

Cameroun
**Etude des couts du service et des tarifs de
l'électricité**

**R4 – Options et recommandations
pour améliorer la structure tarifaire
(version révisée)**



Décembre 2022



MRC Consultants & Transaction Advisers
Paseo de la Castellana 123, 28046 Madrid (Spain)
icolomer@mrc-consultants.com
<https://mrc-consultants.com>

PHOENIX Consulting International SAS
23, rue Clapeyron, 75008 Paris (France)
Contact@phoenix-ci.fr
<https://phoenix-ci.fr>

Avertissement

Ce rapport a été préparé par MRC Consultants et Transaction Advisers et PHOENIX Consulting International à la demande de la Banque Mondiale. MRC et PHOENIX ont basé leur travail sur des informations accessibles au public, des données exclusives fournies par la Banque Mondiale et des organisations camerounaises et à partir des bases de données internes de MRC et PHOENIX. Des changements dans ces faits ou dans les hypothèses sous-jacentes pourraient modifier les résultats rapportés dans cette étude. Toute autre partie utilisant ce rapport à quelque fin que ce soit, ou se fiant à ce rapport de quelque manière que ce soit, le fait à son propre risque. Aucune représentation ou garantie, expresse ou implicite, n'est faite en ce qui concerne l'exactitude ou l'exhaustivité des informations présentées ici ou leur adéquation à un usage particulier.

Version	Date	Rédigé par	Validé par
A - intermédiaire	19/07/2022	François Alberti Pierre Etienne	Jean-Louis Thébault
B- Provisoire	18/08/2022	François Alberti Pierre Etienne	Jean-Louis Thébault
C - Révisée	05/09/2022	François Alberti Pierre Etienne	Jean-Louis Thébault
D - Révisée	12/12/2022	François Alberti Pierre Etienne	Jean-Louis Thébault

Sommaire

1. INTRODUCTION	9
1.1. Contexte	9
1.2. Objectif de la mission	10
1.3. Objectif et contenu du rapport	10
2. TARIFICATION ACTUELLE DE L'ÉLECTRICITÉ.....	11
2.1. Cadre juridique de la tarification de l'électricité au Cameroun	11
2.1.1. Acteurs impliqués dans la régulation des tarifs	11
2.1.2. Processus de révision des tarifs des activités à caractère exclusif.....	11
2.2. Grille tarifaire actuelle.....	13
2.2.1. Tarifs de ventes de l'électricité par ENEO	13
2.2.2. Ventes d'électricité basse tension.....	13
2.2.3. Vente d'électricité moyenne tension	14
2.2.4. Ventes d'électricité haute tension	15
3. ANALYSE DE LA CONSOMMATION ACTUELLE	16
3.1. Consommation d'électricité basse tension	16
3.1.1. Introduction	16
3.1.2. Consommation des abonnés résidentiels	17
3.1.3. Consommation des abonnés non résidentiels	20
3.1.4. Consommation de l'éclairage public	23
3.1.5. Consommations unitaires moyennes	23
3.1.6. Tarifs moyens	24
3.2. Consommation d'électricité moyenne tension	25
3.2.1. Introduction	25
3.2.2. Distribution par tranches de tarification	26
3.2.3. Distribution par volumes facturés	27
3.2.4. Consommations unitaires moyennes	28
3.2.5. Tarifs moyens	28
3.3. Consommation d'électricité haute tension	29
3.4. Courbes de charge	31
3.5. Variations saisonnières.....	31
4. CHOIX DE RÉFÉRENCE	33
4.1. Modèle de régulation tarifaire	33

4.2. Options de tarification.....	34
4.2.1. Principes d'élaboration d'une structure tarifaire	34
4.2.2. Composantes du tarif de l'électricité	35
4.2.3. Définition des catégories de consommateurs.....	36
4.2.4. Définition d'une tarification sociale	38
4.2.5. Définition de tranches de consommation	40
4.2.6. Pertinence d'une tarification duale.....	40
4.2.7. Pertinence d'une tarification saisonnière	41
4.2.8. Péréquation géographique des tarifs	41
4.2.9. Couverture des coûts et subvention de l'Etat	41
5. SCÉNARIOS TARIFAIRES	43
5.1. Objectifs et méthode.....	43
5.2. Modèle de simulation tarifaire	43
5.2.1. Projection de la demande	43
5.2.2. Projection du coût du service	44
5.2.3. Projection de la distribution de la consommation	47
5.3. Choix de référence et scénarios tarifaires.....	51
5.4. Scenarios tarifaires.....	54
5.4.1. Statu quo	54
5.4.2. Scénario 1 : Ajustements des tarifs MT et HT	57
5.4.3. Scénario 2 : Gel du tarif de la tranche sociale	65
5.4.4. Scénario 3 : Ajustements des tarifs pour les factures supérieures a 400 kWh	73

Liste de Tableaux

Tableau 1 : Grille tarifaire appliquée aux clients basse tension.....	13
Tableau 2 : Grille tarifaire appliquée aux clients moyenne tension.	15
Tableau 3 : Retraitements effectués sur la base de données facturation BT	16
Tableau 4 : Nombre de factures et volumes facturés aux abonnés résidentiels en 2020, 2017 et 2015.....	17
Tableau 5 : Déciles des volumes facturés aux abonnés résidentiels en kWh	19
Tableau 6 : Volumes facturés moyens aux abonnés résidentiels par décile en kWh	19
Tableau 7 : Nombre de factures et volumes facturés aux abonnés non résidentiels en 2020, 2017 et 2015	20
Tableau 8 : Déciles des volumes facturés aux abonnés non résidentiels en kWh.....	22
Tableau 9 : Volumes facturés moyens aux abonnés non résidentiels par décile en kWh	22
Tableau 10 : Consommations unitaires moyennes des abonnés basse tension.....	24
Tableau 11 : Transferts de revenus entre les abonnés basse tension (2002).....	25
Tableau 12 : Retraitements effectués sur la base de données de facturation moyenne tension	25
Tableau 13 : Nombre de factures moyenne tension et volumes facturés en 2020, 2017 et 2015	26
Tableau 14 : Déciles de facturation moyenne tension en kWh (2020).....	28
Tableau 15 : Consommations unitaires moyennes des abonnés moyenne tension.....	28
Tableau 16 : Transferts de revenus entre abonnés moyenne tension pour l'année 2020.....	29
Tableau 17 : Volumes consommés, montants et prix moyens des clients HT en 2015, 2017 et 2020.....	30
Tableau 18 : Sous catégories de consommateurs basse tension	38
Tableau 19 : Profil-type de consommation d'électricité « de base »	39
Tableau 20 : Projection de la demande par catégorie d'abonnés à l'horizon 2030	44
Tableau 21 : Estimation du nombre de raccordements par an à l'horizon 2030.....	44
Tableau 22 : Coûts du service de l'électricité par segment	45
Tableau 23 : Demande prévisionnelle d'électricité par niveau de tension.....	45
Tableau 24 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension.....	46
Tableau 25 : Coûts unitaires du service de l'électricité par niveau de tension.....	46
Tableau 26: Tarifs moyens 2020	47
Tableau 27 : Choix de référence	51
Tableau 28 : Grille tarifaire.....	52
Tableau 29 : Statu Quo – Comparaison des tarifs et des coûts en 2025	54
Tableau 30 : Statu Quo – Grille tarifaire	55

Tableau 31 : Statu Quo – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030.....	56
Tableau 32 : Scénario 1 – Comparaison des tarifs et coûts en 2025	57
Tableau 33 : Scénario 1 – Grille tarifaire.....	58
Tableau 34 : Scénario 1 – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030	59
Tableau 35 : Scénario 1 – Impact sur la facturation de consommateurs types	60
Tableau 36 : Scénario 1 alternatif – Comparaison des tarifs et coûts en 2025.....	61
Tableau 37 : Scénario 1 alternatif – Grille tarifaire	62
Tableau 38 : Scénario 1 alternatif – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030	63
Tableau 39 : Scénario 1 alternatif – Impact sur la facturation de consommateurs types	64
Tableau 40 : Scénario 2 – Comparaison des tarifs et coûts en 2025	65
Tableau 41 : Scénario 2 – Grille tarifaire	66
Tableau 42 : Scénario 2 – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030	67
Tableau 43 : Scénario 2 – Impact sur la facturation de consommateurs types	68
Tableau 44 : Scénario 2 alternatif – Comparaison des tarifs et coûts en 2025.....	69
Tableau 45 : Scénario 2 alternatif – Grille tarifaire	70
Tableau 46 : Scénario 2 alternatif – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030	71
Tableau 47 : Scénario 2 alternatif: Impact sur la facturation de consommateurs types	73
Tableau 32 : Scénario 3 – Comparaison des tarifs et coûts en 2025	73
Tableau 33 : Scénario 3 – Grille tarifaire	74
Tableau 38 : Scénario 3 – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030	75
Tableau 39 : Scénario 3 – Impact sur la facturation de consommateurs types	76

Liste de Figures

Figure 1 : Facturation HT en fonction du volume facturé mensuel	14
Figure 2 : Répartition du nombre de factures des abonnés résidentiels et des volumes facturés par tranche de consommation en 2020, 2017 et 2015.....	17
Figure 3 : Distribution des factures des abonnés résidentiels, 2020	18
Figure 4 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés résidentiels entre 2015, 2017 et 2020	18
Figure 5 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés résidentiels entre 2015, 2017 et 2020	19
Figure 6 : Répartition du nombre de factures des abonnés non résidentiels et des volumes facturés par tranche de consommation en 2020, 2017 et 2015.....	20
Figure 7 : Distribution des factures des abonnés non résidentiels, 2020	21
Figure 8 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés non résidentiels entre 2015, 2017 et 2020	21
Figure 9 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés non résidentiels entre 2015, 2017 et 2020	22
Figure 10 : Distribution des factures de l'éclairage public, 2020	23
Figure 11 : Répartition du nombre de factures des abonnés moyenne tension et des volumes facturés par tranche de consommation en 2020, 2017 et 2015.....	26
Figure 12 : Volumes moyenne tension facturés par tranche de consommation et période d'utilisation en 2020, 2017 et 2015	27
Figure 13 : Distribution des factures des abonnés moyenne tension, 2020.....	27
Figure 14 : Evolution de la distribution des volumes facturés entre 2015, 2017 et 2020	28
Figure 15 : Part des volumes consommés (à gauche) et des montants facturés (à droite) aux principaux clients HT en 2020	30
Figure 16 : Evolutions des courbes de charges entre 2015 et 2020 sur le RIS et le RIN	31
Figure 17 : Consommation d'électricité mensuelle facturée aux abonnés résidentiels BT	32
Figure 18 : Principes fondamentaux d'une structure tarifaire.....	34
Figure 19 : Coûts du service de l'électricité par segment	45
Figure 20 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension	46
Figure 21 : Coûts unitaire du service de l'électricité par niveau de tension.....	47
Figure 22 : Répartition du nombre de factures des abonnés résidentiels par tranche de consommation	48
Figure 23 : Evolution de la distribution des factures des abonnés résidentiels.....	49
Figure 24 : Répartition du nombre de factures des abonnés non résidentiels par tranche de consommation	49
Figure 25 : Evolution de la distribution des factures des abonnés non résidentiels	50

Figure 26 : Répartition du nombre de factures des abonnés moyenne tension par tranche d'heures d'utilisation	50
Figure 27 : Statu Quo – Evolution des RAR et RAC.....	56
Figure 28 : Statu Quo – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires.....	56
Figure 29 : Statu Quo – Evolution des excédents tarifaires	57
Figure 30 : Scénario 1 – Evolution des RAR et RAC	59
Figure 31 : Scénario 1 – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires	59
Figure 32 : Scénario 1 – Evolution des excédents tarifaires.....	60
Figure 33 : Scénario 1 alternatif – Evolution des RAR et RAC	63
Figure 34 : Scénario 1 alternatif– Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires	63
Figure 35 : Scénario 1 alternatif – Evolution des excédents tarifaires.....	64
Figure 36 : Scénario 2 – Evolution des RAR et RAC	67
Figure 37 : Scénario 2 – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires	67
Figure 38 : Scénario 2 – Evolution des excédents tarifaires.....	67
Figure 39 : Scénario 2 alternatif – Evolution des RAR et RAC	71
Figure 40 : Scénario 2 alternatif – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires	71
Figure 41 : Scénario 2 alternatif– Evolution des excédents tarifaires.....	72
Figure 42 : Scénario 2 alternatif – Réduction de la tranche sociale.....	72
Figure 33 : Scénario 3 – Evolution des RAR et RAC	75
Figure 34 : Scénario 3 – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires	75
Figure 35 : Scénario 3 – Evolution des excédents tarifaires.....	75

Liste des Acronymes et Abréviations

AER	Agence d'Electricité Rurale
ARSEL	Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité
BT	Basse Tension
CART	Contrat d'Accès au Réseau de Transport
DPDC	Dibamba Power Development Company
EDC	Electricity Development Corporation
ENEOS	Energy of Cameroon S.A.
FSDE	Fonds de Développement du Secteur de l'Electricité
HT	Haute Tension
KPDC	Kribi Power Development Company
MINREE	Ministère de l'Eau et de l'Energie du Cameroun
MT	Moyenne Tension
RAC	Revenu Annuel Collectable
RAR	Revenu Annuel Requis
SONATREL	Société Nationale de Transport de l'Electricité
SONEL	Société Nationale d'Electricité
RPT	Réseau Public de Transport

1. INTRODUCTION

1.1. CONTEXTE

Le Cameroun a fait face ces dernières années à des difficultés économiques, mises en lumière par la chute des prix pétroliers en 2014-2015 puis par la pandémie du COVID-19. L'objectif primordial du Cameroun, spécifié dans le Plan Vision 2035, est de devenir à cet horizon une économie émergente. La Stratégie Nationale de Développement (SND30), lancée en janvier 2021 par le Gouvernement du Cameroun, fixe la stratégie pour atteindre cet objectif sur la période 2021-2030.

Dans le but d'améliorer sa productivité et d'attirer des investissements privés, plusieurs réformes ont transformé le secteur électrique camerounais ces vingt dernières années. La loi du 24 décembre 1998 a réorganisé et libéralisé le secteur de l'électricité, en instituant les différentes délégations et autres titres nécessaires pour opérer dans le secteur. Cette loi a par ailleurs, pour assurer la cohérence et l'efficacité du nouveau modèle, créé l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL) pour contrôler les activités des opérateurs du service public de l'électricité, et l'Agence de l'Électrification rurale (AER) pour assurer la promotion de l'électrification rurale.

Cette Loi a rendu possible l'entrée en 2001 de l'américain AES dans le capital de la Société Nationale d'Electricité (SONEL), société d'Etat intégrée. Le contrat de concession et de licence alors signé entre l'Etat et AES SONEL prévoyait deux étapes dans la mise en place du marché de l'électricité au Cameroun : (i) un système d'acheteur unique de 2001 à 2006, suivi par (ii) l'Accès des Tiers au Réseau de Transport à partir de 2006. Le contrat prévoyait la mise en place d'un opérateur de système, société filiale de AES SONEL, dont les autres utilisateurs du réseau de transport deviendraient également actionnaires pour renforcer sa transparence. Cette obligation n'ayant pas été remplie cinq ans après la date contractuelle, l'Etat a, dans le cadre de la nouvelle Loi de 2011, créé une société à capital public, propriétaire des actifs et gestionnaire du réseau de transport. Il s'agit de la Société Nationale de Transport d'Electricité (SONATREL), créée en 2015 et opérationnelle depuis 2019.

Par ailleurs, (i) une nouvelle société chargée de gérer les réservoirs d'eau de la rivière Sanaga, Electric Development Corporation (EDC), a été créée par le décret du 29 novembre 2006 ; (ii) la SONEL est devenue ENEO en 2014 ; (iii) un nouveau régime de tarif a été institué par la Loi sur l'électricité de 2011.

Bien que disposant d'un potentiel hydroélectrique important (le 3^{ème} d'Afrique Sub-Saharienne) principalement dans le bassin de la rivière Sanaga, le développement des réseaux est demeuré insuffisant pour permettre à l'offre de suivre l'accroissement de la demande. Il en résulte que seulement 63% de la population a accès à l'électricité et même seulement 23% dans les zones rurales. En outre, les performances des réseaux sont faibles : pertes élevées, nombreuses interruptions de fourniture et chutes de tension.

Le principal problème résulte du manque de ressources financières propres du secteur, provenant de tarifs – qui bien que relativement élevés (81 FCFA/kWh) – restent insuffisants pour couvrir les coûts de service. Notamment, la mauvaise santé financière d'ENEKO l'a conduit à contracter des emprunts relais et à accumuler des dettes avec les autres entreprises du secteur, mettant l'ensemble de celui-ci en difficulté et exigeant des subventions d'équilibre de l'Etat. Cette situation ne permet pas non plus aux acteurs du secteur de réaliser les investissements nécessaires pour améliorer leur performance, ce qui pérennise cette mauvaise situation.

Le redressement financier du secteur s'impose d'autant plus que le Gouvernement du Cameroun souhaite développer fortement l'électrification rurale (objectif de 88% d'accès en 2022). L'ARSEL a l'autorité pour établir des tarifs aux consommateurs finaux permettant de couvrir le coût de service. S'il est prévu que le niveau des tarifs puisse être revu chaque année et la structure tarifaire tous les 5 ans, la dernière révision tarifaire remonte à 2012.

Il est donc fondamental que le Gouvernement du Cameroun soit en capacité de définir des tarifs théoriquement adéquats pour générer les ressources nécessaires au secteur électrique. L'ARSEL doit disposer des outils nécessaires pour le conseiller et lui permettre de prendre des décisions éclairées sur le niveau des tarifs et des éventuelles subventions nécessaires à ENEO et SONATREL pour atteindre l'équilibre.

1.2. OBJECTIF DE LA MISSION

A l'issue d'une demande d'un processus d'appel d'offres international, la Banque Mondiale a retenu le consortium formé par MRC Group et PHOENIX Consulting International pour réaliser une étude des coûts du service et des tarifs de l'électricité.

Dans le contexte rappelé ci-dessus, l'objectif général de la mission consiste à développer la capacité du Gouvernement du Cameroun et de l'ARSEL à établir des tarifs d'électricité garantissant la viabilité financière du secteur.

Il s'agit de préparer : (i) une étude du Coût de Service (CoS), proposant une méthodologie pour déterminer les revenus annuels requis autorisés pour les différentes sociétés du secteur, en supposant qu'elles opèrent de façon efficiente ; (ii) développer un modèle financier permettant d'encadrer la planification financière des sociétés du secteur électrique et (iii) recommander des améliorations de la structure des tarifs appliqués par ENEO à ses clients.

1.3. OBJECTIF ET CONTENU DU RAPPORT

Le présent rapport constitue le rapport provisoire de la tâche 4 relative à la définition d'options et de recommandations pour améliorer la structure tarifaire. Il suit les rapports de démarrage (tâche 0), de cartographie des acteurs (tâche 1), de détermination des revenus requis (tâche 2) et de modélisation financière (tâche 3).

Après avoir présenté la tarification de l'électricité en vigueur au Cameroun, la consommation d'électricité des différentes catégories d'abonnés - telle qu'elle ressort de la facturation - est analysée afin de dégager ses principales caractéristiques et tendances d'évolution. Sur la base de choix de référence présentés et évalués, des scénarios tarifaires permettant d'atteindre les objectifs de couverture des coûts sont construits.

2. TARIFICATION ACTUELLE DE L'ELECTRICITE

2.1. CADRE JURIDIQUE DE LA TARIFICATION DE L'ELECTRICITE AU CAMEROUN

2.1.1. ACTEURS IMPLIQUES DANS LA REGULATION DES TARIFS

L'article 82 de la loi n°2011/022 du 14 Décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité stipule que « les principes de tarification dans le secteur de l'électricité sont définis par **l'Administration chargée de l'électricité sur avis conforme de l'Agence de Régulation du secteur de l'Electricité**, ou par ce dernier, selon le cas, dans le cadre des contrats de concession, de licence et d'autorisation des opérateurs privés ou publics. Les contrats de concession, de licence et d'autorisation fixent les règles et conditions de modification périodique des tarifs.

En tout état de cause, **les règles de modification des tarifs font l'objet d'une révision tous les cinq ans** ou, exceptionnellement avant l'expiration de cette période, en cas de changement important dans les conditions d'exploitation, ou en raison d'événements modifiant substantiellement l'environnement économique, financier ou technique dans lequel les contrats de concession ou les licences ont été établis.

Les révisions des tarifs sont effectuées par l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité sur la base de principes propres à permettre à l'opérateur « une rentabilité normale dans des conditions normales d'activités ».

