
Production SBU	RR liés à l'énergie	X	X	X	X	X
	RR liés à la demande	X	X	X	X	X
En rapport avec le réseau	RR liés à l'énergie	X	X	X	X	X
	RR liés à la demande	X	X	X	X	X
	RR liés à la clientèle	X	X	X	X	X

6.5.5 Établissement des résultats relatifs au coût du service

Dans cette dernière étape, les coûts unitaires des éléments RR imputés ci-dessus sont obtenus. Ces coûts unitaires sont multipliés par la quantité de ventes de chaque catégorie de clients pour obtenir le coût du service.

	Établissement du coût unitaire		CdS de l'énergie		CdS de la demande		CdS clients	
	Facteur	*Coût unitaire (a)*	*Quantité (b)*	*Coût a X b*	*Quantité (c)*	*Coût a X c*	*Quantité (d)*	*Coût a X d*
RR liés à l'énergie	Ventes d'énergie (GWh)	$$$/ kWh		X				
RR liés à la demande	Ventes NCP (MW)	$$$/ kW				X		
RR liés à la clientèle	Nombre de clients	$$$/ Client						X

Le coût total du service est calculé comme la somme des coûts de service de l'énergie, de la demande et du client.

Le coût des services pour chaque catégorie de clients est comparé aux recettes provenant des redevances d'énergie, des redevances de demande et des redevances de clientèle pour calculer le pourcentage de recouvrement des coûts. Les résultats du pourcentage de recouvrement des coûts sont présentés par tarif et sur une base consolidée pour chaque catégorie de clients.

7 Principales recommandations relatives aux tarifs

Sur la base de l'examen des pratiques tarifaires actuelles et de l'analyse comparative avec les meilleures pratiques internationales, voici les principales recommandations:

- **Méthodologie tarifaire**: Une méthodologie basée sur le Pourcentage de Retour sur l'Investissement (PRI) (approche du coût majoré) devrait être adoptée pour déterminer les besoins en revenus globaux de la compagnie et les besoins en revenus pour chaque catégorie de clients. Cela signifie que les redevances recouvrables par la compagnie pour la fourniture d'électricité doivent lui permettre d'obtenir un rendement raisonnable sur la juste valeur de ses actifs immobilisés en exploitation, plus une provision pour son fonds de roulement.
- La conception des tarifs doit utiliser des signaux simples basés sur le coût marginal (par exemple, le SRMC: coût marginal à court terme) afin d'envoyer des signaux de prix appropriés aux consommateurs.
- Une **approche tarifaire pluriannuelle** (RPI - x) pourrait être mise en œuvre à l'avenir, mais seulement après qu'une base de référence appropriée ait été établie. Toutefois, des signaux simples d'amélioration de la productivité sur plusieurs années peuvent être facilement incorporés en utilisant des paramètres tels que la productivité des employés. L'approche pluriannuelle présente des avantages, notamment (i) un coût de régulation plus faible et (ii) une meilleure incitation pour le service public à augmenter sa productivité. Entre-temps, les incitations à la performance peuvent être mises en œuvre par le biais de la méthodologie PRI en adoptant une approche pluriannuelle ciblée.
- **Incitations/pénalités basées sur les tarifs**: La structure tarifaire doit prévoir des incitations/pénalités basées sur le tarif pour les clients qui améliorent l'efficacité énergétique, le facteur de charge et le facteur de puissance, tout en maintenant la simplicité de la structure.
- **Subventions croisées des tarifs**: Le type de subvention le plus courant dans le secteur de la fourniture d'électricité au niveau mondial est la subvention croisée au sein de la structure tarifaire. En général, les subventions croisées vont des clients commerciaux et industriels aux clients domestiques et aux autres petits clients. L'ampleur de ces subventions est révélée par une étude du coût du service. Une certaine quantité de subventions croisées dans une structure tarifaire peut être considérée comme tolérable, étant donné que les ventes aux clients industriels/commerciaux représentent un risque plus important pour la compagnie d'électricité que les ventes domestiques, qui ont tendance à être plus stables dans le temps. Néanmoins, conformément aux meilleures pratiques, les bénéficiaires de subventions croisées ne devraient généralement pas payer moins de 90 % du coût du service et les fournisseurs de subventions ne devraient pas payer plus de 110 % du coût du service.
- **Subventions aux clients à faibles revenus**: Pour que la compagnie soit commercialement viable, s'il doit y avoir un subventionnement significatif des clients à faibles revenus, il doit être initié et payé, en principe, par le gouvernement de l'Etat concerné. Un certain nombre de mécanismes peuvent être utilisés à cette fin, notamment : (i) le remboursement direct à la compagnie de la différence entre le coût du service et les recettes générées par le tarif de base et (ii) le paiement

direct par le gouvernement aux ménages à faibles revenus, qui paient le tarif normal à la compagnie.

- **Subventions en capital**: Une autre méthode pour subventionner les clients à faibles revenus consiste à subventionner la construction de nouvelles installations pour desservir les zones à faibles revenus et à éliminer autant que possible les frais de raccordement initiaux. Cette méthode est particulièrement utile si le gouvernement souhaite augmenter le taux d'électrification du pays.

- **Mécanisme d'ajustement automatique**: L'objectif d'un mécanisme d'ajustement automatique est de fournir une certaine protection financière au service public et au client lorsque les coûts fluctuent d'une manière telle que le processus normal de fixation des tarifs ne peut pas les gérer efficacement. Ce mécanisme permet de modifier automatiquement le prix facturé au client en fonction de l'évolution d'un (ou de plusieurs) poste(s) de coût présélectionné(s), sans attendre la mise en œuvre d'une modification tarifaire dans le cadre de la procédure normale de fixation des tarifs.

  Les mécanismes d'ajustement automatique sont généralement appliqués aux prix des combustibles. Outre les prix des combustibles, un service public d'électricité peut être confronté à d'autres coûts qui ont un impact significatif sur sa performance financière et qui échappent à son contrôle. Il peut s'agir de pertes de change ou de la volatilité en général qui modifie le niveau de prix des biens et services nécessaires à la production d'électricité.