Dans le cas d'ENEO, l'article 2 du cahier des charges du contrat cadre de concession et de licence, signé entre la **République du Cameroun** et la **société SONEL** précise les principes de tarification applicables. Les conditions tarifaires applicables pour chaque période quinquennale à venir y sont précisées.

La mission de l'ARSEL consiste à « mettre en œuvre, suivre et contrôler le système tarifaire établi, dans le respect des méthodes et procédures fixées par les lois et règlements en vigueur », tel que stipulé dans le décret n°2013/203 du 28 juin 2013 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du secteur de l'électricité.

A ce titre, ENEO doit communiquer chaque année à l'ARSEL, au plus tard le 30 juillet, « un dossier tarifaire contenant les propositions de tarifs applicables pour l'année civile à venir calculés conformément à l'article 2 du cahier des charges du Contrat Cadre »¹. Les tarifs sont ajustés annuellement sur cette base, par décision de l'ARSEL.

Enfin, les règles de modification des tarifs sont révisées tous les cinq ans et appliquées par l'Agence en concertation avec la SONEL, dans les conditions prévues par le Décret et le Cahier des Charges du Contrat Cadre.

2.1.2. PROCESSUS DE REVISION DES TARIFS DES ACTIVITES A CARACTERE EXCLUSIF

Les tarifs sont déterminés suivant des modalités différentes selon le caractère exclusif ou non des activités réalisées :

- **Concernant les activités à caractère non exclusif (telle que la vente d'électricité haute ou moyenne tension aux grands comptes) :** les prix pratiqués entre producteurs et

¹ Avenant 3 en date du 1^{er} novembre 2018 au contrat cadre de concession et aux contrats dérivés relatifs à l'exploitation de plusieurs parties du secteur de l'électricité sur le territoire de la République du Cameroun.

vendeurs d'une part, et un grand compte d'autre part, sont librement fixés dans le cadre de leurs relations contractuelles tout en restant soumis à l'obligation de transmission des structures de coûts correspondants à l'ARSEL. Pour ENEO, les conditions sont détaillées dans l'article 6 du contrat cadre conclu entre ENEO et la République du Cameroun.

- **Concernant les activités à caractère exclusif (telle que la vente d'électricité basse tension)** : les tarifs sont déterminés selon des règles précises établies dans les contrats de concession. Dans le cas d'ENEO, ces règles sont déterminées selon des formules décrites à l'article 2 du cahier des charges du contrat cadre conclu entre ENEO et la République du Cameroun.

Concernant les activités à caractère exclusif, les méthodologies de calcul de tarif d'électricité sont définies sur des bases quinquennales à partir de la date de signature du contrat de concession entre l'État du Cameroun et la société AES-SONEL.

Les règles de modification des tarifs font donc l'objet d'une révision tous les 5 ans ou, exceptionnellement avant l'expiration de cette période, en cas de changement important dans les conditions d'exploitation, ou en raison d'événements modifiant substantiellement l'environnement économique, financier ou technique dans lequel les contrats de concession ou les licences ont été établis.

La première période quinquennale, désigne les 5 premières années de la Concession de Distribution (signée entre l'État du Cameroun et AES-SONEL à compter de la Date de Signature (2001 – 2005). La quatrième et dernière période quinquennale à ce jour s'étend donc de 2016 à 2020.

Depuis le 1^{er} janvier 2011, correspondant à la Troisième Période Quinquennale, les Tarifs de Vente au Détail Exclusive sont régulés sur la base d'un contrôle des revenus au lieu d'un contrôle direct des tarifs. Les tarifs sont donc déterminés de sorte que les revenus de l'opérateur (entendus au sens de chiffre d'affaires hors taxes de Vente d'énergie dans le cadre des Activités à Caractère Exclusif) n'excèdent pas le seuil autorisé par les *Formules de Contrôle des Revenus Dérivées* prévues à l'article 2 du Cahier des Charges du Contrat Cadre après cette période.

Les activités pour lesquelles il est établi une *Formule de Contrôle des Revenus Dérivée*, sont les suivantes :

- Vente Basse Tension et Moyenne Tension pour les Usagers autres que les Grands Comptes ;
- Distribution ;
- Transport ;
- Gestion du Réseau de Transport ;
- Production liée à la Vente visée ci-dessus.

L'ENEOP doit donc fournir des efforts pour que les revenus perçus au titre de ses activités à caractère exclusif n'excèdent pas le revenu maximum autorisé chaque année selon la *Formule de Contrôle des Revenus Dérivée*.

Les règles de modification des tarifs doivent donc être revues tous les 5 ans et les tarifs ajustés annuellement. Cependant, le dernier ajustement des tarifs a été effectué en 2012. Les tarifs actuellement en vigueur sont ceux arrêtés en juin 2012 par l'ARSEL.²

² Décision n°96/ARSEL/DG/DCEC/SDCT du 28 mai 2012 fixant les tarifs de vente hors taxes d'électricité applicables par la société AES-SONEL de l'année 2012.

2.2. GRILLE TARIFAIRES ACTUELLES

2.2.1. TARIFS DE VENTES DE L'ELECTRICITE PAR ENEO

Les tarifs de ventes de l'électricité par ENEO sont fixés par la décision de l'ARSEL n°0096/ARSEL/DF/DCEC/SDCT du 28 mai 2012³. Ces tarifs, appliqués à compter du 1^{er} juin 2012, n'ont pas été modifiés depuis cette date. Cette décision fait référence au dossier tarifaire introduit par ENEO le 31 octobre 2011.

Les tarifs sont appliqués sur des factures établies mensuellement, sur la base des relevés d'index, en principe à date fixe, et distribuées par les agents d'ENEKO ou des agents dument mandatés par ENEO aux points divers de consommation.

Les consommations d'électricité inférieures ou égales à 110 kWh sont exonérées de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) conformément aux dispositions de la Loi n°98/009 du 1er juillet 1998 portant Loi des Finances.

2.2.2. VENTES D'ELECTRICITE BASSE TENSION

Le tarif appliqué aux clients basse tension est uniquement composé d'un tarif proportionnel par kWh consommé mensuellement.

Les tarifs sont différenciés par :

- Usage : domestiques ou résidentiels ; autres usages ou non résidentiel ; éclairage public.
- Tranche de consommation (1 à 4 tranches selon l'usage) ; Le tarif est progressif, les premières tranches de consommation bénéficiant d'un tarif plus faible que les suivantes.

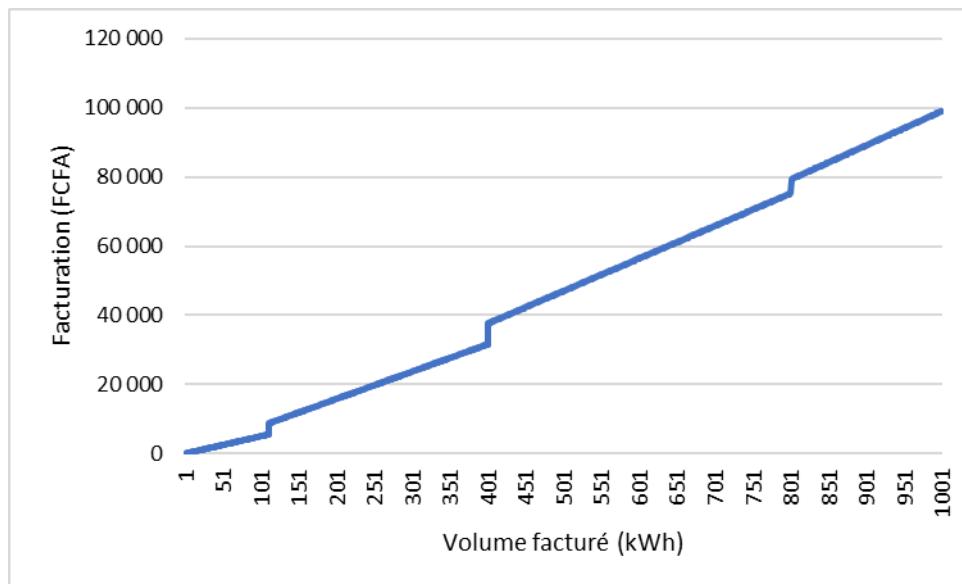
Tableau 1 : Grille tarifaire appliquée aux clients basse tension

Plages de consommation mensuelle	Tarifs (FCFA/kWh)
A) Usages domestiques ou résidentiels	
1. Consommations inférieures ou égales à 110 kWh	50
2. Consommations comprises entre 111 kWh et 400 kWh	79
3. Consommations comprises entre 401 et 800 kWh	94
4. Consommations comprises entre 801 et 2000 kWh	99
B) Autres usages ou non résidentiels	
1. Consommations inférieures ou égales à 110 kWh	84
2. Consommations comprises entre 111 kWh et 400 kWh	92
3. Consommations comprises entre 401 et 1000 kWh	99
D) Eclairage public	
Tarif unique	66

³ <https://eneocameroon.cm/index.php/fr/clients-particuliers-vos-factures-et-paiement/clients-particuliers-vos-factures-et-paiement-tarifs-delectricite>

Même si la décision n°96 de l'ARSEL ne le précise pas, ENEO applique les tarifs par tranche de manière exclusive. A titre d'exemple, un abonné consommant 120 kWh dans le mois, se verra facturé tous les kWh consommés au prix unitaire de 79 FCFA, soit 9480 FCFA (les 110 premiers kWh ne sont pas facturés au tarif de la tranche 1, soit 50 FCFA/kWh). En conséquence, les factures d'électricité sont soumises à un « effet de seuil » à chaque changement de tranche.

Figure 1 : Facturation HT en fonction du volume facturé mensuel



2.2.3. VENTE D'ELECTRICITE MOYENNE TENSION

Le tarif est composé de deux termes qui s'ajoutent :

- une prime fixe mensuelle ;
- un tarif proportionnel dégressif par kWh consommé, fonction du nombre d'heures d'utilisation mensuelle de la puissance souscrite et de la période d'utilisation (heure pleine ou heure creuse).

Trois régimes tarifaires sont appliqués :

- Un régime général avec puissance souscrite inférieure ou égale à 1 MW ;
- Un régime général avec puissance souscrite supérieure à 1 MW ;
- Un régime des points francs.

Cependant, les tarifs appliqués à tous les régimes sont identiques. Néanmoins, les entreprises installées en Zones Franches ou admises au régime de Point Franc Industriel sont exonérées du paiement de l'avance sur consommation. Une majoration de 10% des tarifs proportionnels est perçue à titre de garantie du respect du taux minimum d'exportation de 80% de la production de l'entreprise en Zone Franche ou en Point Franc Industriel concerné. Cette retenue est rétrocédée à la fin de chaque exercice sous forme d'avoir, après justification à ENEO du respect du taux d'exportation de 80% de la production.

Tableau 2 : Grille tarifaire appliquée aux clients moyenne tension.

Prime fixe		
Prime fixe mensuelle	3700 FCFA par kW de puissance souscrite	
Tarif proportionnel		
Nombre d'heures	Entre 23 heures et 18 heures	Entre 18 heures et 23 heures
Régime général < 1 MW		
De 0 à 200 heures	70	85
De 201 à 400 heures	65	85
Au-delà de 400 heures	60	85
Régime général >= 1 MW		
De 0 à 200 heures	70	85
De 201 à 400 heures	65	85
Au-delà de 400 heures	60	85
Régime des points francs		
De 0 à 200 heures	70	85
De 201 à 400 heures	65	85
Au-delà de 400 heures	60	85

2.2.4. VENTES D'ELECTRICITE HAUTE TENSION

Les tarifs de vente d'électricité Haute Tension aux nouveaux abonnés sont fixés dans le cadre des contrats passés entre ENEO et lesdits abonnés, après avis de l'ARSEL, suivant les dispositions du cahier des charges du contrat cadre de concession et de licence de ENEO.

3. ANALYSE DE LA CONSOMMATION ACTUELLE

3.1. CONSOMMATION D'ELECTRICITE BASSE TENSION

3.1.1. INTRODUCTION

L'analyse de la consommation des abonnés basse tension est basée sur l'analyse des fichiers de facturation. Les fichiers fournis par ENEO présentent l'ensemble des factures émises sur les années 2020, 2017 et 2015 aux abonnés basse tension⁴. L'année 2020 est considérée comme la dernière année représentative d'un niveau de consommation « normale », sans impact de la période Covid. Les années 2015 et 2017 sont étudiées à titre de comparaison pour évaluer les tendances.

Au total, les fichiers fournis pour les années 2020, 2017 et 2015 regroupent respectivement 16,8 ; 11,5 et 11,9 millions de factures.

Des doublons faussent les analyses des facturations unitaires et un retraitement de ce fichier de facturation a donc été effectué : les abonnés présentant plusieurs factures pour le même mois de consommation (facture annulées et/ou modifiées) ont été retirés de l'analyse.

Ainsi, pour l'année 2020, 1,8 millions de factures ont été retirées sur les 16,7 millions de départ, correspondant à environ 55 000 abonnés. **L'analyse porte donc sur 14,9 millions de factures correspondant à 1,3 millions d'abonnés. La grande majorité de ces factures sont adressées à des abonnés résidentiels (92% des factures et 91% des abonnés).**

Le tableau ci-dessous présente le nombre de données restantes pour analyse après retraitements.

Tableau 3 : Retraitements effectués sur la base de données facturation BT

	Avant retraitement		Après retraitement	
	Nb factures	Nb abonnés	Nb factures	Nb abonnés
2020				
Résidentiels	13 824 355	1 175 955	12 652 358	1 150 261
Non résidentiels	1 538 385	144 711	1 168 081	117 806
Eclairage Public	32 989	2 058	6 679	844
Total	15 395 729	1 322 724	13 827 118	1 268 911
2017				
Résidentiels	10 645 475	995 111	9 736 443	973 694
Non résidentiels	799 841	95 266	677 820	85 389
Eclairage Public	13 927	1 934	8 555	1 511
Total	11 459 243	1 092 311	10 422 818	1 060 594
2015				
Résidentiels	11 319 086	884 384	10 439 623	869 979
Non résidentiels	569 973	54 006	497 447	49 012
Eclairage Public	16 424	1 748	11 693	1 332
Total	11 905 483	940 138	10 948 763	920 323

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

⁴ Certains mois de facturation n'ont pas été disponibles pour analyse. Il s'agit du mois de décembre pour l'année 2020 et des mois de juin et juillet pour l'année 2017.

3.1.2. CONSOMMATION DES ABONNES RESIDENTIELS

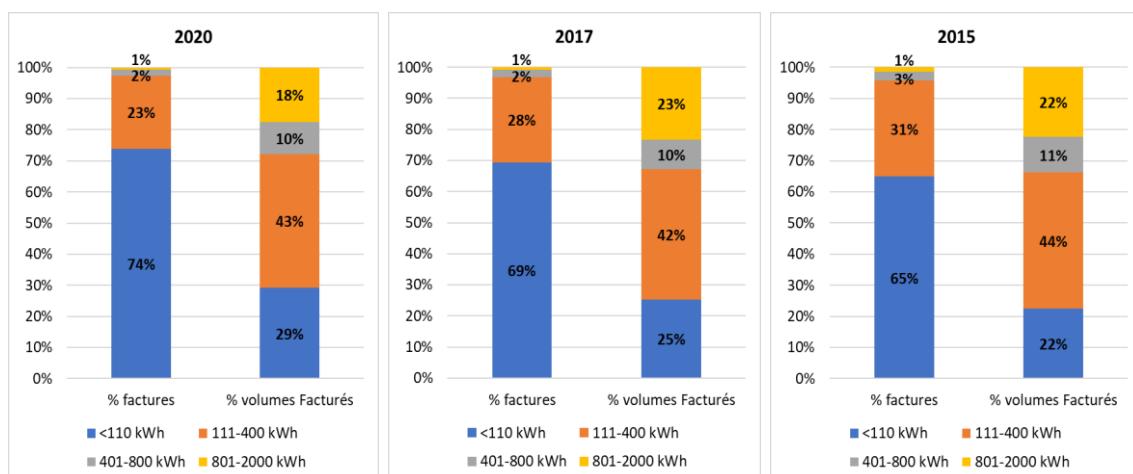
3.1.2.1. Distribution par tranches de tarification

La grande majorité des factures sont émises pour des consommations inférieures ou égales à 110 kWh/mois, donc tarifées à la tranche 1 : elles représentent 74% des factures en 2020.

En 2020, les volumes facturés au tarif de la première tranche (jusqu'à 110 kWh/mois) représentent 29% des volumes totaux alors que les factures émises comptent pour 74% du total. A l'inverse, les abonnés consommant plus de 800 kWh/mois représentent seulement 7% des factures émises mais 18% des volumes facturés totaux.

La part des factures correspondant à des consommations inférieures à 110 kWh a augmenté ces dernières années, passant de 65% en 2015 à 74% en 2020, soit près de 9 points de pourcentage. A contrario, la part des factures correspondant à des consommations situées entre 111 et 400 kWh a diminué de 8 points de pourcentage sur la même période.

Figure 2 : Répartition du nombre de factures des abonnés résidentiels et des volumes facturés par tranche de consommation en 2020, 2017 et 2015



Source : Base de données de facturation d'ENEO, traitements par Phoenix

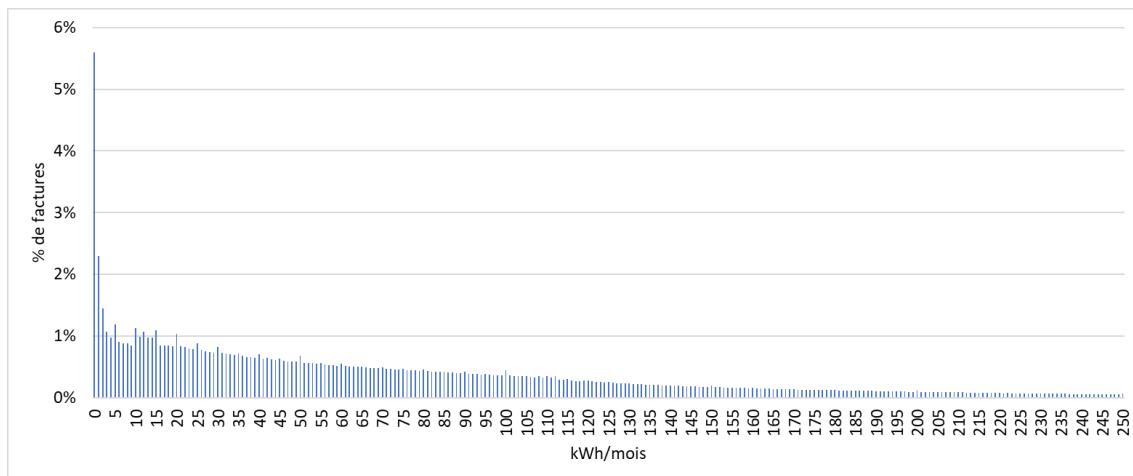
Tableau 4 : Nombre de factures et volumes facturés aux abonnés résidentiels en 2020, 2017 et 2015

	2020		2017		2015	
	Nb factures	Volumes facturés (MWh)	Nb factures	Volumes facturés (MWh)	Nb factures	Volumes facturés (MWh)
Tranche 1 (0-110 kWh/mois)	9 350 605	375 873	6 749 985	306 536	6 777 000	315 441
Tranche 2 (111-400 kWh/mois)	2 956 507	552 134	2 680 987	505 842	3 212 052	615 960
Tranche 3 (401-800 kWh/mois)	246 664	131 980	218 284	116 051	301 751	161 376
Tranche 4 (801-2000 kWh/mois)	98 582	226 917	87 187	282 277	148 820	314 924
Total	12 652 358	1 286 903	9 736 443	1 210 706	10 439 623	1 407 700

3.1.2.2. Distribution par volumes facturés

L'analyse de la distribution des factures des abonnés résidentiels met en lumière des volumes consommés très étalés selon les abonnés, allant de 0 jusqu'à plus de 1 million de kWh. En 2020, 5,65% des factures étaient nulles.

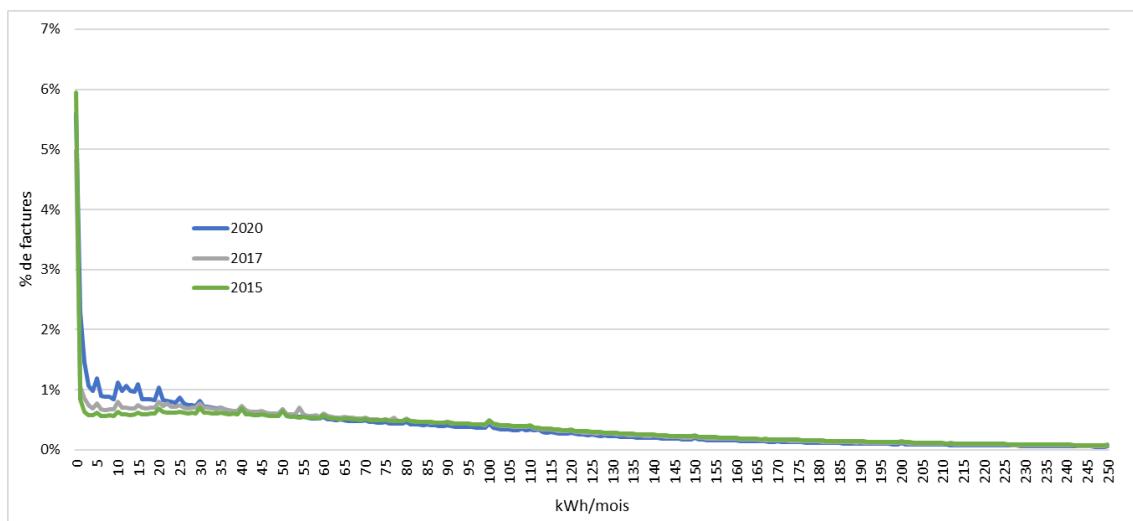
Figure 3 : Distribution des factures des abonnés résidentiels, 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

La courbe de distribution des volumes facturées en 2020 a été comparée à celle de 2017 et de 2015 : on note un léger déplacement vers le haut des courbes, et notamment entre 2017 et 2020, pour la tranche de facturation entre 0 à 30 kWh. Cette déformation de la distribution traduit une proportion croissante d'abonnés consommant de faibles quantités d'électricité, situées entre 0 et 30 kWh/mois.

Figure 4 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés résidentiels entre 2015, 2017 et 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Cette déformation de la distribution peut également être constatée en comparant les courbes en pourcentage cumulé de factures et la répartition par décile des volumes facturés :

- En 2020, la moitié des factures les moins consommatoires se situaient en dessous de 54 kWh. En comparaison, en 2017, la médiane était à 67 kWh, et en 2015, elle s'élevait à 76 kWh.
- Le niveau de consommation en dessous duquel se situe 30% des factures est passé 39 kWh en 2015 à 24 kWh en 2020 ;
- Le niveau de consommation en dessous duquel se situe 10% des factures est passé de 6 kWh en 2015 à 2 kWh en 2020.

D'une manière générale, pour chaque décile, les seuils se décalent vers le bas et les consommations moyennes se réduisent.

Tableau 5 : Déciles des volumes facturés aux abonnés résidentiels en kWh

Déciles	1er décile (D1)	2e décile (D2)	3e décile (D3)	4e décile (D4)	5e décile (D5)	6e décile (D6)	7e décile (D7)	8e décile (D8)	9e décile (D9)
2020	0-2	2-12	13-24	25-37	38-54	55-74	75-98	99-133	134-204
2017	0-6	6-20	21-34	35-49	50-67	68-87	88-111	112-149	150-225
2015	0-6	7-23	24-39	40-56	57-76	77-98	99-125	126-168	169-255

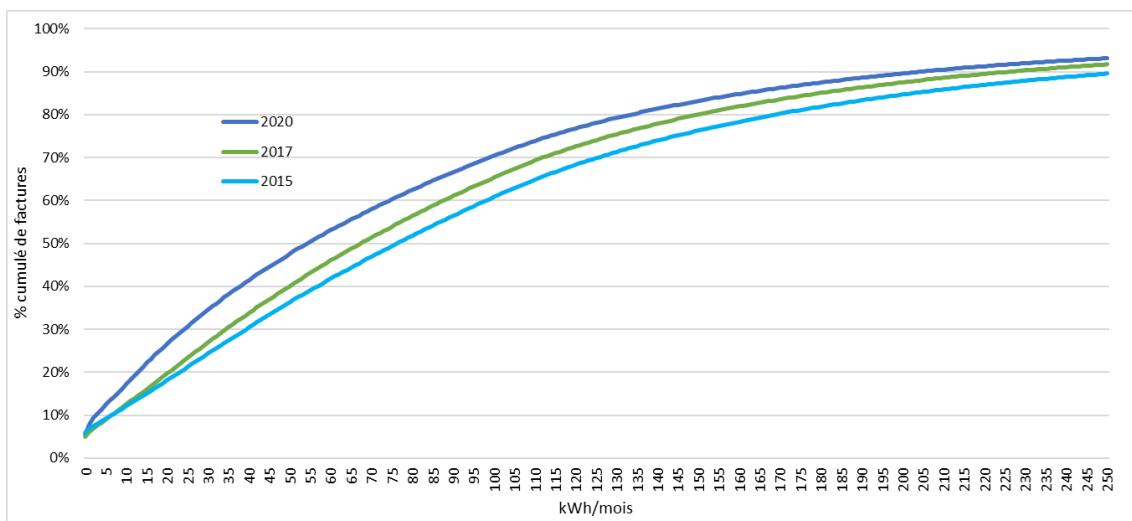
Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Tableau 6 : Volumes facturés moyens aux abonnés résidentiels par décile en kWh

Déciles	1er décile (D1)	2e décile (D2)	3e décile (D3)	4e décile (D4)	5e décile (D5)	6e décile (D6)	7e décile (D7)	8e décile (D8)	9e décile (D9)	10e décile (D10)
2020	0,6	7,5	18,3	30,8	45,7	64,2	86,0	114,2	163,9	481,8
2017	1,6	13,6	27,4	41,8	58,2	77,3	99,1	128,7	181,9	606,0
2015	1,3	15,2	31,4	47,8	66,3	87,2	111,1	145,1	205,4	632,0

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Figure 5 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés résidentiels entre 2015, 2017 et 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Cette déformation pourrait s'expliquer par des consommations unitaires plus basses des nouveaux abonnés, comparées à celles des abonnés plus anciens. Cependant, l'absence de

données sur la date de branchement des abonnés dans la base de facturation d'ENEKO ne nous permet pas de le vérifier.

3.1.3. CONSOMMATION DES ABONNES NON RESIDENTIELS

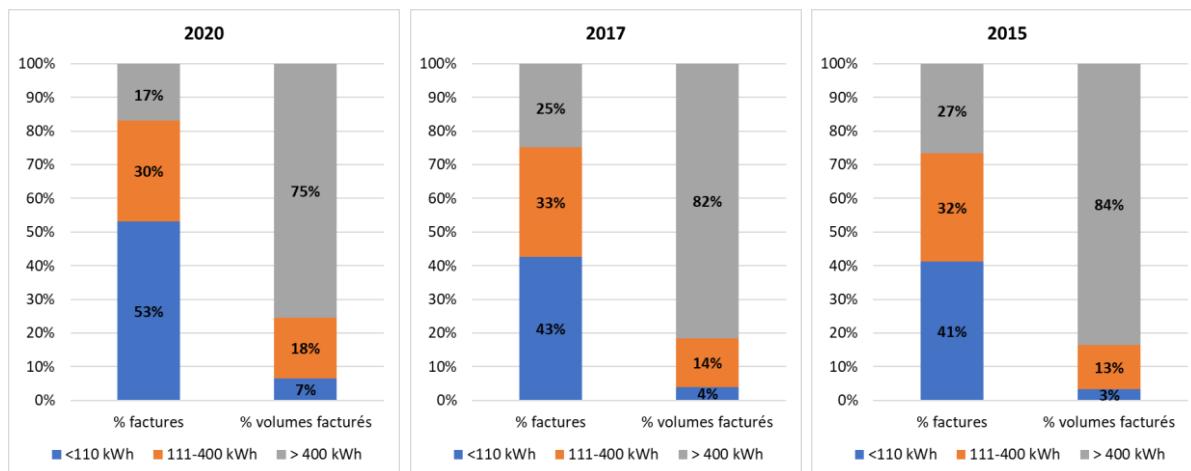
3.1.3.1. Distribution par tranches de tarification

Comme pour les abonnés résidentiels (bien que dans une moindre mesure), la majorité des factures sont émises pour des consommations inférieures ou égales à 110 kWh/mois, donc tarifées à la tranche 1 : elles représentent 53% des factures en 2020.

En 2020, les volumes facturés au tarif de la première tranche (jusqu'à 110 kWh/mois) représentent 7% des volumes totaux alors que les factures émises comptent pour 53% du total. A l'inverse, les abonnés non résidentiels consommant plus de 400 kWh/mois représentent 17% des factures émises mais 75% des volumes facturés totaux.

La part des volumes facturés inférieurs à 110 kWh a augmenté depuis 2015, passant de 41% à 53% en 2020, soit +12 points de pourcentage. A contrario, la part des factures des tranches supérieures a diminué, et notamment celles supérieures à 400 kWh, passant de 27% en 2015 à 17% en 2020.

Figure 6 : Répartition du nombre de factures des abonnés non résidentiels et des volumes facturés par tranche de consommation en 2020, 2017 et 2015



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Tableau 7 : Nombre de factures et volumes facturés aux abonnés non résidentiels en 2020, 2017 et 2015

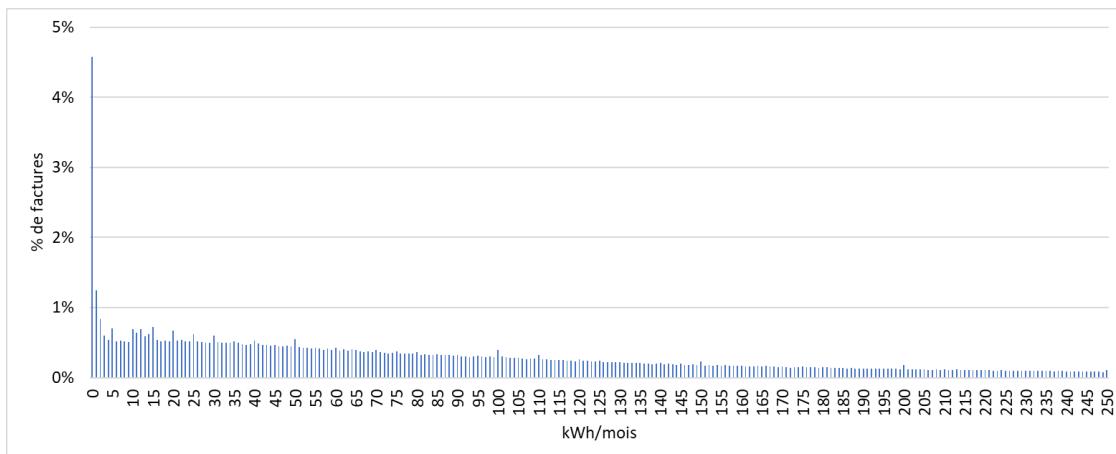
	2020		2017		2015	
	Nb factures	Volumes facturés (MWh)	Nb factures	Volumes facturés (MWh)	Nb factures	Volumes facturés (MWh)
Tranche 1 (0-100 kWh/mois)	620 523	26 619	288 672	13 293	205 310	9 079
Tranche 2 (111-400 kWh/mois)	350 645	73 505	221 087	47 855	159 765	34 827
Tranche 3 (sup. à 400 kWh/mois)	196 913	306 375	168 061	269 422	132 372	224 135
Total	1 168 081	406 499	677 820	330 570	497 447	268 041

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.1.3.2. Distribution par volumes facturés

L'analyse de la distribution des factures des abonnés non résidentiels met en lumière des volumes consommés très étalés selon les abonnés, allant de 0 à 445.305 kWh⁵. En 2020, 4,6% des factures étaient nulles.

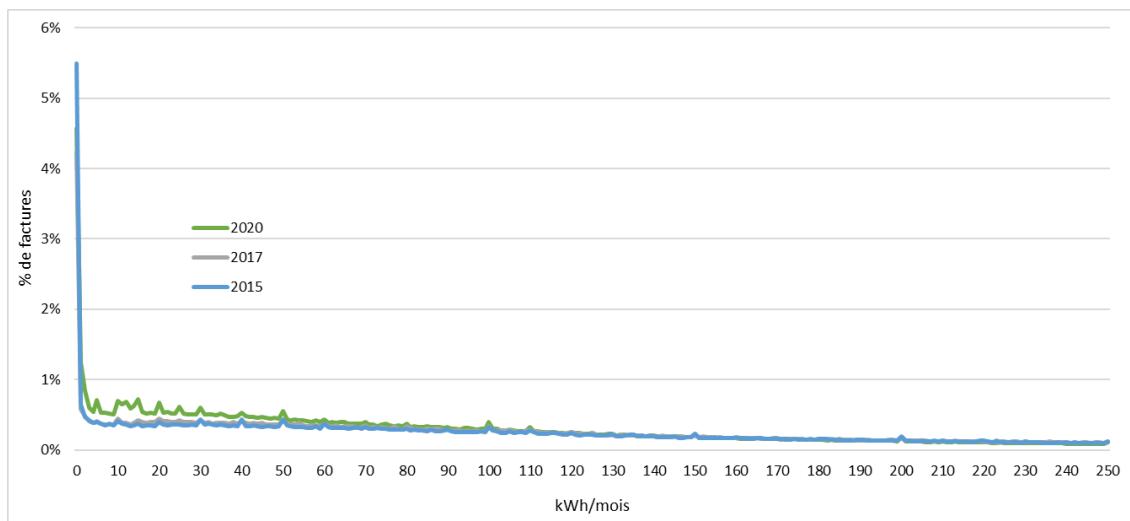
Figure 7 : Distribution des factures des abonnés non résidentiels, 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

En comparant la distribution des factures par volumes facturés, on observe une nette déformation entre 2017 et 2015 d'une part et 2020 d'autre part. Il peut ainsi être constaté un déplacement vers le haut de la courbe de 2020 pour les factures consommant entre 0 à 60 kWh. Cette déformation de la distribution traduit une proportion croissante d'abonnés consommant de faibles quantités d'électricité, situées entre 0 et 60 kWh/mois.

Figure 8 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés non résidentiels entre 2015, 2017 et 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

⁵ Cette consommation de 445.305 kWh a été facturée à l'abonné « Etat Major Marine » en février 2020. Il s'agit, pour cet abonné, d'une consommation exceptionnellement élevée. La consommation mensuelle moyenne de cet abonné pour les autres mois de l'année est de 2.840 kWh.

Cette déformation de la distribution peut également être constatée en comparant les courbes en pourcentages cumulés de factures et la répartition par déciles des volumes facturés :

- En 2020, la moitié des factures les moins consommatoires se situaient en dessous de 99 kWh. En comparaison, en 2017, la médiane était de 143 kWh, et en 2015, elle s'élevait à 152 kWh.
- Le niveau de consommation en dessous duquel se situe 30% des factures est passé 68 kWh en 2015 à 47kWh en 2020 ;
- Le niveau de consommation en dessous duquel se situe 10% des factures est passé de 10 kWh en 2015 à 7 kWh en 2020.

Comme pour les abonnés résidentiels, pour chaque décile, les seuils se décalent vers le bas et les consommations moyennes se réduisent.

Tableau 8 : Déciles des volumes facturés aux abonnés non résidentiels en kWh

kWh	1er décile (D1)	2e décile (D2)	3e décile (D3)	4e décile (D4)	5e décile (D5)	6e décile (D6)	7e décile (D7)	8e décile (D8)	9e décile (D9)
2020	0-7	8-24	25-45	46-69	70-99	100-140	141-204	205-329	330-735
2017	0-14	15-39	40-67	68-100	101-143	144-207	208-310	311-530	531-1201
2015	0-10	11-38	39-68	69-104	105-152	153-222	223-338	339-578	578-1266

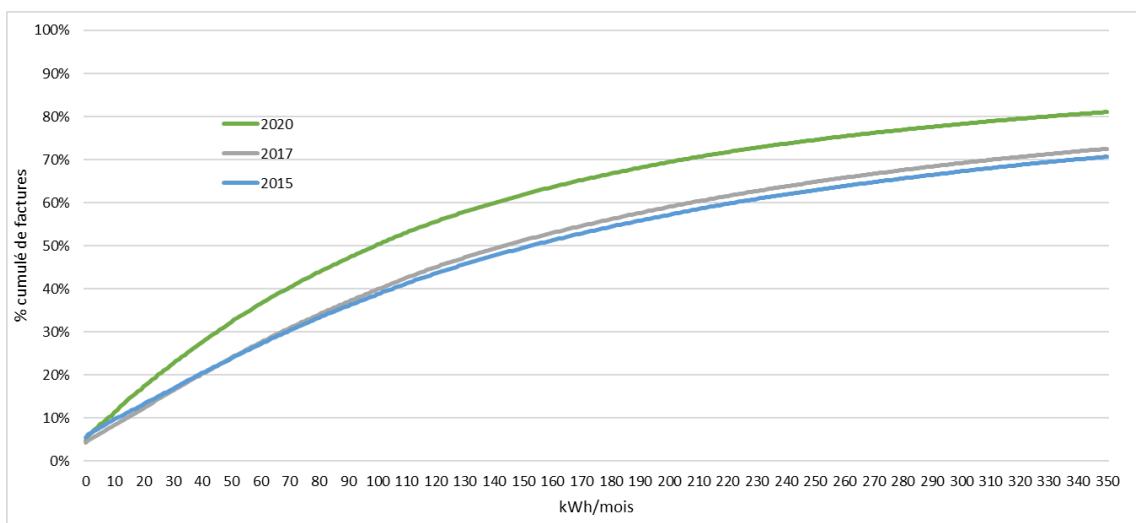
Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Tableau 9 : Volumes facturés moyens aux abonnés non résidentiels par décile en kWh

Déciles	1er décile (D1)	2e décile (D2)	3e décile (D3)	4e décile (D4)	5e décile (D5)	6e décile (D6)	7e décile (D7)	8e décile (D8)	9e décile (D9)	10e décile (D10)
2020	2	16	35	57	84	118	170	259	482	2 254
2017	4	27	53	84	121	173	254	404	798	2 954
2015	2	24	53	86	127	185	275	442	850	3 337

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Figure 9 : Evolution de la distribution des volumes facturés aux abonnés non résidentiels entre 2015, 2017 et 2020



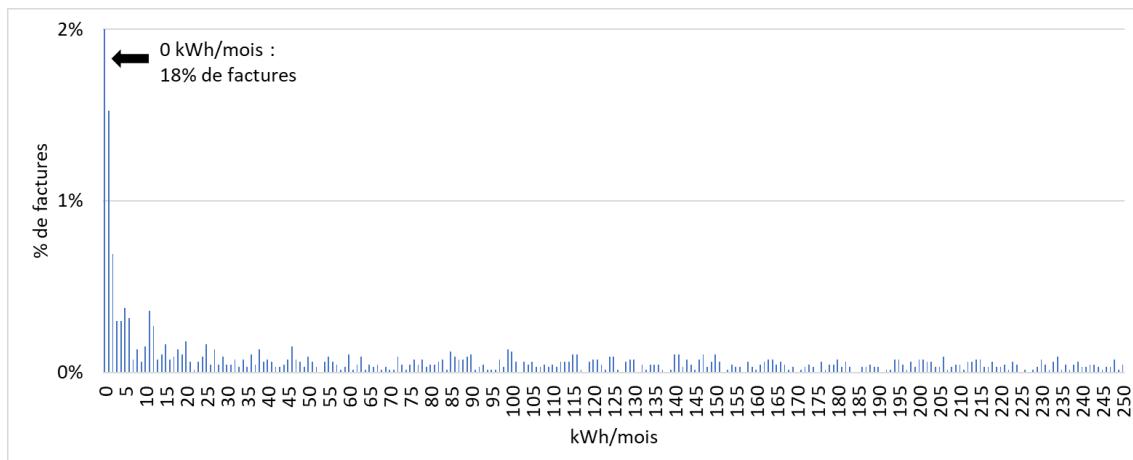
Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Cette déformation peut s'expliquer par le branchement de nouveaux abonnés présentant des consommations unitaires inférieures à celles des abonnés plus anciens. Cependant, l'absence de données sur la date de branchement des abonnés dans la base d'ENEKO ne nous permet pas de le vérifier.

3.1.4. CONSOMMATION DE L'ECLAIRAGE PUBLIC

Une grande partie des factures émises pendant l'année 2020 sont nulles, de nombreux systèmes d'éclairage public étant hors service. Elles représentent 18% des factures totales. Le reste de la distribution est répartie de façon plutôt étalée, signe d'une grande hétérogénéité des tailles des systèmes d'éclairage public. la moitié des factures sont inférieures ou égales à 800 kWh/mois.

Figure 10 : Distribution des factures de l'éclairage public, 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.1.5. CONSOMMATIONS UNITAIRES MOYENNES

En 2020, la consommation unitaire moyenne s'élève à 102 kWh/mois pour les abonnés résidentiels et à 348 kWh/mois pour les abonnés non résidentiels. On observe une tendance à la baisse des consommations unitaires moyennes des abonnés résidentiels et non résidentiels :

- la consommation unitaire moyenne des abonnés résidentiels a diminué de 25% entre 2015 et 2020, passant ainsi de 135 à 102 kWh/mois.
- la consommation unitaire moyenne des abonnés non résidentiels a diminué de 35% en 2015 et 2020, passant de 539 à 348 kWh/mois.