- **Cadre tarifaire incitatif**
  - Étant donné que l'amélioration de l'efficacité opérationnelle de la compagnie est un objectif clé, il est essentiel d'envoyer des signaux d'efficacité à la compagnie par le biais des tarifs. En l'absence de RPI - x, un cadre tarifaire basé sur le PRI peut être facilement utilisé pour fournir ces signaux sans augmentation majeure de l'intervention réglementaire. La meilleure façon d'y parvenir est de mettre en place un **cadre pluriannuel** dans lequel le service public a le temps d'investir dans l'amélioration de l'efficacité et d'en récolter les fruits. L'intégration d'incitations à la performance dans un environnement basé sur le PRI peut être réalisée de la manière suivante:

  - Le régulateur doit identifier les paramètres de performance que la compagnie peut améliorer et qui peuvent être utilisés pour déterminer les dépenses autorisées pour le recouvrement des coûts. Il peut s'agir, entre autres, des facteurs de disponibilité des centrales, des pertes de distribution et des périodes d'interruption de service des clients.
  - Le régulateur doit alors établir des objectifs de base pour ces paramètres de performance en analysant les performances historiques ou en procédant à des exercices d'étalonnage. En outre, il doit prévoir les améliorations que l'entreprise peut apporter à ces paramètres sur une période de trois à cinq ans.
  - Le régulateur doit déterminer les recettes nécessaires à recouvrer sur les tarifs au cours de la période pluriannuelle choisie. Par exemple, les pertes de distribution cibles peuvent être utilisées pour estimer les besoins d'achat d'électricité, qui, à leur tour, sont utilisés pour estimer les coûts d'achat d'électricité. De même, les facteurs de disponibilité des centrales peuvent être utilisés pour déterminer le recouvrement total ou partiel des coûts fixes d'une centrale de production.

- Dans le cadre de la méthodologie PRI, le régulateur doit procéder à des révisions tarifaires périodiques sur une période de plusieurs années. Si la compagnie dépasse ses objectifs de performance sur les paramètres, elle peut être autorisée à conserver l'intégralité du gain ou à en partager une partie avec les clients. En revanche, si la compagnie n'atteint pas ses objectifs, elle peut être amenée à supporter la totalité de la perte ou à en partager une partie avec les clients. Les gains/pertes qui sont déterminés comme devant être supportés par le service public peuvent être utilisés pour ajuster les recettes nécessaires pour une période ultérieure

- Le processus de fixation des tarifs dépendra du type de modèle réglementaire suivi (par exemple, RPI -x ou PRI) ainsi que d'autres facteurs tels que le besoin perçu d'examens formels à intervalles définis (par opposition à un examen au fur et à mesure des besoins) et l'importance accordée aux consultations publiques. Vous trouverez ci-dessous un exemple de processus de fixation des tarifs qui peut être modifié dans les règlements tarifaires pour répondre aux besoins des États membres.

- **Exemple de processus formel de fixation des tarifs**

  Le processus décrit ci-dessous est un processus simple qui suppose une révision formelle des tarifs chaque année, ce qui est le modèle réglementaire recommandé.

  Période de révision tarifaire

  La période de révision tarifaire est la période pour laquelle le régulateur fixe les tarifs. Les tarifs resteront inchangés pendant la période de révision tarifaire (sous réserve de l'introduction éventuelle de mécanismes d'ajustement automatique au cours d'une période de révision tarifaire, qui sera initialement d'un an). La période de révision tarifaire sera une année civile et sera fixée à l'issue d'un examen formel des coûts et des données opérationnelles des titulaires de licences de distribution.

  Forme de la demande tarifaire

  La demande tarifaire de tout titulaire de licence (production, transport ou distribution) comprendra:

  - Un résumé des éléments de base et de la justification de la demande de revenus et de la proposition tarifaire du titulaire de la licence.
  - Les informations financières et clients, telles qu'elles peuvent être spécifiées dans les réglementations tarifaires.
  - Les mesures de la performance opérationnelle telles qu'elles peuvent être définies dans les normes de performance incluses dans la licence.

  Date de soumission de la demande tarifaire

  La demande tarifaire doit être déposée trois mois avant le début de la période de révision tarifaire. Par exemple, si la période de révision tarifaire commence le 1er janvier, la demande tarifaire doit être soumise au régulateur au plus tard le 30 septembre de l'année précédente.

  Examen préliminaire de la demande tarifaire

  Après avoir reçu la demande tarifaire, le régulateur l'examine pour s'assurer qu'elle est conforme aux exigences de soumission. Dans un délai d'une semaine à compter de la réception de la demande tarifaire, l'autorité de régulation l'accepte ou la rejette.

  Dans les deux cas, l'autorité de régulation fournit une liste des lacunes constatées dans la demande tarifaire que le titulaire de la licence doit rectifier dans les plus brefs délais.

Examen de la demande tarifaire

Nonobstant toute considération de confidentialité (il ne devrait pas y en avoir beaucoup), la demande tarifaire sera rendue publique dans son intégralité dans un délai d'une semaine à compter de son acceptation par le régulateur. Le régulateur donnera à toutes les autres parties prenantes, y compris les consommateurs, un mois pour répondre et faire des commentaires sur la demande tarifaire.

Dans la période suivant l'acceptation de la demande tarifaire, le régulateur analysera les informations disponibles de manière suffisamment détaillée pour permettre la prise d'une décision tarifaire.

Décision tarifaire

Si la demande est acceptée, le régulateur rendra une décision tarifaire dans les 10 semaines suivant l'acceptation de la demande tarifaire. Cette décision tarifaire contiendra les éléments suivants:

- Le besoin de revenus proposé pour le titulaire de la licence
- Les tarifs résultants pour chaque catégorie de clients
- Les raisons de l'acceptation ou du rejet des coûts et des niveaux d'investissement proposés par le titulaire de la licence.

La notification publique

Le régulateur informera le titulaire de la licence et le public de la décision tarifaire finale. Les tarifs deviennent applicables 21 jours après la publication de la décision tarifaire par le régulateur ou le début de la période d'examen des tarifs, la date la plus tardive étant retenue. À ce moment-là, le titulaire de la licence doit mettre à jour ses informations tarifaires et informer tous les clients des nouveaux tarifs.

Appel de la décision tarifaire par le titulaire de la licence

Après la publication de la décision tarifaire finale, le titulaire de la licence pourra faire appel de la décision tarifaire du régulateur s'il estime que ce dernier n'a pas fixé les tarifs conformément aux principes énoncés dans les politiques et réglementations tarifaires existantes.

Le titulaire d'une licence doit faire appel de la décision tarifaire dans les 60 jours suivant la publication de la décision auprès d'un organisme d'appel désigné. Si un titulaire de licence fait appel de la décision tarifaire du régulateur, les nouveaux tarifs resteront en vigueur jusqu'à ce que l'appel ait été examiné.