Ces évolutions confirment donc les tendances à la baisse observée via l'évolution de la distribution des volumes facturés des abonnés résidentiels et non résidentiels avec une plus forte proportion des petits consommateurs.

Concernant l'éclairage public, aucune tendance claire dans l'évolution de la consommation unitaire ne semble se dégager. Le niveau de consommation moyen a augmenté de 4417 kWh/mois en 2015 à 8626 kWh/mois en 2017 pour revenir à 1450 kWh/mois en 2020.

Tableau 10 : Consommations unitaires moyennes des abonnés basse tension

kWh/mois	2020	2017	2015
Abonnés résidentiels	102	124	135
Abonnés non résidentiels	348	488	539
Eclairage Public	1450	8626	4417

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.1.6. TARIFS MOYENS

Le tarif moyen appliquée à l'ensemble des abonnés basse tension s'élève à **85 FCFA/kWh (HT)** en 2020.

On observe que :

- le tarif moyen appliquée aux abonnés résidentiels (81% des volumes consommés et 79% de montants facturés) est légèrement inférieur au tarif moyen global (82 FCFA/kWh contre 85 FCFA/kWh) ;
- le tarif moyen appliquée à l'éclairage public est également légèrement inférieur au tarif moyen global (79 FCFA/kWh contre 85 FCFA/kWh) ;
- le tarif moyen appliquée aux abonnés non résidentiels (19% des volumes consommés et 21% de montants facturés) est supérieur au tarif moyen global (96 FCFA/kWh contre 85 FCFA/kWh).

En conséquence, **les abonnés résidentiels et l'éclairage public bénéficient d'un transfert de revenus des abonnés non résidentiels**. Sur l'année 2020, ce transfert s'est élevé à 4,8 milliards de FCFA.

Au sein des abonnés résidentiels (définies par les tranches de facturation), les abonnés ayant une consommation comprise dans les deux premières tranches de tarification (0-110 kWh/mois et 111-400 kWh/mois) sont les plus grands bénéficiaires de ces transferts de revenus provenant des abonnés ayant une consommation supérieure à 400 kWh/mois). Ce transfert en faveur de ces petits consommateurs a atteint 16,2 milliards de FCFA en 2020.

Au sein des abonnés non résidentiels, seuls les abonnés de la première tranche de consommation (0-110 kWh/mois) bénéficient d'un tarif moyen inférieur au tarif moyen global. Ils bénéficient cependant d'un transfert de revenus assez faible (53 millions de FCFA en 2020).

Tableau 11 : Transferts de revenus entre les abonnés basse tension (2002)

	Tarifs	Volumes Facturés		Montants facturés HT		Transfert de revenus HT
		FCFA HT/kWh	GWh	%	M FCFA	
Usages résidentiels	82	1 787	81%	146 245	79%	-4 831
0 à 110 kWh	50	376	17%	18 846	10%	-12 933
111 à 400 kWh	79	552	25%	43 358	23%	-3 323
401 à 800 kWh	93	132	6%	12 269	7%	1 110
sup à 800 kWh	99	727	33%	71 772	39%	10 314
Autres usages ou non résidentiels	96	406	19%	39 201	21%	4 833
0 à 110 kWh	83	27	1%	2 198	1%	-53
111 à 400 kWh	91	74	3%	6 711	4%	497
sup à 400 kWh	99	306	14%	30 292	16%	4 389
Eclairage Public	79	0	0%	24	0%	-2
Total	85	2 194	100%	185 470	100%	0

Source : Base de données de facturation d'ENEO, traitements par Phoenix

3.2. CONSOMMATION D'ELECTRICITE MOYENNE TENSION

3.2.1. INTRODUCTION

L'analyse de la consommation des abonnés moyenne tension se base sur l'analyse des fichiers de facturation. Les fichiers fournis par ENEO présentent l'ensemble des factures émises en 2020, 2017 et 2015 aux abonnés moyenne tension. L'année 2020 est considérée comme la dernière année représentative d'un niveau de consommation « normale », sans impact de la période Covid. Les années 2015 et 2017 sont étudiées à titre de comparaison pour évaluer les tendances.

Au total, les fichiers fournis pour les années 2020, 2017 et 2015 regroupent respectivement 27.700, 21.000 et 19.300 factures.

Comme pour la facturation basse tension, un retraitement de la base de facturation a été effectué : les abonnés présentant plusieurs factures le même mois ont été retirés de l'analyse.

Ainsi, pour l'année 2020, 2.300 factures ont été retirées sur les 27.800 initiales, correspondant à environ 167 abonnés. Le tableau ci-dessous présente le nombre de données restantes pour analyse après retraitement.

L'analyse est donc effectuée sur 25 479 factures en 2020, représentant 2209 abonnés.

Tableau 12 : Retraitements effectués sur la base de données de facturation moyenne tension

	Avant retraitement		Après retraitement	
	Nb factures	Nb abonnés	Nb factures	Nb abonnés
2020	27 768	2 376	25 479	2 209
2017	20 988	1 850	20 588	1 822
2015	19 270	1 676	18 049	1 585

Source : Base de données de facturation d'ENEO, traitements par Phoenix

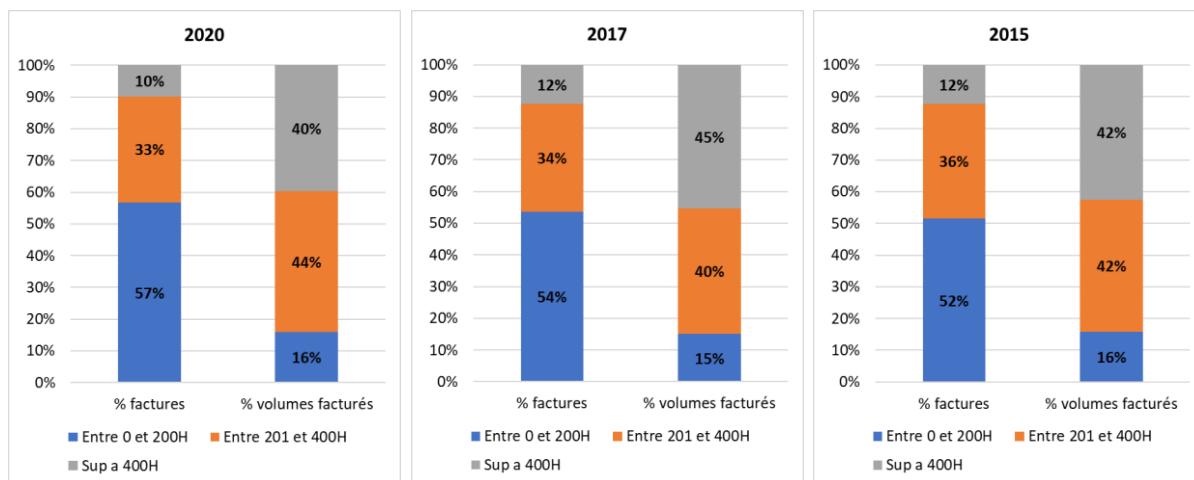
3.2.2. DISTRIBUTION PAR TRANCHES DE TARIFICATION

La majorité des factures sont émises pour des consommations inférieures ou égales à 200 heures, donc tarifées à la tranche 1 : elles représentent 57% des factures en 2020.

En 2020, les volumes facturés au tarif de la première tranche (entre 0 et 200 heures) représentent 16% des volumes totaux alors que les factures émises comptent pour 57% du total. A l'inverse, les abonnés consommant au-delà de 400 heures représentent seulement 10% des factures émises mais 40% des volumes facturés totaux.

La part des factures inférieures à 200 heures a légèrement augmenté depuis 2015, passant de 52% à 57% en 2020, soit +5 points de pourcentage. A contrario, la part des factures des tranches supérieures a légèrement diminué sur cette même période.

Figure 11 : Répartition du nombre de factures des abonnés moyenne tension et des volumes facturés par tranche de consommation en 2020, 2017 et 2015



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

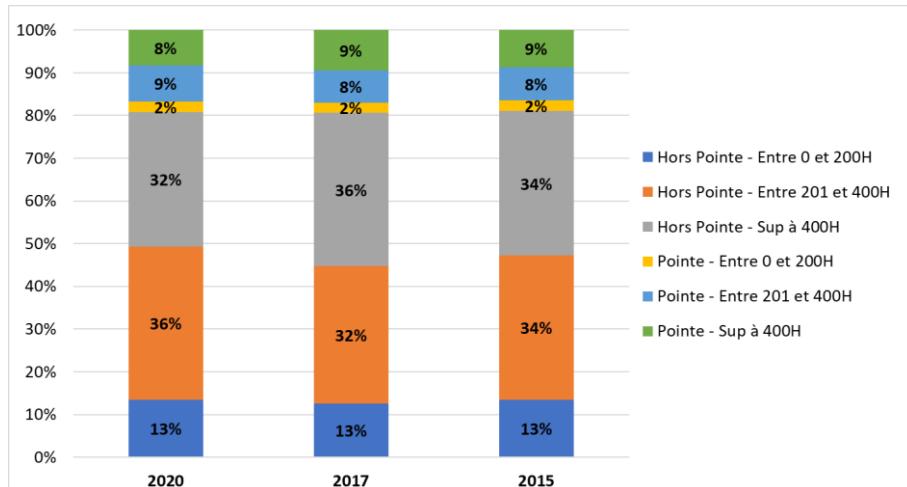
Tableau 13 : Nombre de factures moyenne tension et volumes facturés en 2020, 2017 et 2015

	2020		2017		2015	
	Nb factures	Volumes facturés (MWh)	Nb factures	Volumes facturés (MWh)	Nb factures	Volumes facturés (MWh)
Entre 0 et 200H	14 476	171 491	11 056	145 627	9 298	123 981
Entre 201 et 400H	8 517	456 545	6 989	370 030	6 550	311 903
Sup a 400H	2 486	401 999	2 543	412 835	2 201	312 090
Total	25 479	1 030 035	20 588	928 491	18 049	747 973

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Le tarif est fonction du nombre d'heures d'utilisation mensuelle de la puissance souscrite mais également de la période d'utilisation (heure de pointe et ou hors pointe). En 2020, les volumes facturés pendant les heures de pointe ont représenté 19% des volumes totaux. Cette part est restée constante sur la période.

Figure 12 : Volumes moyen tension facturés par tranche de consommation et période d'utilisation en 2020, 2017 et 2015

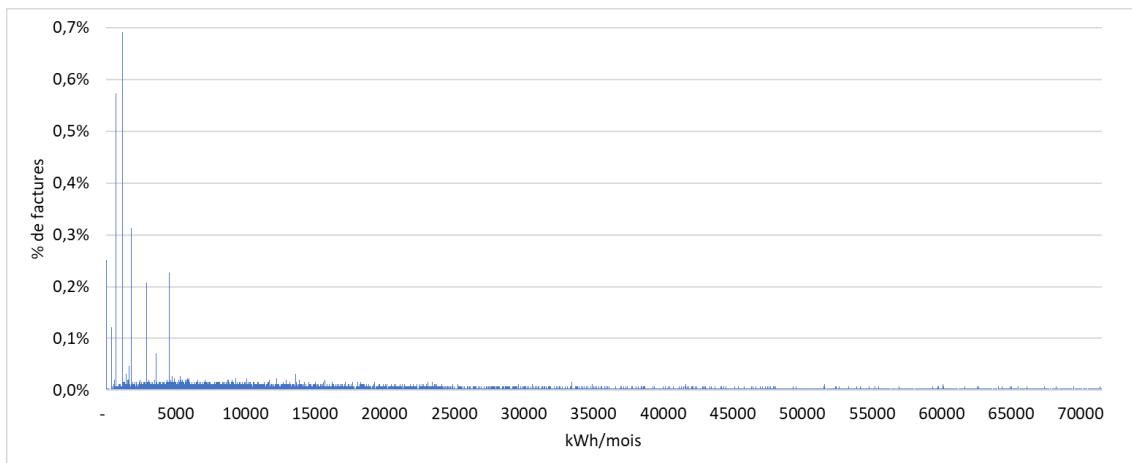


Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.2.3. DISTRIBUTION PAR VOLUMES FACTURES

L'analyse de la distribution des factures des abonnés moyen tension met en lumière des volumes consommés très étalés selon les abonnés, allant de 0 à 3,4 millions de kWh consommés par mois⁶.

Figure 13 : Distribution des factures des abonnés moyen tension, 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

En comparant la courbe de distribution des factures en 2020, 2017 et 2015, on note que les courbes de 2015 et 2017 se superposent assez précisément, ce qui suppose que la distribution des volumes facturés est restée relativement stable sur cette période.

Cependant, la courbe de distribution de 2020 s'est légèrement déformée par rapport à celles de 2017 et 2015. Cette déformation traduit une proportion croissante d'abonnés consommant de relativement faibles quantités d'électricité, situées entre 5 000 et 20 000 kWh/mois.

⁶ La consommation de 3,4 millions de kWh a été facturée à l'abonné « Prométal » pour le mois de juillet 2020. En moyenne, sur les autres mois de l'année, la consommation facturée à cet abonné s'élève à 2,3 millions de kWh.

Cette déformation de la distribution peut également être constatée en comparant les courbes en pourcentages cumulés de factures et la répartition par déciles des volumes facturés :

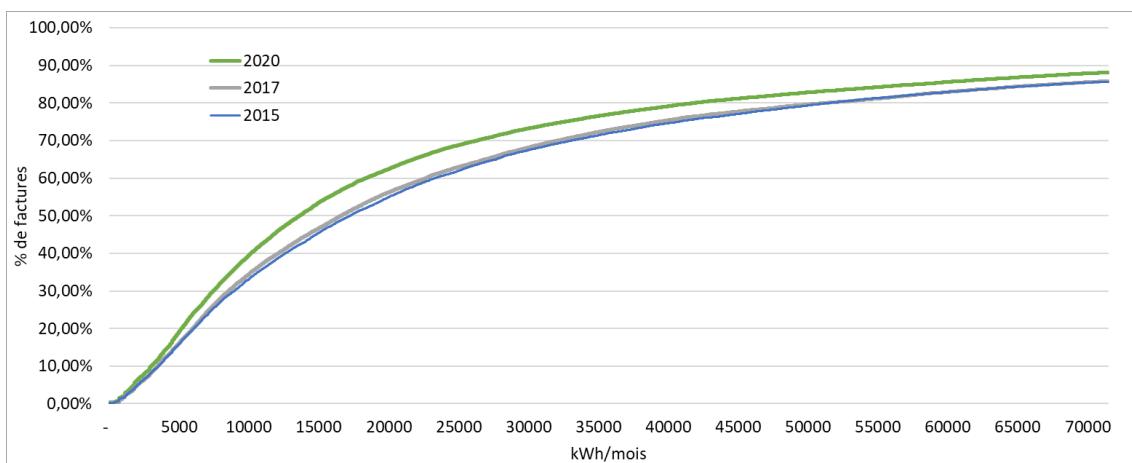
- En 2020, la moitié des factures les moins consommatoires se situaient en dessous de 13.621 kWh. En comparaison, en 2017, la médiane était fixée à 16 586 kWh, et en 2015, elle s'élevait à 17 223 kWh.
- Le niveau de consommation en dessous duquel se situe 30% des factures est passé 8.937 kWh en 2015 à 7 447 kWh en 2020.
- Le niveau de consommation en dessous duquel se situe 10% des factures est passé de 3.512 kWh en 2015 à 3 017 kWh en 2020.

Tableau 14 : Déciles de facturation moyenne tension en kWh (2020)

Déciles	1er décile (D1)	2e décile (D2)	3e décile (D3)	4e décile (D4)	Médiane (D5)	6e décile (D6)	7e décile (D7)	8e décile (D8)	9e décile (D9)	10e décile (D10)
Minimum	0	3 018	5 195	7 448	10 147	13 622	18 370	26 298	41 903	83 176
Maximum	3 017	5 194	7 447	10 146	13 621	18 369	26 297	41 902	83 175	-
Moyenne	1 721	4 158	6 285	8 764	11 799	15 805	21 939	33 052	55 031	296 329

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

Figure 14 : Evolution de la distribution des volumes facturés entre 2015, 2017 et 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.2.4. CONSOMMATIONS UNITAIRES MOYENNES

La consommation unitaire moyenne est de l'ordre de 50.000 kWh/mois. Il est difficile de dégager une tendance d'évolution ces dernières années.

Tableau 15 : Consommations unitaires moyennes des abonnés moyen tension

kWh/mois	2020	2017	2015
Moyenne Tension	50 017	55 954	51 139

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.2.5. TARIFS MOYENS

Le tarif moyen appliqué aux abonnés moyen tension s'est élevé à 93 FCFA/kWh en 2020.

Pour l'année 2020 :

- le tarif moyen appliqué aux abonnés ayant un faible nombre d'heures d'utilisation est supérieur au tarif moyen général (130 FCFA/kWh contre 93 FCFA/kWh). Les factures représentent 22% des volumes consommés pour 16% de montants facturés.
- A l'inverse, le tarif moyen appliqué aux abonnés ayant un nombre d'heures d'utilisation plus important est inférieur au tarif moyen général. Les factures dont le nombre d'heures d'utilisation dépasse 400 heures représentent 40% des volumes consommés, et ne contribuent qu'à hauteur de 36% à la facturation.

Ainsi, les abonnés moyenne tension consommant plus de 200 heures par mois bénéficient d'un transfert de revenus des plus petits consommateurs, consommant jusqu'à 200 heures par mois. En 2020, le transfert s'est élevé à 7,6 milliards de FCFA.

Tableau 16 : Transferts de revenus entre abonnés moyenne tension pour l'année 2020

Tarifs	Volumes Facturés		Montants facturés HT		Transfert de revenus HT
	FCFA HT/kWh	M kWh	%	M FCFA	
Entre 0 et 200H	130	203	16%	26 395	22% 7 572
Entre 201 et 400H	88	565	44%	49 661	42% -2 743
Sup à 400H	83	507	40%	42 167	36% -4 829
Total	93	1 274	100%	118 223	100% 0

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.3. CONSOMMATION D'ELECTRICITE HAUTE TENSION

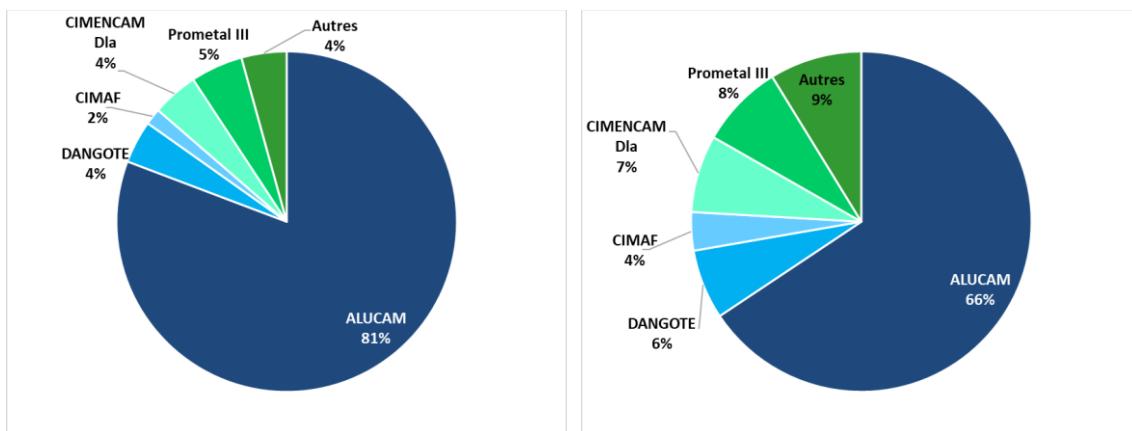
En 2020, 10 clients haute tension ont été facturés par ENEKO, pour un volume consommé total s'élevant à 1 356 MWh.

Un seul client, Alucam, représente à lui seul 81% des volumes consommés par les abonnés HT. En comparaison, le deuxième plus gros consommateur, Prometal, ne représente que 5% des volumes consommés.

Les montants facturés à Alucam représentent 66% des montants facturés. Cette différence significative entre la part des volumes consommés par Alucam et les montants qui lui sont facturés s'expliquent par un prix moyen de vente bas.

En 2020, le prix de vente de l'électricité à Alucam s'est élevé à 14 FCFA/kWh, tandis que les autres clients HT d'ENEKO payaient en moyenne 31 FCFA/kWh.