- Les États membres devraient progressivement passer à l'analyse du coût de service et commencer à conserver les points de données nécessaires à l'établissement de rapports réguliers sur les résultats du coût de service.

8 Plan d'action pour la mise en œuvre

8.1. Introduction

L'harmonisation des cadres tarifaires et le développement d'un tarif reflétant les coûts est une étape importante vers l'harmonisation régionale et l'adhésion de tous les pays à l'initiative d'harmonisation.

La mise en œuvre du cadre d'harmonisation tarifaire proposé nécessitera des efforts concertés de la part des États membres concernés pour progresser vers une plus grande harmonisation régionale. Les États sont à des stades de développement radicalement différents en matière de réforme et de réglementation de l'électricité et nécessiteront différents niveaux d'intervention à différents stades. Il est important que ces cadres soient considérés dans l'optique de « *ne laisser aucun pays de côté* » plutôt que d'établir un classement ou une comparaison; l'objectif n'est pas de mettre en évidence les écarts entre les leaders de la réglementation et ceux qui les suivent, mais d'aider ces derniers à identifier les mesures à prendre pour rattraper le retard.

L'harmonisation dans tous les États prendra du temps et nécessitera des efforts particuliers de la part de toutes les parties prenantes concernées afin d'aligner et d'amener tous les États membres au même niveau. Les progrès de chaque État membre doivent être mesurés sur la base du niveau de départ du pays. L'objectif est de suivre les performances et de mesurer les progrès des États d'une année sur l'autre et de fournir un soutien au renforcement des capacités si nécessaire pour progresser vers l'harmonisation des tarifs et des tarifs reflétant les coûts.

8.2. Stratégie de mise en œuvre et plan d'action

Le développement d'un cadre tarifaire harmonisé aidera les États membres à progresser vers l'intégration régionale. Les étapes clés nécessaires au niveau régional et collectif pour promouvoir l'harmonisation et la normalisation sont les suivantes:

- Des mesures doivent être prises pour disposer d'un régulateur indépendant et bien gouverné, tant dans les faits que dans la loi. L'exigence principale pour les régulateurs est d'être indépendants et d'avoir un processus décisionnel transparent. Cela établira automatiquement la base pour avoir des cadres tarifaires légaux et réglementaires bien définis pour le secteur.
- Développement de mécanismes standards de détermination des tarifs afin de garantir que les investisseurs aient une plus grande confiance dans le marché régional.
- Disponibilité des documents clés dans le domaine public, regroupés et facilement et librement accessibles.
- Le régulateur régional RAERESA surveillera et rendra compte des performances des États membres en matière de développement de réglementations tarifaires bien définies et de tarifs reflétant les coûts, en tant qu'aide à ces derniers plutôt qu'en tant qu'organisme de conformité de type européen.
- Renforcement des capacités et soutien aux régulateurs nationaux et aux opérateurs, et poursuite de la collaboration entre les régulateurs par l'intermédiaire de la RAERESA et de ses organisations régionales sœurs.

Textes normalisés

La normalisation peut se faire principalement par la mise en place de cadres tarifaires bien définis - dans lesquels le processus de détermination des tarifs, y compris la méthodologie de détermination des tarifs, la fréquence des tarifs, le mécanisme de révision, les frais répercutés, le mécanisme d'ajustement automatique, etc. sont décrits. Ces cadres peuvent prendre la forme de réglementations tarifaires détaillées pour chacun des États membres. Ceux-ci peuvent être définis séparément pour les segments de la production, du transport et de la distribution de la chaîne de valeur de l'électricité. Ils peuvent également être définis séparément pour un service public intégré. Chaque pays peut déroger à ces règles en cas de circonstances particulières.

Disponibilité des documents dans le domaine public

Tous les documents clés tels que la loi sur l'électricité, les réglementations tarifaires, la structure tarifaire, les redevances, les tarifs en fonction de l'heure de consommation, etc. doivent être mis à la disposition du public. En général, ils doivent être accessibles à partir d'un seul site, par exemple celui du régulateur. Une bonne pratique consiste toutefois à ce que l'entreprise publie les documents sur son propre site web. Cela contribue à promouvoir la transparence sur le marché et aide les nouveaux arrivants et les opérateurs existants à comprendre leurs droits et obligations.

Contrôler et rendre compte des performances des États membres

Chaque État membre devrait mettre en place un officier de liaison chargé de rendre compte des résultats obtenus dans le cadre de l'élaboration de tarifs harmonisés et reflétant les coûts. Le calendrier de collecte des données doit être finalisé et respecté par les États membres. Les États membres doivent saisir les données pertinentes après examen et approbation par le fonctionnaire désigné. Des efforts doivent être faits pour obtenir les points de données souhaités pour effectuer l'analyse du coût de service qui ne sont actuellement pas rapportés. Toute formation ou tout soutien au renforcement des capacités nécessaires à cet effet doit être discuté par les États membres et des sessions régionales de renforcement des capacités peuvent être organisées à cet effet.

Renforcement des capacités et soutien

Le régulateur régional peut mettre à disposition des notes d'orientation qui suggèrent des approches de « meilleures pratiques » dans les domaines de la réglementation tarifaire et de l'approche du coût du service. Les sujets pour lesquels cela pourrait s'avérer approprié sont les suivants:

- Mécanisme de détermination des tarifs
- Principes de répercussion des charges
- Réglementation basée sur l'incitation
- Mécanisme d'ajustement automatique
- Approche du coût du service

Nous pensons qu'il serait également utile d'élaborer des notes d'orientation pour l'utilisation et l'adaptation des documents types afin d'aider les autorités nationales à apporter les modifications nécessaires dans des circonstances particulières. De même, les États membres pourraient bénéficier d'un soutien supplémentaire en matière de renforcement des capacités pour l'élaboration et la mise en œuvre d'un modèle de coût du service.

8.3. Conclusion

L'élaboration d'un outil d'harmonisation tarifaire et d'un cadre de réflexion sur les coûts sont les premières étapes vers une harmonisation tarifaire globale. Les États membres se trouvent à des stades de développement radicalement différents en matière de réforme et de réglementation de l'électricité et nécessiteront des niveaux d'intervention différents à différents stades. Il est clair que l'effort individuel pour passer à des tarifs reflétant les coûts sera énorme par rapport aux ressources humaines dont disposent de nombreux régulateurs et gouvernements. Pour certains petits États qui n'en sont qu'au stade initial du développement du secteur de l'électricité, le défi individuel que représente l'adoption de cadres tarifaires harmonisés sera plus important que pour ceux qui disposent déjà de cadres réglementaires développés. Les cadres tarifaires devraient être considérés comme une aide permettant à ces États de gagner du terrain, d'apprendre de leurs pairs plus avancés et d'éviter de « réinventer la roue », plutôt que comme une sorte de mécanisme d'application externe. Cela nécessiterait également la mise en place de rapports d'information réglementaires adéquats, car les données nécessaires au développement approprié du modèle de coût du service sont assez nombreuses.

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

9 Conclusion

L'harmonisation des tarifs et l'approche du coût du service ont été proposées pour disposer d'un **ensemble uniforme de cadres tarifaires régionaux dans les États membres du COMESA** Des régimes tarifaires différents, des lois différentes, des structures de marché différentes et un niveau élevé de contrôle et d'influence politiques augmentent la prime de risque pour les investisseurs. Pour un investisseur dans l'infrastructure énergétique, plus les risques encourus dans un pays sont importants, plus le rendement exigé est élevé, ce qui a un impact sur les prix de l'énergie. L'harmonisation des cadres tarifaires, y compris des **réglementations tarifaires bien définies, des mécanismes de répercussion des tarifs (coûts incontrôlables), des révisions tarifaires régulières et la mise en œuvre de la méthodologie du coût du service** contribueront à normaliser et à rationaliser le processus de détermination des tarifs dans les États membres. Cela permettra de mieux refléter les coûts dans les tarifs et d'accroître la confiance des investisseurs dans le marché régional. À terme, cela permettra au marché de s'autoalimenter sans dépendre indûment de l'aide gouvernementale.

10Annexes

10.1. Cadre et outil d’évaluation de la réflectivité des coûts (CRAFT)

Veuillez vous référer au fichier Microsoft Excel intitulé « Modèle CoS_v1 » joint à ce rapport.

10.2. Manuel de formation pour l'utilisation du modèle du coût du service

10.2.1 Glossaire des termes clés utilisés dans le modèle

N°.	Terme	Définition
1	Frais de capacité (achat d'électricité)	Les frais de capacité (frais fixes) couvrent les coûts fixes de la société du projet énergétique, y compris un rendement sur les capitaux propres.
2	Immobilisations en cours de réalisation (CWIP)	Les immobilisations en cours de réalisation (CWIP) représentent le coût des actifs fixes qui sont encore en cours de construction ou de développement et qui ne sont pas encore prêts à être utilisés. Il s'agit d'un élément du bilan qui inclut des dépenses telles que les coûts de construction, les achats d'équipements et d'autres dépenses liées aux projets.
3	Actifs financés par des subventions des consommateurs (CGF)	Les actifs CGF sont ceux financés par les clients ou par des subventions, qui doivent être exclus lors du calcul des coûts à récupérer à travers les tarifs.
4	Dépôt de garantie des consommateurs (CSD)	Les consommateurs paient leur facture d'électricité après qu'elle a été émise. Le dépôt de garantie inclus dans la facture d'électricité est demandé aux clients pour s'assurer que le fournisseur d'électricité ne subit aucune perte. En cas de non-paiement de la facture d'électricité par le client, malgré les avis et avertissements envoyés, le montant de la facture sera déduit du dépôt de garantie. Le montant du dépôt est généralement calculé en fonction du coût moyen mensuel de l'électricité au cours de l'année précédente.
5	Facteur de coïncidence	Le facteur de coïncidence est le rapport entre la pointe coïncidente de la courbe de charge d'une catégorie de clients et la pointe de la catégorie, c'est-à-dire la pointe non coïncidente.
6	Pointe coïncidente (CP)	La pointe coïncidente représente la contribution de chaque catégorie de consommateurs à la demande de pointe du système, ou la valeur de la demande de cette catégorie de consommateurs au moment de la pointe du système.
7	Actifs liés aux clients.	Les actifs liés aux clients comprennent des éléments tels que les lignes de service client, les transformateurs dédiés aux clients, les compteurs, etc.
8	Coût lié aux clients.	Les coûts liés aux clients varient en fonction du nombre de clients. Ils incluent tous les coûts associés à la fourniture des services d'électricité aux consommateurs, tels que les coûts liés au raccordement au réseau, à la pose des compteurs, à la facturation, au recouvrement et au service client.
9	Demande de charge (Recettes - Tarif d'électricité)	Les demandes de charges sont des composantes d'un tarif de distribution basées sur la capacité (prix par kW) qui facturent l'utilisateur en fonction de la puissance maximale qu'il consomme pendant une période donnée. Les demandes de charges sont une composante des tarifs commerciaux de l'électricité qui sont basés sur la consommation maximale d'énergie d'un client pendant une période de facturation. Ils sont conçus pour aider les services publics à recouvrer les coûts de production et de distribution de l'électricité.
10	Actifs liés à la demande	Les actifs liés à la demande comprennent des actifs tels que les lignes, les transformateurs, les sous-stations, les systèmes et l'instrumentation, etc.
11	Coût lié à la demande	Les coûts liés à la demande comprennent tous les coûts associés à la création de la capacité de production et de la capacité du réseau (transmission et distribution) pour répondre à la demande des consommateurs et à l'exploitation de cette capacité, par exemple le coût du service de la dette associé à l'acquisition d'actifs fixes,