Figure 15 : Part des volumes consommés (à gauche) et des montants facturés (à droite) aux principaux clients HT en 2020



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

L'historique des volumes consommés par les clients HT révèle une diminution des volumes consommés en 2020 par rapport aux années précédentes. Les volumes consommés s'élevaient à 1 356 MWh en 2020 contre 1 529 MWh en 2017 et 1 481 MWh en 2015, soit respectivement 21% et 16% de moins.

La baisse des volumes consommés HT en 2020 s'explique principalement par le faible niveau consommé sur l'année par le plus gros consommateur, Alucam. En effet, ses consommations se sont élevées à 1 095 MWh en 2020, contre 1 529 MWh en 2017 et 1 481 MWh en 2015, soit respectivement 28% et 26% de moins.

L'analyse des montants facturés en 2017 et 2015 révèlent également qu'Alucam bénéficie de tarifs historiquement bas, lesquels ne dépassent jamais 20 FCFA/kWh. A contrario, les tarifs moyens pratiqués aux autres clients HT se sont élevés à 31 FCFA/kWh en 2020 et 2017 et à 35 FCFA/kWh en 2015.

Tableau 17 : Volumes consommés, montants et prix moyens des clients HT en 2015, 2017 et 2020

Clients	Volumes Consommés (MWh)			Montants Consommés (M FCFA)			Prix moyen (FCFA/kWh)		
	2020	2017	2015	2020	2017	2015	2020	2017	2015
ALUCAM	1 095	1 529	1 481	15 483	29 910	23 065	14,1	19,6	15,6
DANGOTE	55	58	35	1 563	1 648	1 503	28,4	28,2	43,2
CIMAF	21	18	4	859	842	145	40,5	47,1	34,9
CIMENCAM Dla	59	59	50	1 735	1 817	1 657	29,2	31,0	33,1
Prometal III	68	5	-	1 879	23	-	27,8	5,0	
Autres	58	40	38	2 069	1 229	1 140	35,6	30,8	29,8
TOTAL	1 356	1 709	1 608	23 588	35 469	27 510	17,4	20,8	17,1

Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

3.4. COURBES DE CHARGE

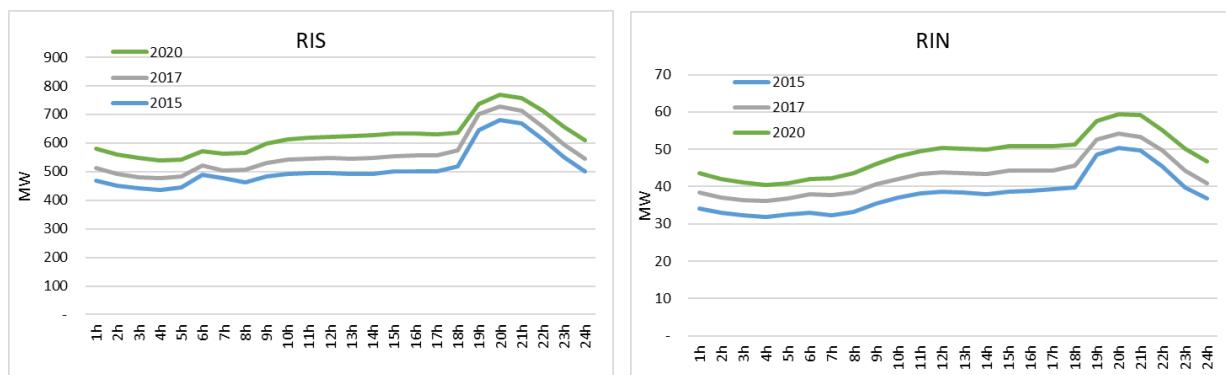
Le système de collecte actuel utilisé par ENEO ne permet pas de disposer des courbes de charge par niveau de tension. L'analyse des courbes de charge globales ne permet pas de tirer des conclusions spécifiques aux comportements de chaque catégorie de consommateurs.

Quel que soit le réseau, et pour les trois années d'observation, la pointe de puissance est atteinte à 20h et le plancher de consommation est atteint pendant la nuit à 4h. La pointe correspond ainsi vraisemblablement à un pic de la consommation résidentielle et ne semble pas soumise aux usages professionnels ou industriels.

Il convient de noter un déplacement des courbes de charge vers le haut, correspondant à une hausse de la consommation. Celle-ci se traduit par une consommation plus élevée en période de pointe et en période de creux :

- En période de pointe, sur le RIS, la puissance maximale atteinte à 20h est passée de 681 à 768 MW entre 2015 et 2020. Sur le RIN, la puissance maximale atteinte à 20h est passée de 50 à 59 MW sur cette même période.
- En période de creux, la puissance minimale atteinte à 4h a également augmenté, passant de 438 MW à 540 sur le RIS et de 32 à 41 MW sur le RIN.

Figure 16 : Evolutions des courbes de charges entre 2015 et 2020 sur le RIS et le RIN



Source : Base de données de facturation d'ENEKO, traitements par Phoenix

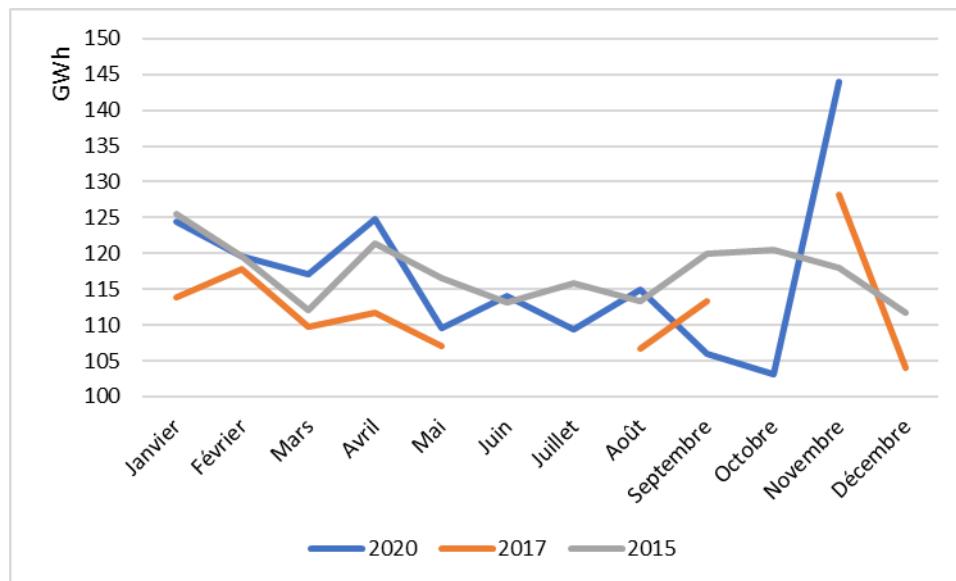
3.5. VARIATIONS SAISONNIERES

Le Cameroun est soumis à plusieurs domaines : domaine équatorial au centre et au sud et domaine tropical au nord :

- Sur les plateaux du Centre et du Sud, on distingue quatre saisons bien tranchées : petite saison des pluies (de mars à juin), petite saison sèche (juillet et août), saison des pluies (de septembre à novembre), grande saison sèche (décembre à février). La zone occidentale (Littoral, montagnes du Sud-Ouest et hauts plateaux de l'Ouest) est marquée par des pluies surabondantes de mars à novembre.
- Le domaine tropical se distingue par des températures élevées et des pluies peu abondantes, de type soit soudanien (une saison pluvieuse de mai à octobre, une saison sèche de novembre à avril), soit sahélien, marqué par des pluies très irrégulières, mais absentes de décembre à mars.

L'analyse des consommations d'électricité mensuelles ne permet pas d'identifier des variations saisonnières marquées au niveau national.

Figure 17 : Consommation d'électricité mensuelle facturée aux abonnés résidentiels BT



4. CHOIX DE REFERENCE

4.1. MODELE DE REGULATION TARIFAIRES

L'approvisionnement en électricité est un service particulier dans la mesure où, en général, la production et l'utilisation doivent être équilibrées, en raison de la difficulté et du coût de stockage de l'électricité⁷. Certains segments de la chaîne de valeur – en particulier les réseaux – sont des monopoles naturels où la concurrence n'est pas économiquement efficiente rendant son introduction difficile. Pour protéger les utilisateurs finaux, les services fournis par ces monopoles doivent être réglementés afin de garantir un niveau de qualité suffisant et à un prix acceptable. Dans d'autres segments de la chaîne de valeur où la concurrence peut être introduite, elle peut encore être difficile à maintenir et nécessiter un contrôle réglementaire étroit. Le service reste, en tout cas, soumis aux décisions des autorités régulatrices.

Ainsi, un des rôles majeurs de l'organisme de régulation est de mettre en œuvre le cadre économique global défini par le cadre réglementaire en vigueur.

La régulation des tarifs de l'électricité peut obéir à différents modèles. Ces modèles peuvent répondre à des objectifs communs mais ont des caractéristiques propres, adaptés à des contextes particuliers. Le défi pour les gouvernements et les régulateurs est de choisir le modèle le plus approprié. Il existe quatre modèles types pour la régulation des tarifs de l'électricité :

1. **Régulation basée sur la rentabilité / coût du service** (Cost of Service Regulation – CoSR) : ce modèle est basé sur l'évaluation des coûts du service et d'un taux de rentabilité acceptable, constituant un « revenu requis » (RR). La grille tarifaire est ensuite établie pour atteindre ce RR.
2. **Régulation basée sur la performance** (Performance Based Regulation – PBR) : ce modèle est également basé sur l'évaluation des coûts du service et d'un taux de rentabilité acceptable, constituant un « revenu requis » (RR). Mais le taux de rentabilité est dépendant d'un ensemble de critères de performance de sorte que les « sur-performances » augmentent la rentabilité et les « sous-performances » la réduisent.
3. **Régulation basée sur les coûts marginaux à long terme** (CmLT) : les tarifs, basés sur les coûts marginaux de long terme, sont établis en fonction des niveaux de tension, des saisons (y compris hydrologiques) et des différents moments du jour, de la semaine, du mois ou d'autres périodes appropriées.
4. **Régulation basée sur le marché** : lorsque des marchés compétitifs existent, les tarifs peuvent être fixés par la concurrence. Cette concurrence peut être « dans » le marché (les tarifs sont fixés par la concurrence entre les fournisseurs et les distributeurs) ou « pour » le marché (des investisseurs soumissionnent à des appels d'offres pour la réalisation d'investissement de production hydroélectriques ou d'énergies renouvelables ou le critère de sélection est tarif de production).

Au Cameroun, **le modèle de régulation tarifaire choisi par les autorités est basé sur l'évaluation du coût du service et d'un taux de rentabilité acceptable, constituant un « revenu requis » (RR), calculé pour un opérateur efficace**. La non-atteinte par l'opérateur régulé du niveau de performance considéré pour le calcul du RR est ainsi implicitement à la charge de l'opérateur.

Le RR à prendre en considération pour la détermination des tarifs a été évalué dans le rapport n°2 de la présente étude.

⁷ Cependant, cette contrainte est en cours d'évolution grâce aux progrès enregistrés récemment sur les techniques de stockage, liées notamment au développement des énergies renouvelables.

4.2. OPTIONS DE TARIFICATION

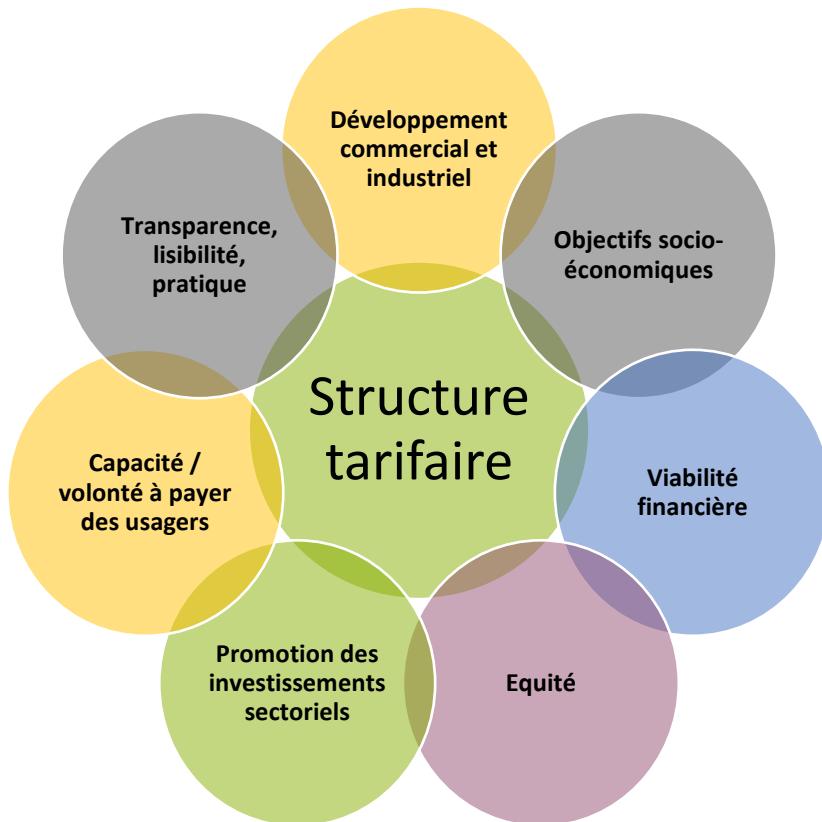
4.2.1. PRINCIPES D'ELABORATION D'UNE STRUCTURE TARIFAIRES

Définir une tarification de l'électricité revient à définir non seulement un niveau de tarifs, dépendant de la stratégie de couverture des coûts retenue, mais également une structure tarifaire répondant aux principes généraux édictés dans le cadre stratégique et juridique sectoriel.

La tarification doit satisfaire à sept principes fondamentaux :

1. être **financièrement viable** et permettre *in fine* de **recouvrir les coûts** de l'approvisionnement de l'ensemble des clients en électricité ;
2. être en phase avec les **objectifs sociaux et économiques du Gouvernement** ;
3. être **équitable** (chaque consommateur paye pour le service qui lui est fourni) ;
4. ne pas entraver le **développement commercial et industriel** du pays ;
5. permettre de correctement **guider les investissements** sur le réseau ;
6. prendre en compte les **capacités à payer** des différentes catégories de consommateurs ;
7. être **transparente, compréhensible** et facilement **utilisable**.

Figure 18 : Principes fondamentaux d'une structure tarifaire



4.2.2. COMPOSANTES DU TARIF DE L'ELECTRICITE

Le coût de l'approvisionnement en électricité est fonction :

- **des prévisions de ventes (GWh)**, qui impactent notamment les coûts d'approvisionnement en combustible ;
- **des prévisions de demande (MW)**, directement liées aux contraintes pesant sur les actifs du système et donc à l'échéance de leur remplacement, de leur consolidation ou de leur réhabilitation ;
- **des coûts propres au raccordement et à l'administration de chaque client** (comptage, facturation, collecte des revenus, etc.).

Le tarif de l'électricité doit tenir compte de l'ensemble de ces composantes de coût du service mais leur transcription sous forme de grille tarifaire peut être différente :

Option 1 : Tarification à 3 composantes

La première option consiste à retranscrire ces trois composantes dans la formulation du tarif final avec :

- un **prix capacatif** exprimé par rapport à la puissance souscrite (kVA) ;
- un **prix énergie** exprimé par rapport à l'énergie consommée (kWh) ;
- une **part fixe**.

Cette option est la plus directe et la plus représentative des différentes composantes du coût. Cependant, elle suppose de disposer de l'ensemble des informations nécessaires pour être établie et, en particulier, la puissance maximale pour chaque abonné, y compris les abonnés basse tension.

Option 2 : Tarification à 2 composantes

Pour des raisons de simplicité et de lisibilité, mais aussi parce qu'une partie des consommateurs basse tension ne sont pas équipés de compteurs permettant de déterminer la puissance maximale de l'usager, le tarif est souvent binomial, avec :

- Une **part fixe** ;
- Un **prix énergie** exprimé par rapport à l'énergie consommée (kWh).

Dans ce cas, l'ensemble des coûts capacitifs est transféré vers les autres composantes du prix.

Option 3 : Tarification à 1 composante

Cette dernière option consiste à ne facturer qu'en fonction de l'énergie consommée. Le tarif n'est ainsi constitué que d'un prix d'énergie, qui s'applique à l'énergie consommée (kWh) ; dans ce cas, les autres composantes du coût du service sont intégralement transférées vers le prix d'énergie. La tarification est ainsi directement proportionnelle à l'usage du service (et pas à sa disponibilité). Elle permet ainsi de préserver les petits consommateurs et d'être directement incitative à la maîtrise de la consommation.

La grille tarifaire actuelle prévoit une tarification à une composante pour les abonnés BT et une tarification à 2 composantes pour les abonnés MT. A ce stade, nous recommandons de maintenir cette structure.

4.2.3. DEFINITION DES CATEGORIES DE CONSOMMATEURS

Un premier critère de différenciation des tarifs est constitué par les catégories de consommateurs. Les catégories de consommateurs sont déterminées en fonction, de tranches de puissances souscrites, de tranches de consommation et de niveau de tension. La formulation et la valeur des composantes du tarif peuvent changer d'un groupe à l'autre.

4.2.3.1. Macro-catégories de consommateurs

Dans un premier temps, la structure tarifaire peut établir des **macro-catégories de consommateurs** qui correspondent à des usages et niveaux de coûts différents. En général, on définit une macro-catégorie par « classe » de niveau de tension (basse, moyenne et haute tension).

Un type d'usage d'électricité est généralement caractérisé par :

- Un **niveau de tension** : plus la tension de raccordement est élevée, moins l'utilisateur utilise de réseaux et moins il génère de pertes sur ceux-ci ;
- Un **type de raccordement** (monophasé ou triphasé) : les consommateurs en triphasé sont moins susceptibles de générer des contraintes de déséquilibre de phase sur le système mais leur coût de raccordement et d'entretien de compteur est plus élevé.
- Un **facteur de charge moyen**⁸ : plus le facteur de charge est élevé, mieux l'utilisateur « rentabilise » la part capacitive de son tarif ;
- Un **facteur de coïncidence**⁹ représentant la contribution de la catégorie à la demande de pointe du système : plus il est élevé, plus les coûts capacitatifs sont élevés.

Les macro-catégories de consommateurs les plus couramment définies sont les suivantes :

- **DOM-BT** : Usage Domestique d'électricité à Basse Tension
- **PRO-BT** : Usage Professionnel ou autre (Privé ou Public) d'électricité à Basse Tension
- **PRO-MT** : Usage Professionnel ou autre (Privé ou Public) d'électricité à Moyenne Tension
- **PRO-HT** : Usage Professionnel ou autre (Privé ou Public) d'électricité à Haute Tension

L'institution de plusieurs catégories, recevant un service similaire mais soumis à une tarification différente, introduit implicitement un mécanisme de subvention d'une macro-catégorie de consommateurs vers une autre macro-catégorie. Il pourrait notamment s'agir de subventionner les consommateurs domestiques par les consommateurs professionnels, ou les consommateurs alimentés en BT par ceux alimentés en MT et/ou HT, les premiers étant tarifés au-dessous de leurs coûts et les seconds au-dessus.

Une telle subvention des consommateurs domestiques par les consommateurs professionnels, destinée à alléger la charge du service sur les ménages, contribue cependant à freiner le développement économique du pays en ajoutant un coût supplémentaire à la fourniture d'électricité aux clients professionnels. Le cas échéant, une subvention des consommateurs

⁸ Le facteur de charge FCh d'une catégorie d'usagers de demande D (MW) au nœud de charge, et dont les ventes contraintes sont égales à V (MWh) est égal à $FCh = V/(D * 8760)$

⁹ Le facteur de coïncidence FCo d'une catégorie d'usagers de demande maximale D (MW) contribuant à hauteur de D' (MW) à la demande de pointe du système est égale à $FCo = D'/D$

domestiques par les consommateurs administratifs fait peser un risque supplémentaire sur la couverture des coûts en raison des risques d'impayés.

En complément, les employés de l'opérateur peuvent constituer une sous-catégorie complémentaire de consommateurs domestiques et bénéficier d'un abattement du tarif de l'électricité.

La structure tarifaire en vigueur est basée sur une catégorisation similaire de consommateurs différencié selon les niveaux de tension (BT, MT, HT) et les usages (résidentiel, non résidentiel ou autre, éclairage public) :

- **DOM-BT**
- **PRO-BT**
- **ECL-BT**
- **PRO-MT**
- **PRO-HT**

A noter que les tarifs de vente d'électricité Haute Tension sont fixés dans le cadre des contrats passés entre ENEO et lesdits abonnés.

4.2.3.2. Sous-catégories de consommateurs

Chaque macro-catégorie peut ensuite être divisée en une ou plusieurs **sous-catégories de consommateurs**. Chaque sous-catégorie est généralement caractérisée par un niveau de consommation minimal et/ou maximal, correspondant à une catégorie sociale ou une capacité/volonté à payer, et peut être caractérisée par un niveau de puissance souscrite minimale et/ou maximale.

Le nombre de sous-catégories par macro-catégorie doit être un juste compromis entre une transcription fidèle de la structure de la demande et une structure tarifaire aussi simple, transparente et efficace que possible.

Pour définir les sous-catégories de consommateurs, nous pouvons faire les observations suivantes :

- La macro-catégorie DOM-BT peut prévoir une sous-catégorie dite « sociale », qui permet un accès « de base » à l'électricité à moindre coût aux ménages aux revenus les plus modestes (en considérant par hypothèse que la consommation d'électricité des ménages est corrélée avec leur niveau de vie) ;
- La macro-catégorie PRO-BT ne peut ignorer l'existence de clients professionnels à revenu et usage limités (commerces de petite taille, petits restaurants, artisans n'utilisant l'électricité qu'à vocation d'éclairage), suggérant la création d'une sous-catégorie correspondant à un usage limité d'électricité ;
- Si les compteurs MT sont capables de mesurer ou contrôler (disjoncteur) la puissance maximale des consommateurs, il est possible de distinguer les consommateurs en fonction de leur puissance souscrite ou appelée ;
- Une distinction entre clients monophasés et triphasés est également possible mais non recommandée, ce choix de raccordement étant un choix plus technique que commercial, fait en général par l'opérateur.

La grille tarifaire en vigueur distingue des sous-catégories de consommateurs BT en fonction du niveau de consommation mensuelle (en kWh).

Tableau 18 : Sous catégories de consommateurs basse tension

En kWh/mois	DOM-BT	PRO-BT	ECL-BT
Tranche 1	0-110	0-110	Tarif unique
Tranche 2	111-400	111-400	
Tranche 3	401-800	401 et plus	
Tranche 4	801 et plus		

Les consommateurs MT sont différenciés en fonction de la puissance souscrite, mais le tarif appliqué est identique pour les différentes catégories.

En MT comme en BT, les tarifs unitaires appliqués aux « petites » consommations sont inférieurs à ceux appliqués aux « grosses » consommations. Implicitement, les plus gros consommateurs subventionnent les plus petits.

4.2.4. DEFINITION D'UNE TARIFICATION SOCIALE

4.2.4.1. Barrière à l'accès à l'électricité

Une tarification sociale a pour objectif de permettre l'accès au service à un coût abordable pour les populations les moins favorisées et, ainsi, de lever une barrière à l'accès au service. Elle doit permettre à l'ensemble de la population, non seulement de se raccorder au réseau électrique par l'application de redevances de raccordement abordables mais aussi de bénéficier d'une alimentation électrique en quantité suffisante à un tarif de consommation et/ou mensuel abordable.

En contrepartie, les consommateurs qui consomment le plus, supposés les plus favorisés, supportent un tarif par unité d'énergie plus élevé. Cette mesure est incitative à la maîtrise des consommations. Cependant, elle introduit un **mécanisme implicite de subventions entre sous-catégories de la même macro-catégorie de consommateurs**.

4.2.4.2. Tranche sociale de consommation

La précarité énergétique est caractérisée par une part élevée des revenus des ménages consacrée aux dépenses d'électricité. Le seuil de revenus au-dessus duquel le ménage peut être considéré comme en situation de précarité énergétique est estimé à 5%. Les ménages disposent souvent d'une importante capacité et volonté à payer le service mais ont aussi une forte sensibilité à un traitement social de leur consommation.

Idéalement, la délimitation d'une tranche sociale de consommation pour les abonnés résidentiels basse tension (DOM-BT) doit correspondre à la satisfaction des besoins domestiques de base en électricité.

Des tranches sociales de délimitation très variées ont été mises en place dans de nombreux pays en développement en général et en Afrique Sub-Saharienne en particulier. En Afrique Sub-Saharienne, la limite haute de cette tranche sociale varie de 15 kWh/mois (Ouganda) à 300 kWh/mois (Zimbabwe). En Ouganda, 15kWh/mois correspond à l'utilisation de deux ampoules

à basse consommation utilisées quelques heures chaque soirée et en matinée. Dans des pays comme le Zimbabwe ou l’Ethiopie, où le mix énergétique est historiquement dominé par l’hydroélectricité, les politiques tarifaires ont incité à la consommation d’électricité non seulement pour l’éclairage mais aussi pour chauffer l’eau et cuisiner.

La tranche sociale peut être *exclusive*, c'est-à-dire ne concerner que les clients dont la consommation mensuelle moyenne est inférieure à la limite haute de la tranche (comme au Ghana, Nigéria, Togo et Burkina Faso), ou *non-exclusive*, c'est-à-dire que tous les clients bénéficient du tarif réduit pour leur première tranche de consommation (comme au Sierra Leone, Sénégal, Jamaïque et Népal). Au Cameroun, les tranches de consommation sont exclusives.

Dans ce large spectre, la problématique consiste à définir ce que représente un « besoin minimal en électricité » dans le contexte de chaque pays.

En se basant sur une utilisation minimale d'appareils tels que des ampoules 40W, un petit réfrigérateur, une radio, un petit poste de télévision, un fer à repasser, des valeurs de consommation entre 30 et 100 kWh/mois ont été obtenues.

Des études réalisées dans le cadre de l’initiative SE4All (Sustainable Energy for All) et publiées dans le rapport « Global Tracking Framework » (2013) conduisent à définir un profil-type de consommation d'un client dans une tranche de consommation limitée à 30 kWh/mois, rejoignant ainsi les avis de la Banque Mondiale, recommandant de limiter la tranche sociale à 30 kWh/mois.

Le profil-type de consommation « minimale » est ajusté pour tenir compte des modes de consommation spécifiques même si cela ne s'appuie sur aucune donnée d'enquête quantitative. Le seuil de la tranche sociale est ainsi fixé à 40 kWh/mois.

Tableau 19 : Profil-type de consommation d’électricité « de base »

Usage	Puissance (W)	Utilisation (h/j)	Consommation (kWh/an/client)	Consommation (kWh/mois/client)
Eclairage (2 ou 3 ampoules)	150	6	328,5	27,4
Radio	5	6	11,0	0,9
Télévision	20	6	43,8	3,7
Chargeur de téléphone	5	2	3,7	0,3
Ventilateur	45	4	65,7	5,5
Total	225		453	38

L’analyse de la base de données de facturation de ENEO (cf. Chapitre précédent) montre que ce seuil de 40 kWh correspond approximativement à celui du 4ème décile. **Environ 40% des abonnés résidentiels basse tension consomment moins de 40 kWh/mois et seraient donc concernés par une tarification sociale limitée à ce seuil. A titre de comparaison, 74% des abonnés sont concernés par l’application de l’actuelle tranche 1 de tarification dont le seuil est fixé à 110 kWh/mois.**

4.2.4.3. Composante fixe du tarif

La composante fixe du tarif a pour vocation à couvrir les coûts fixes du service, correspondant à la disponibilité du service, indépendamment du niveau de consommation. Elle est généralement assimilée à la redevance de location du compteur, restant propriété de l’opérateur.

La composante fixe du tarif peut constituer une part importante du prix de l'électricité notamment pour le petit consommateur qui bénéficie d'une tarification sociale de consommation.

Selon la tarification en vigueur, aucune redevance fixe n'est appliquée aux consommateurs BT et une prime mensuelle de 3.700 FCFA/mois est appliquée aux consommateurs MT.

Il peut être envisagé d'appliquer une redevance fixe réduite pour les petits consommateurs domestiques ou professionnels. Compte tenu de leur faible consommation, la part fixe appliquée aux petits consommateurs pourrait représenter une part importante de leur tarif et annuller l'intérêt d'une tranche sociale. Par ailleurs, le tarif résultant ne serait alors pas assez incitatif à une consommation modérée de l'électricité. Le manque à gagner résultant de l'exonération de cette sous-catégorie est alors compensé par la part fixe des autres catégories de consommateurs.

4.2.5. DEFINITION DE TRANCHES DE CONSOMMATION

Au-delà de cette tranche sociale, d'autres tranches de consommation peuvent être définies de manière à permettre la couverture des coûts du service.

Schématiquement, on peut considérer :

- Une tranche sociale bénéficiant d'un tarif inférieur au coût du service ;
- Une tranche intermédiaire tarifée au niveau du coût du service ;
- Une tranche supérieure tarifée au-dessus du coût du service de manière à dégager des ressources suffisantes pour subventionner la tranche sociale.

Ces tranches peuvent être exclusives, comme c'est le cas aujourd'hui ou non-exclusives, c'est-à-dire que chaque consommateur bénéficie des mêmes tarifs jusqu'à concurrence de sa tranche de consommation.

Nous proposons de ne pas modifier le nombre de tranches actuelles et de continuer à les appliquer de manière exclusive.

4.2.6. PERTINENCE D'UNE TARIFICATION DUALE

Des systèmes de tarification sont basés sur le principe du « double tarif » présentant un prix différent à des heures dites « pleines » et à des heures dites « creuses ». Elles se réfèrent respectivement aux heures de forte et moyenne demande (pleines) ou de faible demande (creuses).

En effet, la consommation d'électricité varie selon l'heure de la journée en fonction des activités des entreprises et des ménages. Généralement, les heures pleines sont durant la journée, durant laquelle la consommation est tirée par les activités industrielles, et les heures creuses sont durant la nuit. Les moyens de production sollicités pour répondre instantanément à cette demande étant activés selon logique d'ordre de mérite, plus la consommation électrique est forte à un moment donné, plus l'électricité est coûteuse à produire.

Pour répercuter cette variation des coûts sur le tarif au consommateur et, également, l'inciter à maîtriser sa consommation aux heures pleines, des systèmes tarifaires proposent des options de différenciation temporelle, la consommation aux heures pleines étant facturée à un prix plus élevé que la consommation aux heures creuses.

Dans le cas du Cameroun, la courbe de charge montre que la période de pointe se situe essentiellement en soirée, tirée par les consommations résidentielles basse tension. Appliquer une tarification plus élevée à la consommation basse tension durant ces périodes de pointe reviendrait à renchérir l'accès à l'électricité des usagers résidentiels, dont la consommation est peu « transférable », et à pénaliser la consommation résidentielle. Un tel mécanisme appliqué aux tarifs basse tension irait à l'encontre de l'objectif de limitation de l'impact des ajustements tarifaires sur les ménages. Il pourrait être proposé pour les consommations moyenne et haute tension. Cependant, les courbes de charges pour ces niveaux de tension ne nous ont pas été communiquées et, ainsi, nous n'avons pas pu définir les plages horaires correspondant aux périodes de pointe.

4.2.7. PERTINENCE D'UNE TARIFICATION SAISONNIÈRE

L'analyse de la facturation a montré l'absence de variation saisonnière marquée de la consommation. De même, il n'a pas été possible d'identifier des variations significatives du coûts du service entre les saisons.

En outre, une tarification saisonnière, dans un contexte ne permettant pas de basculer sa consommation d'une saison à l'autre, est difficile à justifier pour le consommateur.

Dès lors, la mise en place d'une tarification saisonnière ne paraît pas opportune.

4.2.8. PÉREQUATION GÉOGRAPHIQUE DES TARIFS

Les conditions de fourniture du service peuvent varier entre les différentes régions du pays et générer des coûts hétérogènes.

Une tarification basée sur une stricte couverture des coûts conduirait à des systèmes de tarification différents entre les régions, reflétant les différents coûts de fourniture du service. Cependant, nous considérons que des tarifs différenciés par région introduiraient non seulement une complexité importante dans les mécanismes de tarification mais également serait difficilement compréhensible par les consommateurs et généreraient une iniquité entre les consommateurs selon leur localisation sur le territoire.

La poursuite de la péréquation des tarifs de l'électricité appliqués sur l'ensemble du périmètre couvert par ENEO est donc privilégiée, conformément au souhait des autorités camerounaises de préserver la solidarité nationale.

4.2.9. COUVERTURE DES COUTS ET SUBVENTION DE L'ETAT

La couverture totale des coûts du service par les tarifs constitue un des objectifs majeurs de l'ajustement tarifaire. L'équilibre financier global du service devra ainsi être atteint sans recourir aux subventions de l'Etat.

Cependant, des subventions croisées entre différences catégories de consommateurs peuvent être tolérées pour répondre à des objectifs politiques du Gouvernement en termes notamment d'équité sociale ou de développement économique.

Des subventions croisées entre les sous-catégories d'une même macro-catégorie de consommateurs (subventions intra-macro-catégories) sont permises par l'introduction de tranches de consommation. En principe, les « gros » consommateurs, soumis à une tarification supérieure aux coûts du service, subventionnent les « petits » consommateurs qui bénéficient

d'une tarification inférieure aux coûts du service. Il est proposé de maintenir ce principe, en vigueur dans la tarification actuelle.

Des subventions inter-macro-catégories sont également possibles, certaines macro-catégories de consommateurs, bénéficiant d'un tarif inférieur aux coûts du service, étant alors subventionnées par les autres macro-catégories. En l'état actuel, les consommateurs BT et MT subventionnent les consommateurs HT, en particulier ALUCAM qui bénéficie d'un tarif nettement inférieur aux coûts du service. Cette situation, si elle peut se justifier en termes d'objectifs de développement économique est peu équitable d'un point de vue social. L'application d'un tarif couvrant les coûts aux consommateurs HT permettrait de réduire la subvention et donc les tarifs appliqués aux consommateurs BT et MT. Deux options sont étudiées : maintien ou suppression de la subvention inter-macro-catégories.

Un ajustement immédiat des tarifs au niveau des coûts permettra d'obtenir un équilibre financier sans délai et ne pas accumuler de déficit ou d'excédent tarifaire et/ou de subventions croisées entre consommateurs. Cependant, un tel ajustement immédiat risque de ne pas être acceptable et supportable par certaines catégories de consommateurs tant pour des raisons sociales que pour des raisons de développement économique. Un ajustement progressif des tarifs pour atteindre l'objectif à une date donnée est recommandé et sera développé dans la Tâche 5. Cela suppose de respecter une transition et un échéancier de révision annuel des tarifs.

5. SCENARIOS TARIFAIRES

5.1. OBJECTIFS ET METHODE

L'objectif général est de définir des grilles tarifaires qui, en appliquant la distribution de la consommation, permettent d'atteindre un tarif moyen global égal au coût global du service.

Cet objectif peut être obtenu par différentes combinaisons de tranches/tarifs pour chacune des macro-catégories de consommateurs. Ces combinaisons constituent chacune des scénarios tarifaires.

Les scénarios sont testés dans un modèle de simulation tarifaire, développé spécifiquement. Il vise à tester les scénarios tarifaires sur les distributions des consommations, en cohérence avec le prix d'équilibre issu du modèle financier établi dans le rapport de tâche 2. Le modèle possède une structure unique mais est adapté à chaque structure tarifaire testée.

Il s'appuie sur les projections de la demande et leur répartition par catégorie de consommateurs et niveau de tension, les projections de coût du service par segment et par niveau de tension et, enfin, sur les projections de distribution de la demande de chaque catégorie de consommateurs.

Ensuite, il s'agira de définir l'impact de la mise en œuvre de ces grilles tarifaires sur la couverture des coûts avant l'atteinte de l'équilibre et sur le niveau des factures. Le cas échéant, des mesures spécifiques seront proposées pour la période transitoire.

5.2. MODELE DE SIMULATION TARIFAIRES

5.2.1. PROJECTION DE LA DEMANDE

Le modèle de simulation tarifaire utilise des données provenant :

- des données commerciales issues de la base de données de facturation d'ENEKO (pour les années 2015, 2017 et 2020) pour l'analyse de la distribution de la consommation des différentes catégories de consommateurs ;
- des projections de la demande par type d'abonnés jusqu'en 2030, année cible de l'étude tarifaire, issues du modèle de projection de la demande établi par le MINEE.

Les volumes facturés en 2030 sont estimés à 13 557 GWh, toutes catégories d'abonnés confondues, dont 4 326 GWh pour les usages résidentiels basse tension et 1 418 GWh pour les usages non résidentiels basse tension. Les volumes moyenne tension facturés atteindront 2 783 GWh en 2030 et les volumes haute tension 4 423 GWh (dont 1 500 GWh pour ALUCAM).

Tableau 20 : Projection de la demande par catégorie d'abonnés à l'horizon 2030

GWh/an	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BT – Usages résidentiels	2 003	2 096	2 363	2 620	2 886	3 499	3 460	4 340	4 326
BT – Autres usages ou non résidentiels	616	653	746	814	910	1 121	1 128	1 440	1 418
BT – Eclairage Public	134	154	192	228	277	372	407	565	606
MT – Moyenne industrie	1 210	1 281	1 463	1 598	1 787	2 201	2 213	2 825	2 783
HT – Grande Industrie	354	440	590	755	991	1 431	1 689	2 529	2 923
HT – Métallurgie ALUCAM	1 126	1 114	1 188	1 212	1 265	1 456	1 367	1 630	1 500
Total	5 442	5 738	6 541	7 226	8 116	10 079	10 263	13 329	13 557

Source : Calculs Phoenix, données issues du R2 – Détermination des Revenus Requis et de leurs formules d'ajustement

Les projections du nombre d'abonnés n'ont pas été fournies par le MINEE. Le nombre d'abonnés basse et moyenne tension à l'horizon 2030 a donc été projeté à partir des projections de la demande, sur la base d'hypothèses.

Par hypothèse, il a été considéré que les consommations unitaires pour chaque niveau de tension continuaient à se réduire au rythme observé sur la période 2015-2020. Le nombre d'abonnés a été obtenu comme le rapport entre les volumes consommés et les consommations unitaires de chaque catégorie d'abonnés.

Tableau 21 : Estimation du nombre de raccordements par an à l'horizon 2030

Catégorie d'abonnés	Unité	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Usage Résidentiels										
Volumes facturés	GWh	2 003	2 096	2 363	2 620	2 886	3 499	3 460	4 340	4 326
Conso unitaire	kWh/mois	91	86	82	77	73	69	65	62	58
TCAM	%	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-5,5%
Abonnements	1000 ab.	1 830	2 026	2 416	2 833	3 301	4 232	4 427	5 873	6 191
Autres usages et usages résidentiels										
Volumes facturés	GWh	616	653	746	814	910	1 121	1 128	1 440	1 418
Conso unitaire	kWh/mois	292	268	245	225	206	189	173	158	145
TCAM	%	-8,4%	-8,4%	-8,4%	-8,4%	-8,4%	-8,4%	-8,4%	-8,4%	-8,4%
Abonnements	1000 ab.	176	203	253	302	369	495	544	758	815
Moyenne Tension										
Volumes facturés	GWh	1 210	1 281	1 463	1 598	1 787	2 201	2 213	2 825	2 783
Conso unitaire	kWh/mois	49 575	49 356	49 137	48 920	48 703	48 487	48 273	48 059	47 846
TCAM	%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%
Abonnements	1000 ab.	2	2	2	3	3	4	4	5	5

5.2.2. PROJECTION DU COUT DU SERVICE

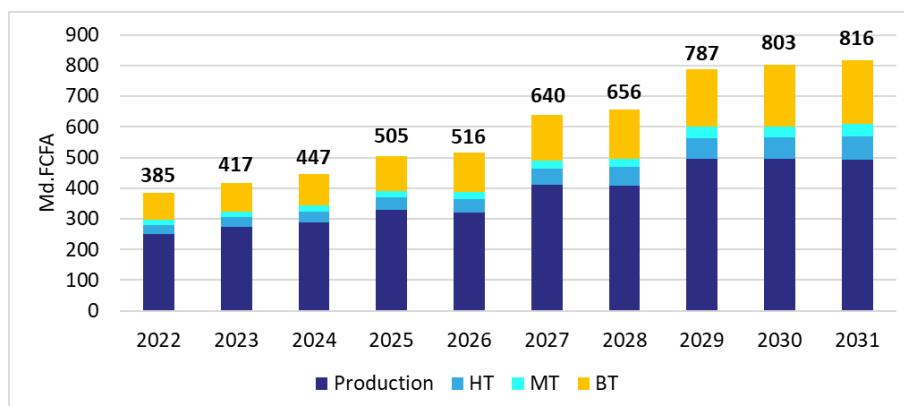
La couverture des coûts du service est un objectif majeur de l'ajustement tarifaire. L'étude et la projection des coûts par segment (production, réseau HT, réseau MT, réseau BT) ont fait l'objet du rapport n°2 (Détermination des revenus requis et leurs formules d'ajustement).