N°.	Terme	Définition
		l'amortissement des actifs fixes, les dépenses d'exploitation et de maintenance liées aux actifs fixes.
12	Charge énergétique (Achat d'électricité)	La charge énergétique couvre le coût variable de la production d'énergie.
13	Charge énergétique (Recettes - Tarif de l'électricité)	Les charges énergétiques sont une composante variable d'un tarif d'électricité qui s'applique à la quantité totale d'électricité consommée au cours d'une période de facturation.
14	Consommation d'énergie	La consommation d'énergie correspond aux ventes d'énergie plus les pertes non techniques.
15	Besoin en énergie	Les besoins énergétiques correspondent à la consommation d'énergie plus les pertes techniques
16	Coût lié à l'énergie	Les coûts liés à l'énergie varient en fonction du volume de consommation. Les coûts liés à la consommation d'énergie comprennent tous les coûts associés à la production d'unités d'énergie. Par exemple, le coût du combustible primaire et le coût du combustible de démarrage.
17	Charge fixe (Recettes - Tarif de l'électricité)	La composante charge fixe d'un tarif d'électricité est une redevance qui couvre le coût de l'entretien de l'infrastructure nécessaire à l'approvisionnement en électricité d'un logement ou d'une entreprise. Cette redevance est indépendante de la consommation réelle d'électricité et est généralement la même chaque mois. Elle est également connue sous le nom de charge client.
18	Actifs immobilisés bruts (AIB)	L'actif immobilisé brut (AIB) est un terme comptable qui désigne le coût total de l'actif immobilisé d'une entreprise, incluant l'équipement, les machines et les biens immobiliers.
19	Haute Tension (HT)	La haute tension est généralement considérée comme un niveau de tension supérieur à 66 kV.
20	Facteur de charge	Le facteur de charge est le rapport entre la consommation d'énergie réelle et la consommation d'énergie de pointe pour une catégorie de consommateurs donnée.
21	Basse Tension (BT)	La basse tension est généralement considérée comme un niveau de tension de 230 V, 400 V, etc.
22	Moyenne Tension (MT)	La moyenne tension est généralement considérée comme un niveau de tension allant de 11 kV à 66 kV.
23	Location du compteur	La location du compteur est une redevance mensuelle que les clients paient s'ils ne sont pas propriétaires de leur compteur d'électricité. Le distributeur d'électricité est généralement propriétaire du compteur et le client paie le loyer pendant la période de facturation. Le loyer du compteur figure sur la facture d'électricité du client.
24	Pointe non coïncidente (NCP)	La pointe non coïncidente est la demande de pointe de chaque catégorie de clients.
25	Actifs immobilisés nets (AIN)	L'actif immobilisé net (AIN) est la valeur totale de l'actif immobilisé brut d'une entreprise, moins le total des amortissements cumulés sur ce même actif.
26	Actifs immobilisés nets (AIN) financés par le service public	Il s'agit de déduire l'amortissement cumulé des actifs financés par le service public de l'AIB financé par le service public. L'amortissement cumulé des actifs financés par le service public est pris en compte après déduction de l'amortissement cumulé des actifs CGF.
27	Pertes non techniques	Les pertes non techniques sont dues à plusieurs raisons, notamment le vol, les comptes non facturés et les comptes clients estimés, les erreurs dues à

N°.	Terme	Définition
		l'approximation de la consommation par des fournitures non mesurées, les erreurs de comptage, etc.
28	Pertes techniques	Les pertes techniques sont considérées comme les pertes du système électrique causées par l'impédance du réseau, les flux de courant et les fournitures auxiliaires. Les sources de pertes techniques peuvent être directement liées à l'investissement dans le réseau ou à l'exploitation du réseau. Les pertes techniques sont les pertes qui se produisent dans le réseau de distribution en raison des câbles, des lignes aériennes, des transformateurs et d'autres équipements de sous-station que nous utilisons pour transférer l'électricité.
29	Provision pour créances douteuses	Une provision pour mauvaises créances est une estimation du montant des sommes dues par une entreprise et dont le remboursement est improbable. Elle est également connue sous le nom de provision pour créances douteuses ou de provision pour créances irrécouvrables. Une entreprise peut constituer une provision pour créances douteuses afin de couvrir les dettes dont le remboursement n'est pas attendu au cours d'un exercice comptable. La provision est basée sur une estimation du montant des créances qui ne seront pas recouvrées au cours de la période considérée. Une provision générale, telle que 2 % des débiteurs, ne peut être déduite à des fins fiscales. En revanche, une provision spécifique peut être déduite s'il existe des preuves documentaires que les dettes ne seront probablement pas payées.
30	Frais de reconnexion	Les frais de reconnexion s'appliquent lorsqu'une ligne de service est déconnectée en raison d'un défaut de paiement, d'un manquement aux conditions de fourniture ou d'une demande temporaire du consommateur. La reconnexion est autorisée dans les six mois suivant la coupure, mais aucun frais n'est appliqué si la coupure est due à une calamité naturelle. Les frais de reconnexion pour l'électricité varient en fonction du fournisseur et de la raison de la déconnexion.
31	Base d'Actifs Régulés (BAR)	La BAR est obtenue en ajoutant les Immobilisations en cours de réalisation (CWIP) et le fonds de roulement net (NWC) aux actifs immobilisés nets (AIN) financés par le service public.
32	Rendement sur la BAR	Le rendement sur la BAR est le taux de rendement de la base d'actifs régulés (BAR) tel qu'approuvé par le régulateur. En l'absence d'un taux de rendement approuvé par le régulateur, celui-ci peut être considéré comme le coût moyen pondéré du capital (CMPC).
33	Besoins en revenus (RR)	Les besoins en revenus (RR) sont la somme de tous les coûts d'exploitation, d'investissement et de financement, ainsi que la rémunération du capital, qui doivent être recouvrés auprès des clients par le biais du tarif, corrigés de tout revenu obtenu auprès des clients par des sources non tarifaires (par exemple, la location des compteurs, les pénalités pour retard de paiement, les intérêts perçus sur le dépôt de garantie, etc.)
34	Unité stratégique d'affaires (SBU)	Une unité stratégique d'affaires (SBU) est une unité d'affaires au sein d'une organisation plus large qui fonctionne comme une division distincte avec ses propres plans et activités. Les SBU sont des centres de profit qui se concentrent sur un segment de marché spécifique. Dans le présent contexte, SBU signifie Production, Transmission, Distribution-Urbaine, Distribution-Rurale, Services d'entreprise et Services partagés.
35	Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est le taux moyen qu'une entreprise de services publics paie pour financer ses actifs. Il est calculé en faisant la moyenne des taux de toutes les sources de capital de l'entreprise (à la fois la dette et les capitaux propres), pondérés par la proportion de chaque composante. Dans ce

N°.	Terme	Définition
		modèle, en l'absence d'un taux de rendement approuvé par le régulateur, le même taux peut être utilisé pour calculer le rendement sur la BAR.

10.2.2. Choix de l'année de référence

Les évaluations du coût du service (CdS) sont effectuées sur la base des données relatives aux coûts pour l'ensemble de l'année. Il est essentiel de disposer de données fiables en temps voulu et, par conséquent, de privilégier le dernier exercice financier pour lequel des données financières vérifiées sont disponibles. Si le régulateur a fixé la méthodologie de détermination des tarifs, la compagnie peut alors adopter les coûts réglementaires autorisés par le régulateur pour la détermination des résultats du coût du service.