Le coût global s'accroitra dans la prochaine décennie en lien avec la croissance de l'activité. De 385 Md. FCFA en 2022, il passera à 640 Md. FCFA en 2027 et à 816 Md. FCFA en 2031. Les coûts de production restent prédominants (251 Md. FCFA en 2022, 494 Md. FCFA en 2031) mais leur part se réduit (de 65% à 61% du total). Les coûts de distributions sont multipliés par 2,4 sur la période (de 134 Md. FCFA à 322 Md. FCFA) pour représenter jusqu'à plus d'un tiers du coût total.

Tableau 22 : Coûts du service de l'électricité par segment

En Md. FCFA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Production	250,5	274,5	289,4	328,7	319,5	410,3	409,5	495,8	495,0	494,0
HT	29,9	30,8	34,5	40,0	44,7	52,8	59,0	66,9	70,6	74,2
MT	17,4	17,8	19,4	20,5	22,2	26,6	26,3	38,6	35,1	41,6
BT	87,0	94,2	104,0	115,6	129,3	150,1	161,4	186,2	202,4	206,4
Global	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1	816,3

Figure 19 : Coûts du service de l'électricité par segment



Les coûts de production, HT, MT et BT sont affectés à chaque service (fourniture d'électricité HT, MT et BT) au prorata de leur usage de chaque segment. Les usages sont en fonction de la répartition des ventes prévisionnelles communiquées par le Ministère. La demande BT reste largement prédominante (51% en 2022, 47% en 2030).

Tableau 23 : Demande prévisionnelle d'électricité par niveau de tension

En GWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
BT	2 753	2 903	3 300	3 662	4 074	4 992	4 994	6 345	6 350	6 224
MT	1 210	1 281	1 463	1 598	1 787	2 201	2 213	2 825	2 783	2 740
HT	1 480	1 554	1 778	1 967	2 256	2 887	3 056	4 159	4 423	4 756
Global	5 442	5 738	6 541	7 226	8 116	10 079	10 263	13 329	13 557	13 720

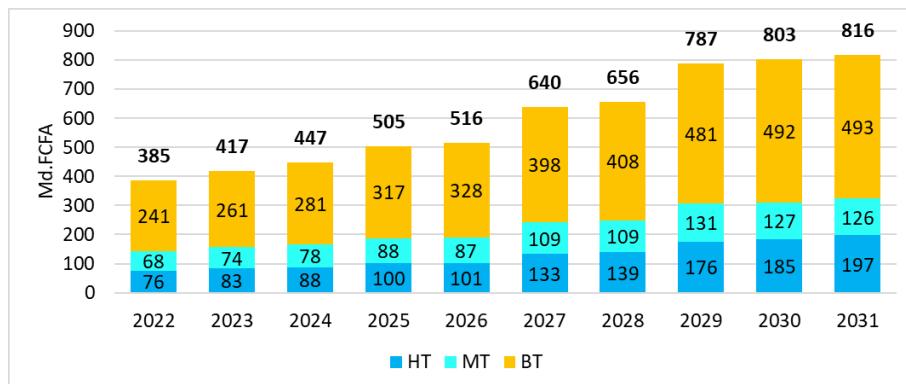
Source : MINEE

En conséquence, la majeure partie du coût est consacrée à l'approvisionnement en électricité BT : 60% en 2022 et 70% en 2031.

Tableau 24 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension

En Md. FCFA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
HT	76,2	82,7	88,0	100,3	101,2	132,6	139,5	175,6	184,5	197,0
MT	67,6	73,6	78,4	87,7	87,0	109,2	109,1	131,2	126,8	126,2
BT	240,9	261,0	280,9	316,7	327,5	397,9	407,6	480,7	491,7	493,1
Global	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1	816,3

Figure 20 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension



Les coûts unitaires par niveau de tension sont obtenus en rapportant les coûts du service par niveau de tension à la demande prévisionnelle.

Le coût unitaire global augmente jusqu'à 69,8 FCFA/kWh en 2025 où il commence à se réduire progressivement jusqu'à 59,5 FCFA/kWh en 2031. Les coûts d'approvisionnement en électricité BT, MT et HT suivent la même évolution pour atteindre respectivement 79,2, 46,1 et 41,4, FCFA/kWh.

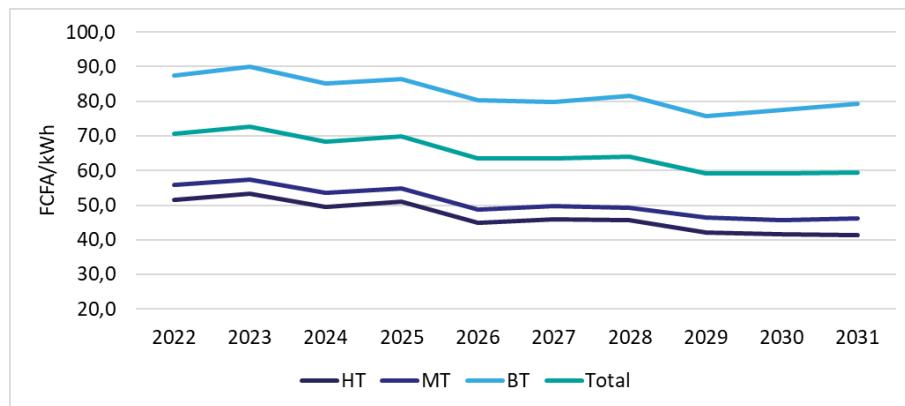
Nous avons choisi les coûts d'approvisionnement 2025 comme objectifs de coûts à couvrir par les scénarios tarifaires¹⁰.

Tableau 25 : Coûts unitaires du service de l'électricité par niveau de tension

En FCFA/kWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
HT	51,5	53,2	49,5	51,0	44,9	45,9	45,6	42,2	41,7	41,4
MT	55,9	57,5	53,6	54,9	48,7	49,6	49,3	46,4	45,6	46,1
BT	87,5	89,9	85,1	86,5	80,4	79,7	81,6	75,8	77,4	79,2
Global	70,7	72,7	68,4	69,8	63,5	63,5	63,9	59,1	59,2	59,5

¹⁰ Les niveaux indiqués étant en monnaie constante, il sera toujours possible au-delà de 2025 de geler la valeur nominale des tarifs de façon à accompagner la baisse des coûts ultérieure.

Figure 21 : Coûts unitaire du service de l'électricité par niveau de tension



En rapprochant ces coûts du service aux tarifs moyens 2020 évalués précédemment, on observe que (i) les consommateurs HT sont subventionnés en bénéficiant d'un tarif inférieur au coût du service, (ii) les consommateurs MT supportent un tarif supérieur au coût du service ; (iii) les consommateurs BT bénéficient d'un tarif proche du coût du service, inférieur au coût du service en début de période (jusqu'en 2028) mais supérieur en fin de période.

Tableau 26: Tarifs moyens 2020

En FCFA HT/kWh	Tarifs moyens 2020
Basse Tension	78,8
Usages résidentiels	73,8
Autres usages ou non résidentiels	95,6
Eclairage Public	66,0
Moyenne Tension	83,5
Haute Tension	19,2
ALUCAM	14,1
Autres HT	31,0

5.2.3. PROJECTION DE LA DISTRIBUTION DE LA CONSOMMATION

5.2.3.1. Abonnés résidentiels basse tension

L'analyse des données de facturation montre une déformation régulière de la distribution de la consommation des abonnés résidentiels basse tension par niveau, la part des « petits » consommateurs augmentant au détriment des « gros » consommateurs. Notamment, la proportion d'abonnés consommant entre 0 et 30 kWh/mois augmente au détriment de celle des abonnés consommant plus de 30 kWh/mois.

La distribution des factures et consommations des abonnés résidentiels basse tension a été projetée sur la période 2022-2030 en tenant compte de cette déformation.

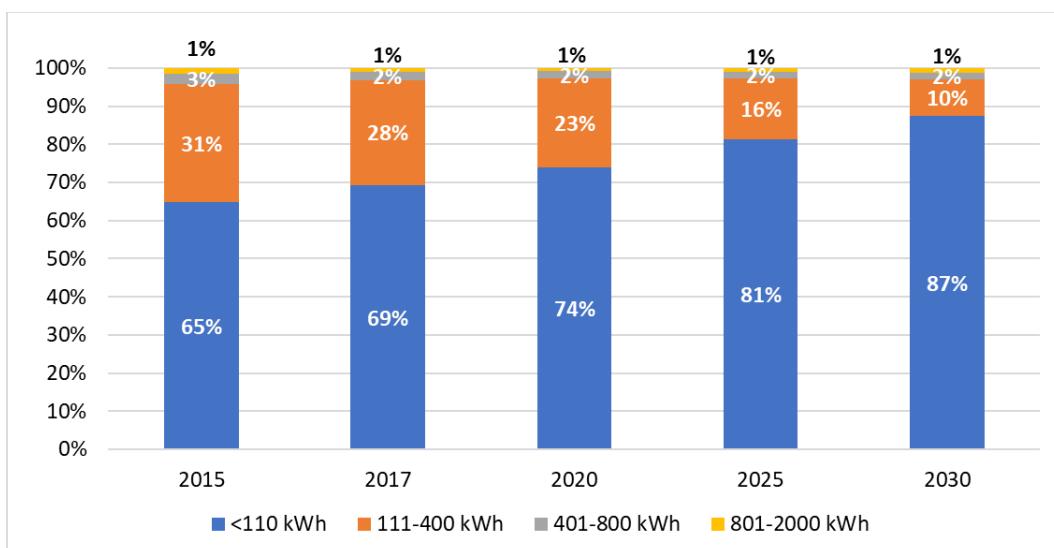
La méthode employée consiste à estimer chaque année la distribution des factures des abonnés par rapport à l'évolution de la distribution des abonnés sur la période observée précédemment. Il a été projeté les coefficients de variation annuelle de la proportion du nombre de factures f d'abonnés résidentiels correspondant à chaque consommation c , puis la moyenne sur la période 2015 - 2020 de ces variations :

$$\forall c, k_c = TCAM_{2015-2020} = \left(\frac{f_{c,2020}}{f_{tot,2020}} / \frac{f_{c,2015}}{f_{tot,2015}} \right)^{1/(2020-2015)} - 1$$

On considère donc ces coefficients k_c de variation de la part du nombre de factures pour le niveau de consommation c afin de projeter l'évolution de la distribution des factures entre 2022 et 2030.

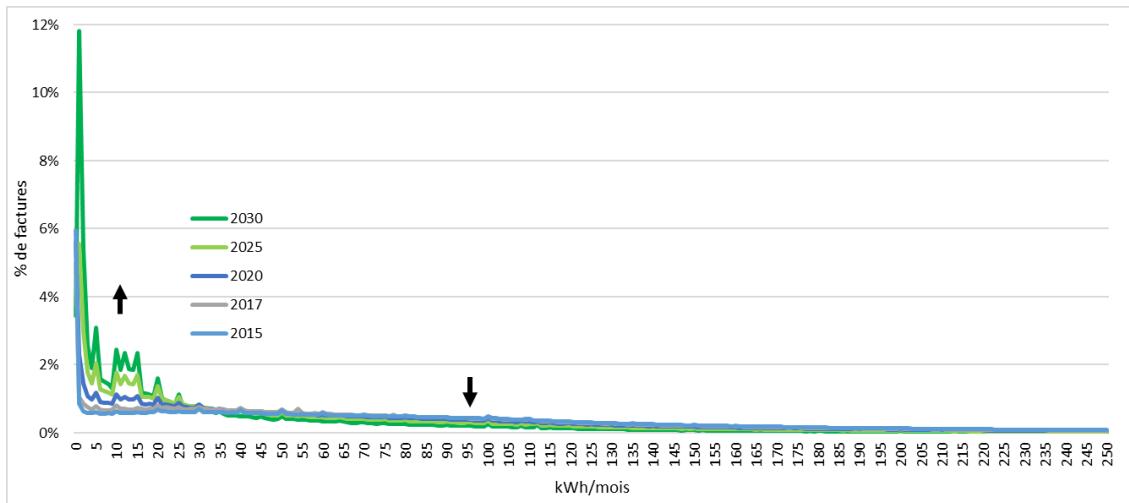
Enfin, pour chaque année projetée, un ajustement du nombre total de factures est effectué. D'une part, tout en gardant une distribution similaire de la répartition projetée des factures, le nombre total de factures est estimé de manière que la consommation totale calculée corresponde bien aux projections du MINEE, c'est-à-dire pour toute année t , $\sum_c c \cdot f_{c,t} = C_{tot,t}$. D'autre part, on s'assure que l'on garde bien une somme de coefficients de distribution unitaire, c'est-à-dire pour toute année t et consommation c , $\sum_c f_{c,t} = 1$.

Figure 22 : Répartition du nombre de factures des abonnés résidentiels par tranche de consommation



Globalement, la tendance observée entre 2015 et 2020 est poursuivie jusqu'à 2030. En 2030, 87% des factures émises correspondent à des consommations dans la tranche 1 (0-110 kWh/mois), et à peine plus de 3% sont dans les tranches 3 et 4 (plus de 400 kWh/mois). Ces modifications se traduisent par un léger déplacement de la courbe de répartition des factures des abonnés résidentiels vers les tranches basses. Ce phénomène est très progressif et relativement lent, mais pourrait tout de même impacter les ressources d'ENEKO de manière non négligeable.

Figure 23 : Evolution de la distribution des factures des abonnés résidentiels



5.2.3.2. Abonnés non-résidentiels basse tension

Une déformation de la distribution de la consommation des abonnés non-résidentiel basse tension a également été constatée sur les dernières années. Celle-ci se traduit par une proportion croissante d'abonnés consommant de faibles quantités d'électricité, situées entre 0 et 60 kWh/mois.

La même méthode que pour les abonnés résidentiels a été appliquée pour projeter la distribution des consommations des abonnés non résidentiels basse tension en tenant compte de cette déformation.

Globalement, la continuation de la tendance observée entre 2015 et 2020 a été projetée jusqu'en 2030. Ainsi, en 2030, 75% des factures émises correspondent à des consommations de la tranche 1 (0-110 kWh/mois), et seulement 25% sont dans les tranches 2 et 3 (plus de 110 kWh/mois)

Figure 24 : Répartition du nombre de factures des abonnés non résidentiels par tranche de consommation

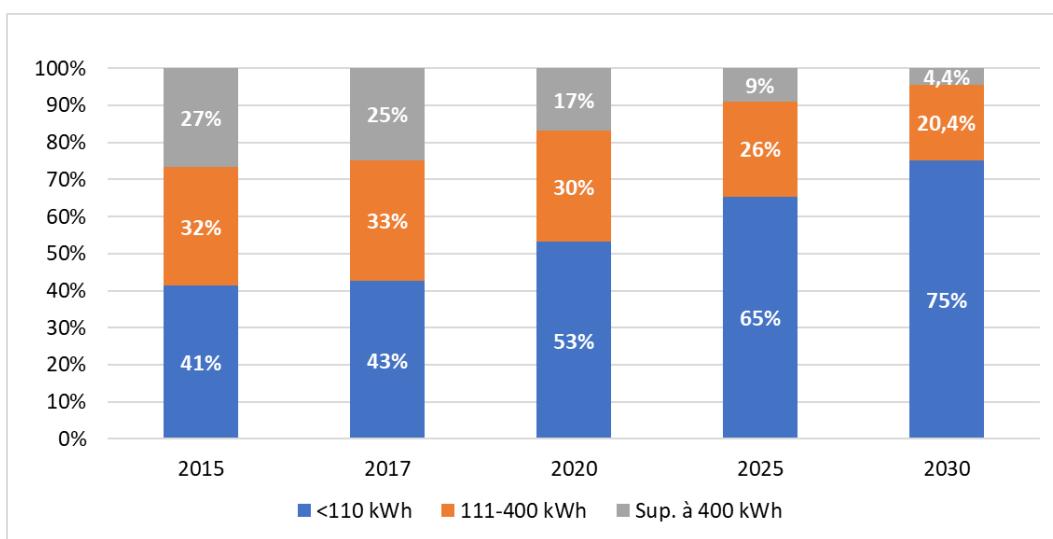
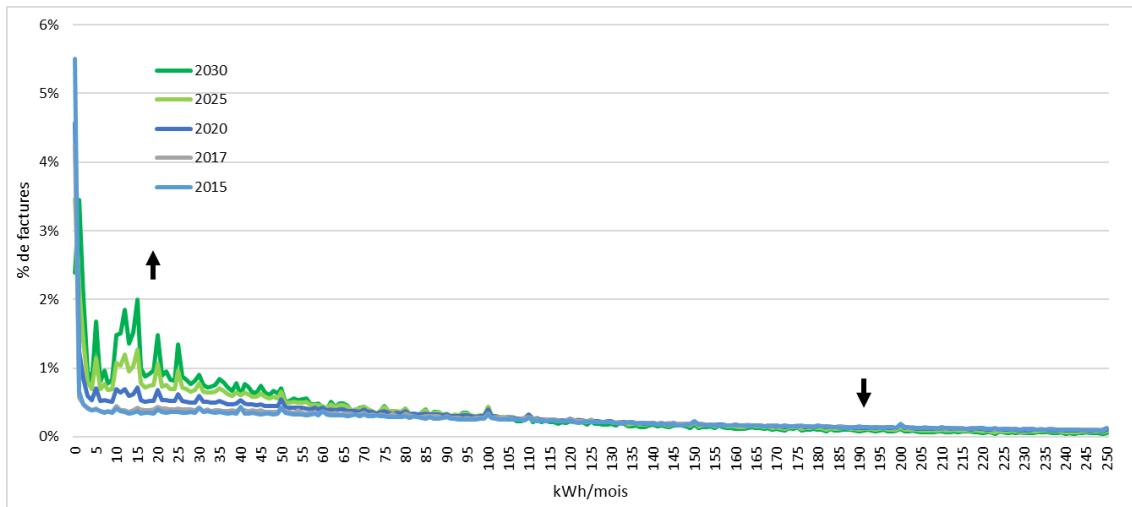


Figure 25 : Evolution de la distribution des factures des abonnés non résidentiels

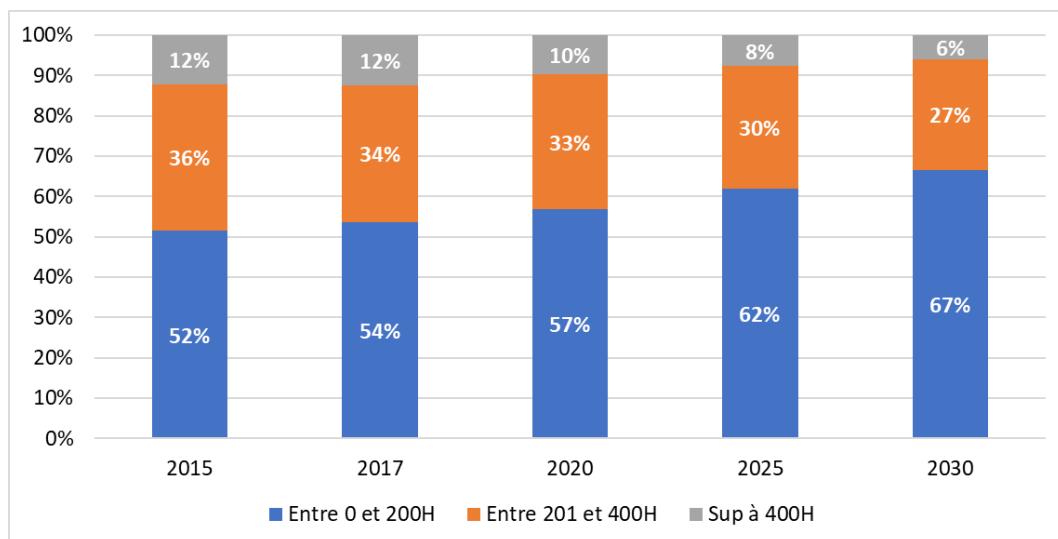


5.2.3.3. Abonnés moyenne tension

Une méthode similaire à la projection des abonnements basse tension a été appliquée pour projeter la distribution des abonnés moyenne tension en tenant compte de la déformation de la distribution des consommations selon le nombre d'heures d'utilisation mensuelle.

Ainsi, en 2030, les factures émises au tarif de la première tranche représentent 67% des volumes totaux alors que celles émises au tarif de la troisième tranche représentent seulement 6% des factures totales.