10.2.3 Structure du modèle CdS

La structure du modèle est expliquée ci-dessous:

1. **'RR'**: Cette feuille permet d'établir les besoins en revenus (RR) à recouvrer par le biais des tarifs, y compris le rendement de la base d'actifs réglementés (BAR).
2. **'Client'**: Les données relatives à la catégorie de clients couvrant le nombre de clients, la géographie, le niveau de tension, les ventes d'énergie, la charge connectée, les frais de connexion, le facteur de charge, le facteur de coïncidence et les recettes provenant des ventes d'électricité sont saisies dans cette feuille. Les données saisies sont ensuite exploitées pour établir le bilan énergétique complet (GWh) et le bilan électrique (MW) pour chaque catégorie de clients, ce qui implique d'ajouter les pertes non techniques et techniques au volume des ventes, afin d'établir les besoins à introduire dans le système pour répondre à la demande de chaque catégorie.
3. **'Perte'**: Cette feuille permet de saisir les principales hypothèses relatives aux pertes techniques et non techniques, en fonction de la tension. Le modèle comprend une séparation en 3 classes de tension - HT : au-dessus de 66 kV, MT : au-dessus de 400 V et jusqu'à 66 kV, et BT : 230 V, 400 V. La feuille dérive l'équilibre de l'énergie (GWh) et de la puissance (MW) pour le système à chaque niveau de tension. Ce résultat est utilisé dans la feuille « Client » pour calculer le bilan d'énergie et de puissance pour chaque catégorie de client.
4. **'Actifs'**: Cette feuille répartit les actifs figurant dans les états financiers en catégories qui sont les éléments constitutifs du coût du service. Les actifs comprennent les actifs immobilisés (installations et machines, terrains, bâtiments et autres actifs), les amortissements cumulés, les actifs en cours de construction (Immobilisations en cours de réalisation ou CWIP), les actifs et passifs à court terme (fonds de roulement). Ces éléments sont utilisés pour construire la BAR, et cette feuille permet donc de dériver la BAR imputée. L'imputation est effectuée à plusieurs niveaux : i) unités stratégiques d'affaires (SBU) pour la production, le réseau HT, le réseau MT et le réseau BT ; ii) ségrégation géographique urbaine et rurale ; iii) ségrégation basée sur l'objectif des actifs liés à la demande et des actifs liés au client.
5. **'Charges'**: Cette feuille répartit les charges déclarées dans les états financiers en catégories qui sont les éléments constitutifs du coût du service. Les charges comprennent les charges opérationnelles (combustible, achat d'électricité, transport, personnel, maintenance, administration et frais généraux) et les charges non opérationnelles (amortissement, intérêts et financement, provision pour créances douteuses). L'imputation est effectuée à plusieurs niveaux : i) unités stratégiques d'affaires (SBU)

pour la production, le réseau HT, le réseau MT et le réseau BT ; ii) ségrégation géographique entre les zones urbaines et rurales ; iii) ségrégation par objectif des charges liées à l'énergie, liées à la demande et liées au client.

6. **'V.Realloc (Réallocation Variable)'**: Cette feuille réaffecte les allocations imputées basées sur les niveaux de tension afin de refléter la contribution des actifs à des tensions plus élevées pour desservir les clients à des tensions plus basses. La réaffectation couvre la BAR liée à la demande (réseau) et les charges liées à la demande (réseau).
7. **'Résultats'**: Cette feuille présente les résultats de l'exercice CdS en répertoriant le coût de la desserte de chaque catégorie de clients ainsi que les recettes tirées des tarifs. Les coûts liés à l'énergie, à la demande et à la clientèle sont comparés aux recettes provenant de la charge énergétique, de la charge de la demande et de la charge fixe.

10.2.4. Exploitation du modèle et obtention des résultats

1. Saisir les données et les hypothèses dans les cellules en bleu. Les cellules en texte noir sont basées sur des formules et sont en lecture seule.
2. Les données et les hypothèses doivent être saisies dans les feuilles intitulées «RR», «Client», «Perte» et «Actifs». Se référer aux notes d'accompagnement du modèle pour plus d'informations.
3. Après avoir saisi les données dans les feuilles « Client » et « Perte », examinez le paramètre « Facteur de conversion perte d'énergie => perte de demande » dans la feuille « Perte ». Ce facteur indique la relation entre la perte de demande (en termes de MW) et la perte d'énergie (en termes de GWh) et doit être saisi manuellement. La valeur doit être déterminée par une méthode d'essai et d'erreur, en introduisant des valeurs incrémentales supérieures à 1 et en veillant à ce que la valeur dans la cellule marquée « ERROR » soit aussi proche de zéro que possible. Cette méthode garantit la cohérence interne des chiffres relatifs à la perte de demande et à la perte d'énergie en fonction de la tension.
4. The results can be viewed in "Output" sheet as customer category-wise cost incurred, revenue recovered through tariffs and percentage cost reflectivity of tariffs.

10.2.5. Méthodologie du modèle CdS

La méthodologie du modèle peut être expliquée en cinq étapes:

1. Établissement du bilan énergétique et du bilan de puissance par catégorie de clients
2. Imputation des actifs
3. Imputation des charges
4. Réaffectation des BAR et des RR liés à la demande, en fonction de la tension
5. Détermination des résultats du coût du service

Chacune de ces étapes est décrite en détail dans les sections suivantes.

10.2.5.1. Calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance par catégorie de clients

Ventes = Facturation au client
Consommation = Ventes + Pertes non techniques
Besoin = Consommation + Pertes techniques

Cette étape permet de calculer le bilan énergétique et le bilan de puissance pour chaque catégorie de clients. En partant des données de vente (ventes d'énergie en GWh et ventes de puissance en MW), les pertes non techniques et techniques sont ajoutées à chaque catégorie pour obtenir les besoins en énergie (GWh) et la contribution coïncidente à la demande de pointe du système (MW) de chaque catégorie. Ces données sont ensuite utilisées comme facteurs de répartition dans les différentes étapes de l'analyse du coût du service.

Le calcul du bilan énergétique et du bilan de puissance est un processus de transformation en deux étapes:

1. Des ventes à la consommation
2. De la consommation aux besoins

Des ventes à la consommation

Le calcul de la consommation en gigawattheures est assez simple. Les pertes non techniques de chaque catégorie sont simplement ajoutées aux ventes d'énergie pour obtenir la consommation d'énergie en gigawattheures. Pour calculer la consommation d'électricité en termes de mégawatts, la consommation d'électricité de pointe non coïncidente est tout d'abord dérivée de la consommation d'énergie pour chaque catégorie en appliquant le facteur de charge respectif. La consommation électrique de pointe non coïncidente est ensuite transformée en consommation électrique de pointe coïncidente en termes de mégawatts en appliquant le facteur de coïncidence pour chaque catégorie.

De la consommation aux besoins

Les besoins en énergie sont calculés en ajoutant les pertes techniques (en GWh) à la consommation d'énergie calculée précédemment. La contribution coïncidente à la demande de pointe (qui n'est rien d'autre que le besoin d'électricité) est calculée en ajoutant les pertes techniques (en MW) à la consommation d'électricité de pointe coïncidente calculée précédemment.

Les pertes techniques pour chaque catégorie sont calculées selon le processus suivant. Tout d'abord, les pertes techniques en termes de gigawattheures sont supposées pour les trois niveaux de tension, à savoir HT, MT et BT. Chacun des trois chiffres de pertes est ensuite transformé en pertes techniques en termes de mégawatts en appliquant un facteur de conversion appelé « facteur de perte de demande en perte d'énergie ». Ce facteur est généralement supérieur à 1 et se situe dans la plupart des cas entre 1,1 et 1,3. La perte technique (en GWh et en MW) pour chaque catégorie est ensuite calculée sur la base de la part de la consommation d'énergie (GWh) ou de la consommation de puissance de pointe coïncidente (MW) (selon le cas) de cette catégorie dans la consommation d'énergie totale ou la consommation de puissance de pointe coïncidente pour son niveau de tension (HT, MT ou BT).

10.2.5.2. Imputation des actifs

La première étape de l'imputation des actifs consiste à diviser la base d'actifs de la compagnie en unités stratégiques d'affaires (SBU) clés, à savoir la production, le réseau HT, le réseau MT et le réseau BT. Les SBU des réseaux MT et BT sont subdivisées en unités urbaines et rurales. Les trois SBU de réseau réunies

doivent couvrir l'ensemble du réseau de la compagnie auquel tous ses clients sont connectés, y compris les clients connectés aux niveaux de tension de transmission. Dans l'étape suivante, la base d'actifs est classée comme étant liée à la demande ou à la clientèle.

L'objectif de l'exercice est double : i) dériver des facteurs d'allocation[14] basés sur les actifs pour allouer des éléments clés dans l'analyse du coût du service ; et ii) dériver des BAR imputées pour estimer le retour sur les BAR pour les catégories de clients.

Le processus comprend les étapes suivantes:

1. Imputation des Actifs Immobilisés Bruts (AIB)
2. Dérivation des Actifs Immobilisés Nets (AIN) fonctionnalisés financés par le service public
3. Dériver les BAR imputées

Imputation des Actifs Immobilisés Bruts (AIB)

La nécessité d'imputer l'Actif Immobilisé Brut découle du fait que les actifs figurant dans les états financiers du service public sont imputés aux grandes catégories d'installations, de lignes et de réseaux (installations et machines ou « P&M » en abrégé), de terrains et de bâtiments, et d'autres actifs. Pour calculer le coût du service pour chaque catégorie de clients, une classification plus granulaire est nécessaire, comme indiqué ci-dessous.

SBU	Imputation de 1er niveau	Imputation de 2eme niveau
Production	-	-
Réseau HT	-	Actifs liés à la demande
	-	Actifs liés à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Actifs liés à la demande
	Rural	Actifs liés à la clientèle
Réseau BT	Urbain	Actifs liés à la demande
	Rural	Actifs liés à la clientèle

Premièrement, les P&M sont alloués aux fonctions susmentionnées sur la base des valeurs réelles des actifs telles qu'elles figurent dans le registre des actifs du service public. Deuxièmement, le reste de l'AIB, c'est-à-dire les terrains, les bâtiments et les autres actifs, est imputé sur la base du ratio d'affectation des P&M. La somme de tous les AIB ainsi imputés est appelée "AIB non ajusté" puisqu'elle est imputée sur la base de la valeur réelle des actifs telle qu'elle figure dans le registre des actifs du service public. La somme de tous les AIB ainsi imputés est appelée « AIB non ajusté » car elle n'est pas ajustée pour les actifs financés par les clients ou les subventions (CGF).

[14] *L'électricité étant une activité à forte intensité d'actifs, les allocations basées sur les actifs sont le moyen le plus approprié de séparer les coûts entre les différentes parties de l'entreprise.*

L'étape suivante consiste à imputer les actifs CGF et à les déduire de l'« AIB non ajusté » pour obtenir l'« AIB ajusté ». Les actifs CGF doivent être imputés selon les valeurs fournies dans le registre des actifs du service public.

Calcul des Actifs Immobilisés Nets (AIN) imputés financés par le service public

Il s'agit de déduire l'amortissement cumulé des actifs financés par le service public de l'AIN financé par le service public. L'amortissement cumulé des actifs financés par le service public est pris en compte après déduction de l'amortissement cumulé des actifs CGF. Le total des amortissements cumulés sur les actifs financés par le service public est ensuite imputé en proportion de l'AIB financé par le service public (AIB ajusté).

Calcul de la BAR imputée

La dernière étape consiste à calculer la BAR imputée. La BAR est obtenue en ajoutant les Immobilisations en cours de réalisation (CWIP) et le fonds de roulement net (NWC) à l'AIN financé par le service public. La valeur des CWIP est imputée en proportion de l'AIB ajusté. Ensuite, le fonds de roulement net est calculé comme la somme des éléments suivants:

1) Frais d'exploitation et d'entretien (1 mois) : coût du combustible pour la production, frais de personnel, frais d'entretien, frais administratifs et généraux.
2) Créances (2 mois) : Tarif à recevoir pour la vente d'électricité
3) Moins -> Dettes commerciales (1 mois) : coût d'achat de l'électricité, frais de transmission
4) Moins -> Dépôt de garantie des consommateurs

Après cela, le NWC est imputé en deux étapes : (i) en l'allouant aux SBU sur la base de la part des SBU dans les dépenses totales, et (ii) en allouant les actifs liés à la demande et à la clientèle en proportion de l'AIB non ajusté (qui inclut les actifs CGF).

10.2.5.3. Imputation des charges

Cette section traite du processus d'imputation des charges aux coûts liés à l'énergie, à la demande et à la clientèle. Les charges sont considérées sur une base nette, après déduction des revenus non tarifaires recouvrés auprès des consommateurs.

Il convient de noter que les charges d'intérêt et de financement ne sont pas incluses dans les charges nettes. En effet, les charges d'intérêt font partie intégrante du rendement de la BAR, qui est financée à la fois par des capitaux propres et des dettes. En outre, l'amortissement ne comprend pas l'amortissement des actifs financés par les clients.

Charges nettes =
Charges d'exploitation (carburant, achat d'électricité, frais de personnel, entretien, A&G, provision pour créances douteuses) plus
Amortissement moins
Revenus non tarifaires

Les fonctions de coût pour lesquelles l'imputation a été effectuée sont indiquées ci-dessous.

SBU	Imputation de 1er niveau	Imputation de 2eme niveau
Production	-	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
Réseau HT	-	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande

SBU	Imputation de 1er niveau	Imputation de 2eme niveau
		Coût lié à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
	Rural	
		Coût lié à la clientèle
Réseau MT	Urbain	Coût lié à l'énergie
		Coût lié à la demande
	Rural	
		Coût lié à la clientèle

La première étape vers l'imputation est l'imputation du coût du combustible et de la charge énergétique (coût d'achat de l'électricité). Alors que le coût du combustible est directement affecté aux coûts variables de la SBU « Production », le coût de l'énergie (coût d'achat de l'électricité) est affecté aux catégories de clients sur la base de leurs besoins en énergie.

La charge de capacité (coût d'achat de l'électricité) et les frais de transport sont attribués aux catégories de clients en fonction de leur contribution à la demande de pointe du système.

Ensuite, les coûts de maintenance et d'A&G sont imputés en coûts liés à la demande et en coûts liés aux clients, car ils sont soit liés à la demande, soit liés aux clients. L'imputation est effectuée sur la base de l'AIB non ajusté (y compris les actifs CGF puisque le service public doit engager des dépenses d'entretien et d'A&G sur ces actifs également).

Les coûts de personnel sont imputés selon le processus suivant : (i) allocation aux SBU sur la base du nombre d'employés, (ii) allocation aux coûts liés à la demande et aux clients au sein des SBU sur la base des valeurs AIB non ajustées.

La charge d'amortissement des actifs financés par le service public est répartie entre les coûts liés à la demande et les coûts liés à la clientèle sur la base de l'AIB ajusté. Les valeurs liées à la CGF sont supprimées à des fins d'allocation puisque l'amortissement n'est pas censé être facturé sur les actifs CGF.

Dans la dernière étape, les revenus non tarifaires sont imputés. Comme il s'agit de revenus, ils sont traités comme des dépenses « négatives ». Ils sont affectés uniquement aux coûts liés à la clientèle. L'affectation se fait sur la base du nombre de clients. En effet, ces produits sont proportionnels au nombre de clients desservis.

10.2.5.4. Réaffectation des recettes liées à la demande, en fonction de la tension

Dans un réseau de transport et de distribution d'électricité, les actifs liés à la demande (par exemple, les sous-stations, les transformateurs, les lignes) en HT sont utilisés pour desservir non seulement les clients HT, mais aussi les clients MT et BT. De même, les actifs MT sont utilisés pour desservir les clients BT. Par conséquent, certaines parties des coûts associés à ces actifs à des tensions plus élevées (BAR liées à la demande et dépenses liées à la demande) doivent être allouées à des tensions plus faibles.

La réaffectation est effectuée sur la base de la part de la demande de pointe en fonction de la tension. Dans un premier temps, les coûts HT sont alloués à HT sur la base de la part de la demande de pointe HT. Le solde des coûts HT non alloués est ensuite ajouté aux coûts MT pour « mettre à jour » les coûts MT. Les coûts MT « actualisés » sont attribués au MT sur la base de la part de la demande de pointe du MT, tandis

que le solde des coûts MT non attribués est ajouté aux coûts BT pour obtenir les coûts BT « actualisés ». Ainsi, à la fin de ce processus, on obtient la BAR liée à la demande et les dépenses liées à la demande, réaffectées aux niveaux HT, MT et BT. En appliquant le taux de rendement sur la BAR et en l'ajoutant aux dépenses, on obtient le besoin en revenus final (RR) réaffecté aux niveaux HT, MT et BT.

		HT	MT		BT	
			Urbain	Rural	Urbain	Rural
Production SBU	RR liés à l'énergie	X	X	X	X	X
	RR liés à la demande	X	X	X	X	X
En rapport avec le réseau	RR liés à l'énergie	X	X	X	X	X
	RR liés à la demande	X	X	X	X	X
	RR liés à la clientèle	X	X	X	X	X

10.2.5.5. Calcul des résultats du coût du service

Dans cette dernière étape, les coûts unitaires des éléments RR imputés ci-dessus sont obtenus. Ces coûts unitaires sont multipliés par la quantité de ventes de chaque catégorie de clients pour obtenir le coût du service.

	Établissement du coût unitaire		CdS de l'énergie		CdS de la demande		CdS clients	
	Facteur	*Coût unitaire (a)*	*Quantité (b)*	*Coût a X b*	*Quantité (c)*	*Coût a X c*	*Quantité (d)*	*Coût a X d*
RR liés à l'énergie	Ventes d'énergie (GWh)	$$$/ kWh		X				
RR liés à la demande	Ventes NCP (MW)	$$$/ kW				X		
RR liés à la clientèle	Nombre de clients	$$$/ Client						X

Le coût total du service est calculé comme la somme des coûts de l'énergie, de la demande et du client.

Le coût des services pour chaque catégorie de clients est comparé aux recettes provenant des charges énergétiques, des charges de la demande et des charges clients afin de calculer le pourcentage de recouvrement des coûts. Les résultats du pourcentage de recouvrement des coûts sont présentés par charge ainsi que sur une base consolidée pour chaque catégorie de clients.

10.3. Exigences en matière de données

Données spécifiques nécessaires à la réalisation de l'analyse du coût du service

- Données relatives à la courbe de charge du service public pour les trois années précédentes
- Données relatives à la courbe de charge par catégorie de consommateurs pour les trois années précédentes
- Détails des immobilisations brutes pour les actifs de production, de transport et de distribution afin d'effectuer l'analyse du coût du service.
- Quantité d'électricité achetée au cours des trois dernières années - par source (en millions de kWh)
- Coût de l'achat d'électricité - par source
- Nombre de consommateurs par catégorie de consommateurs et par niveau de tension d'alimentation
- Consommation (kWh)/ventes d'énergie par catégorie de consommateurs et par niveau de tension d'approvisionnement
- Recettes facturées par catégorie de consommateurs, par niveau de tension et par déterminant de la facturation (par exemple, charge énergétique, charge de la demande, charge du client)
- Charge connectée ou demande facturée sous contrat (en MW) par catégorie de consommateurs et par niveau de tension.
- Demande de pointe non coïncidente (en MW) par catégorie de consommateurs
- Étude de prévision de la demande, le cas échéant
- Courbe de charge type pendant l'été, la mousson et l'hiver