Figure 26 : Répartition du nombre de factures des abonnés moyenne tension par tranche d'heures d'utilisation



5.3. CHOIX DE REFERENCE ET SCENARIOS TARIFAIRES

Les choix de référence sur les principes de tarification sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 27 : Choix de référence

Composantes du tarif	<ul style="list-style-type: none"> • BT : 1 composante (énergie) • MT : 2 composantes (fixe + énergie) • HT: tarifs négociés
Macro-catégories de consommateurs	5 macro-catégories : <ul style="list-style-type: none"> • DOM-BT • PRO-BT • ECL-BT • PRO-MT • PRO-HT
Sous-catégories de consommateurs	<ul style="list-style-type: none"> • DOM-BT : 4 tranches de consommation • PRO-BT : 3 tranches de consommation • ECL-BT : Tranche unique • PRO-MT : 3 tranches de puissance souscrite • PRO-HT tarifs négocié
Tarification sociale	<ul style="list-style-type: none"> • Option 1 : 0-110 kWh/mois exclusif • Option 2 : 0-40 kWh/mois exclusif
Heures Pleines / Creuses	Non
Péréquation nationale	Oui
Tarification saisonnière	Non
Couverture des coûts	<p>Couverture globale des coûts (en 2025)</p> <p>Subventions croisées intra-macro-catégories (tranches)</p> <p>Limitation des subventions croisées inter-macro-catégories</p>

La grille tarifaire qui résulte de ces choix de référence est ci-dessous. Il convient de définir les plages des tranches de tarification et les tarifs correspondant répondant aux choix de référence, constituant les scénarios tarifaires.

Tableau 28 : Grille tarifaire

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1		
Tranche 2		
Tranche 3		
Tranche 4		

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1		
Tranche 2		
Tranche 3		

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	

PRO-MT	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle		
0-200 h		
201-400h		
400h-		

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	
Autres abonnés	

Sur la base des choix de référence présentés au chapitre 4 et des échanges avec la Banque mondiale, quatre scénarios tarifaires sont proposés :

- **Statu quo** : ni la structure tarifaire, ni les tarifs ne sont modifiés. L'augmentation projetée de la consommation et la variation de la distribution des consommations modifient le tarif moyen global et les tarifs moyens pour chaque macro-catégorie et sous-catégories de consommation.
- **Scénario 1 (ajustement des tarifs MT et HT au coût du service)** : Dans ce scénario, les tarifs des consommateurs MT et HT sont ajustés à leurs coûts. Les tarifs des BT sont inchangés autant en termes tranches de consommation qu'en terme de hiérarchisation des tarifs.
- **Scénario 2 (gel du tarif de la tranche sociale)** : Dans ce scénario, il est de nouveau considéré que chaque macro-catégorie (BT, MT, HT) est tarifée au niveau de son coût. Seul le tarif fixé pour la tranche 1 dite « sociale » des abonnés domestiques BT (consommation mensuelle inférieur à 110 kWh) est inchangé.
- **Scénario 3 (ajustements des tarifs pour les factures supérieures à 400 kWh seulement)** : Dans ce scénario, il est de nouveau considéré que chaque macro-catégorie (BT, MT, HT) est tarifée au niveau de son coût. Cependant, pour les abonnés BT, il est considéré que seuls les tarifs des abonnés consommant plus de 400 kWh/mois augmentent de manière à refléter les coûts du service. Les tarifs des abonnés consommant moins de 400 kWh sont donc inchangés.

5.4. SCENARIOS TARIFAIRES

5.4.1. STATU QUO

5.4.1.1. Tarifs et structure tarifaire appliqués

Dans ce scénario, la structure tarifaire et les tarifs appliqués à toutes les catégories de consommateurs demeurent inchangés. Le revenu annuel collectable (RAC) augmente avec l'augmentation projetée de la consommation et la variation de la distribution des consommations. Le tarif moyen global et les tarifs moyens pour chaque macro-catégorie et sous-catégorie de consommation évoluent également en fonction de la modification de la distribution des consommations.

En 2025, le tarif moyen global atteint 64,8 FCFA/kWh, inférieur au coût du service projeté (69,8 FCFA/kWh), conduisant à un déficit de -36,7 Md. FCFA.

Comparativement aux coûts du service, les abonnés haute tension supportent un tarif inférieur : leur tarif moyen appliqué est de 20,6 FCFA/kWh contre un coût du service de 51,0 FCFA/kWh. Ils bénéficieront d'une subvention moyenne de 30,4 FCFA/kWh en 2025, soit 59,8 Md. FCFA au total.

Les abonnés basse tension supportent également un tarif moyen inférieur à leur coût : leur tarif moyen appliqué est de 78,8 FCFA/kWh contre un coût du service de 86,5 FCFA/kWh. Ils bénéficient d'une subvention de 8,3 FCFA/kWh, soit 30,4 Md. FCFA au total.

Les abonnés moyenne tension sont les seuls à supporter des tarifs moyens supérieurs à leurs coûts du service et donc à subventionner les autres catégories, avec un tarif moyen appliqué à 88,4 FCFA/kWh en 2025 contre un coût moyen de 54,9 FCFA/kWh conduisant à un transfert de 53,5 Md. FCFA vers les autres catégories de consommateurs.

Au global, les subventions des abonnés MT ne sont pas suffisantes pour couvrir les coûts des autres catégories d'abonnés. Il en résulte un déficit global du secteur de 5,1 FCFA/kWh, soit 37,6 Md. FCFA au total en 2025.

Tableau 29 : Statu Quo – Comparaison des tarifs et des coûts en 2025

	Tarifs moyens FCFA HT/kWh	Volumes Facturés		Montants facturés HT Md. FCFA		Coût du service FCFA/kWh	Subvention FCFA/kWh Md. FCFA	
		GWh	%	%	Md. FCFA		Md. FCFA	Md. FCFA
Basse Tension	78,2	3 662	51%	286,3	61%	86,5	8,3	30,4
Résidentiels	73,8	2 620	36%	193,4	41%			
Non résidentiels	95,6	814	11%	77,9	17%			
Eclairage Public	66,0	228	3%	15,0	3%			
Moyenne Tension	88,4	1 598	22%	141,2	30%	54,9	-33,5	-53,5
Haute Tension	20,6	1 967	27%	40,5	9%	51,0	30,4	59,8
Global	64,8	7 226	100%	468,0	100%	69,8	5,1	36,7

Tableau 30 : Statu Quo – Grille tarifaire

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	50
Tranche 2	400	79
Tranche 3	800	94
Tranche 4	2000	99

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	84
Tranche 2	400	92
Tranche 3	800	99

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	66

PRO-MT	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	3 700	
0-200 h	70	85
201-400h	65	85
400h-	60	85

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	14,1
Autres abonnés	31,0

5.4.1.2. Impact sur l'équilibre du secteur à l'horizon 2030

Le revenu annuel collectable (RAC) augmente progressivement de 348 Md. FCFA en 2022 à 468 Md. FCFA en 2025 et à près de 842 Md. FCFA en 2030. Toutes catégories de consommateurs confondues, le tarif unitaire moyen passe de 64,0 FCFA/kWh en 2022 à 64,8 FCFA/kWh en 2025 pour revenir à 62,1 FCFA/kWh en 2030.

Le RAC et le tarif unitaire moyen sont inférieurs aux revenus annuels requis (RAR) et coûts unitaires moyens en début de période, puis supérieurs à partir de 2026. Le déficit tarifaire (différence entre le RAC et le RAR) est de 36,3 Md. FCFA en 2022. Il atteint de 36,7 Md. FCFA en 2025, l'année correspondant au point haut des coûts unitaires. A partir de 2026, le RAC est globalement supérieur au RAR. En 2030, l'excédent tarifaire s'élève à 38,4 Md. FCFA.

Sur la période, le déficit cumulé atteint un pic à 140 Md. FCFA en 2025. Les excédents après 2025 le ramènent à 54 Md. FCFA en 2030.

Tableau 31 : Statu Quo – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAC	Md. FCFA	348,5	373,6	424,2	468,0	522,8	641,6	651,1	831,6	841,5
Tarif unitaire	FCFA/kWh	64,0	65,1	64,8	64,8	64,4	63,7	63,4	62,4	62,1
RAR	Md. FCFA	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1
Coût unitaire	FCFA/kWh	70,7	72,7	68,4	69,8	63,5	63,5	63,9	59,1	59,2
Excédent(+)/déficit(-)	Md. FCFA	-36,3	-43,7	-23,2	-36,7	7,1	1,8	-5,2	44,1	38,4
Excédent(+)/déficit(-)	FCFA/kWh	-6,7	-7,6	-3,5	-5,1	0,9	0,2	-0,5	3,3	2,8
RAC/RAR	indice	0,91	0,90	0,95	0,93	1,01	1,00	0,99	1,06	1,05

Figure 27 : Statu Quo – Evolution des RAR et RAC

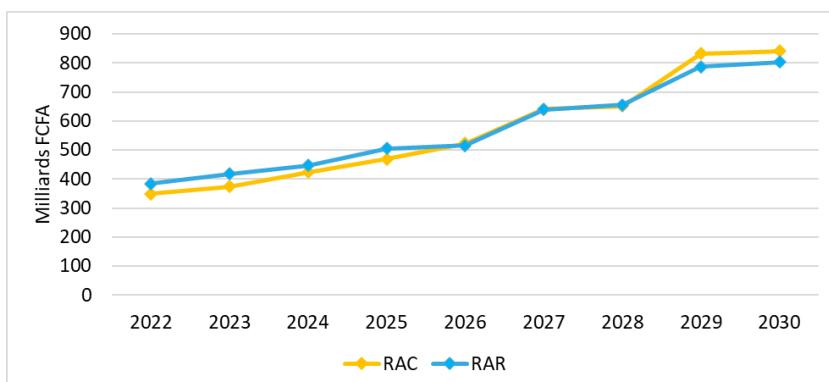


Figure 28 : Statu Quo – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires

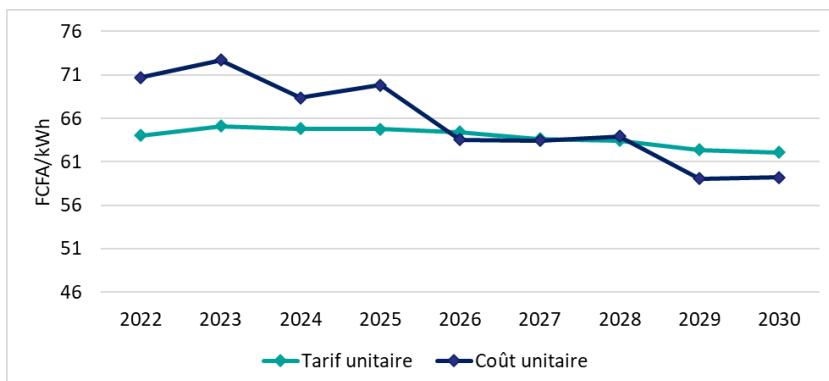
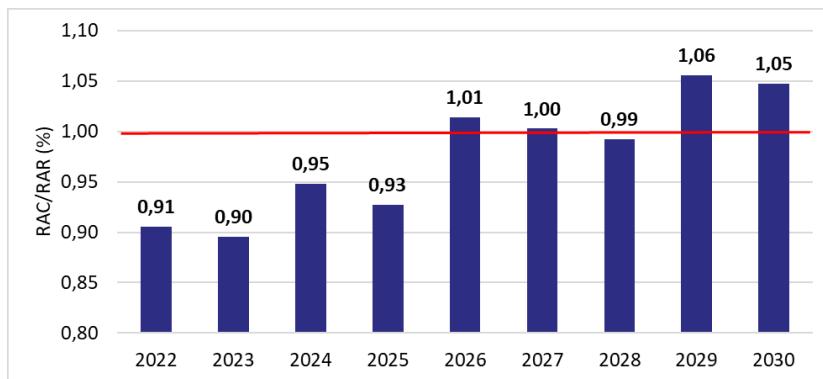


Figure 29 : Statu Quo – Evolution des excédents tarifaires



5.4.2. SCENARIO 1 : AJUSTEMENTS DES TARIFS MT ET HT

5.4.2.1. Tarifs et structure tarifaire appliqués

Dans ce scénario, les tarifs des consommateurs MT et HT sont ajustés à leurs coûts :

- Les tarifs des consommateurs HT sont fixés à 51,0 FCFA/kWh, soit le point haut du coût du service sur la période 2022-2031 (observé en 2025), au lieu de 14,1 FCFA/kWh actuellement pour ALUCAM et 31 FCFA/kWh en moyenne pour les autres industries.
- Le tarif des consommateurs MT est fixé à 54,9 FCFA/kWh, soit le point haut du coût du service sur la période 2022-2031 (observé en 2025), au lieu de 88 FCFA/kWh actuellement.
- Les tarifs des BT sont inchangés autant en termes de tranches de consommation qu'en terme de hiérarchisation des tarifs.

En 2025, le tarif moyen global atteint désormais 65,6 FCFA/kWh. Il est plus élevé que dans la situation de statu quo (64,8 FCFA/kWh), mais encore inférieur au coût du service projeté (69,8 FCFA/kWh). Le déficit à couvrir s'élève ainsi à -30,4 Md. FCFA. Il est entièrement dû au tarif appliqué aux abonnés BT, qui bénéficient d'une subvention de 8,3 FCFA/kWh.

Tableau 32 : Scénario 1 – Comparaison des tarifs et coûts en 2025

	Tarifs moyens FCFA HT/kWh	Volumes Facturés		Montants facturés HT		Coût du service FCFA/kWh	Subvention	
		GWh	%	Md. FCFA	%		FCFA/kWh	Md. FCFA
Basse Tension	78,2	3 662	51%	286,3	60%	86,5	8,3	30,4
Résidentiels	73,8	2 620	36%	193,4	41%			
Non résidentiels	95,6	814	11%	77,9	16%			
Eclairage Public	66,0	228	3%	15,0	3%			
Moyenne Tension	54,9	1 598	22%	87,7	18%	54,9	0,0	0,0
Haute Tension	51,0	1 967	27%	100,3	21%	51,0	0,0	0,0
Global	65,6	7 226	100%	474,4	100%	69,8	4,2	30,4

Tableau 33 : Scénario 1 – Grille tarifaire

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	50
Tranche 2	400	79
Tranche 3	800	94
Tranche 4	2000	99

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	84
Tranche 2	400	92
Tranche 3	800	99

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	66

PRO-MT	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	2 298	
0-200 h	43	53
201-400h	40	53
400h-	37	53

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	51
Autres abonnés	51

5.4.2.2. Impact sur l'équilibre du secteur à l'horizon 2030

Le RAC augmente progressivement de 358 Md. FCFA en 2022 à 474 Md. FCFA en 2025 et près de 866 Md. FCFA en 2030. Toutes catégories de consommateurs confondues, le tarif unitaire moyen passe de 65,7 FCFA/kWh en 2022 à 65,6 FCFA/kWh en 2025 et 63,9 FCFA/kWh en 2030.

Le RAC et le tarif unitaire moyen sont respectivement inférieurs aux revenus annuels requis (RAR) et coûts unitaires moyens jusqu'en 2025, puis supérieurs à partir de 2026. Le déficit tarifaire (différence entre le RAC et le RAR) est de 27,0 Md. FCFA en 2022. Il est de 30,4 Md. FCFA en 2025, l'année correspondant au point haut des coûts unitaires. En 2030, l'excédent tarifaire s'élève à 62,9 Md. FCFA.

En définitive, cet ajustement apporte peu d'excédents supplémentaires par rapport au statu quo. Sur la période, le déficit cumulé atteint 112 Md. FCFA en 2025 avant d'être ramené à 52 Md. FCFA en 2030

Tableau 34 : Scénario 1 – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAC	Md. FCFA	357,8	379,8	430,6	474,4	530,1	652,8	663,1	852,8	866,0
Tarif unitaire	FCFA/kWh	65,7	66,2	65,8	65,6	65,3	64,8	64,6	64,0	63,9
RAR	Md. FCFA	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1
Coût unitaire	FCFA/kWh	70,7	72,7	68,4	69,8	63,5	63,5	63,9	59,1	59,2
Excédent(+)/déficit(-)	Md. FCFA	-27,0	-37,5	-16,8	-30,4	14,4	13,0	6,8	65,3	62,9
Excédent(+)/déficit(-)	FCFA/kWh	-5,0	-6,5	-2,6	-4,2	1,8	1,3	0,7	4,9	4,6
RAC/RAR	indice	0,93	0,91	0,96	0,94	1,03	1,02	1,01	1,08	1,08

Figure 30 : Scénario 1 – Evolution des RAR et RAC

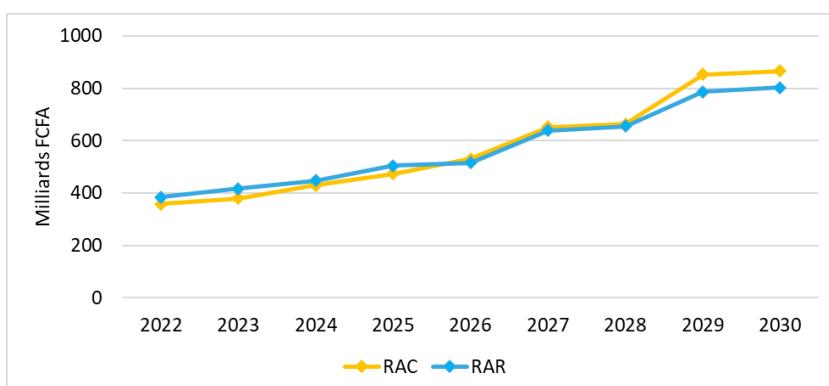


Figure 31 : Scénario 1 – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires

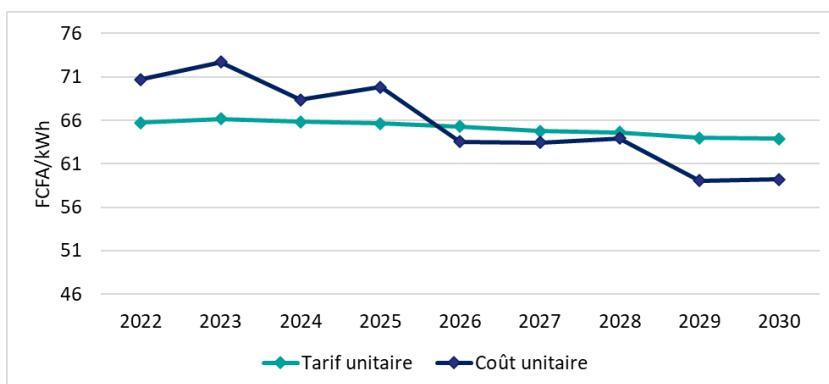
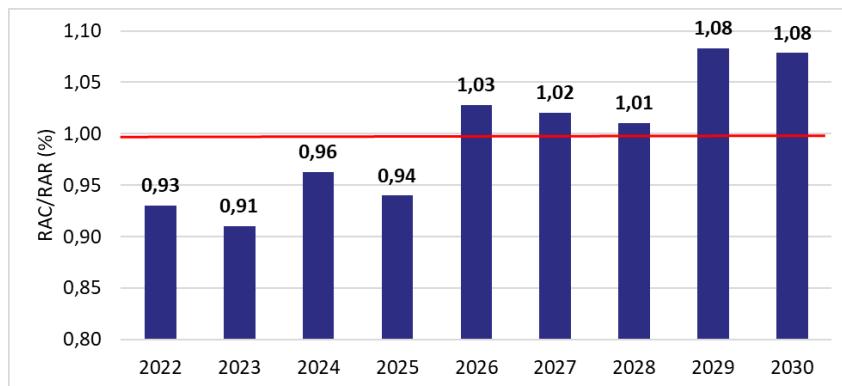


Figure 32 : Scénario 1 – Evolution des excédents tarifaires



5.4.2.1. Impact sur les factures

Comparée à la tarification actuelle, l'application de ces tarifs à des consommations types se traduit par des impacts significatifs sur les abonnés MT et HT seulement :

- Les abonnés MT voient leurs factures diminuer de 38%, quel que soit le décile de consommation.
- Les abonnés HT voient leurs factures augmenter considérablement : les factures d'ALUCAM augmentent de 262% et celles des autres abonnés HT de 65%.

Les abonnés BT ne subissent pas de variations de leurs factures, leurs grilles tarifaires restant inchangés.

Tableau 35 : Scénario 1 – Impact sur la facturation de consommateurs types

	Consommation moyenne (kWh)	Tarification actuelle Tarif (FCFA/kWh)	Facturation FCFA	Tarif (FCFA/kWh)	Facturation (FCFA/kWh)	Variation (%)
BT - Résidentiel						
Décile 1	0,6	50	30	50	30	0%
Décile 5	45,7	50	2 285	50	2 285	0%
Décile 10	481,8	94	45 289	94	45 289	0%
BT - Non résidentiel						
Décile 1	2,0	84	168	84	168	0%
Décile 5	84,0	84	7 056	84	7 056	0%
Décile 10	2 254,0	99	223 146	99	223 146	0%
MT						
Décile 1	1 721,0	73	125 420	45	77 909	-38%
Décile 5	11 799,0	73	859 865	45	534 138	-38%
Décile 10	296 329,0	65	19 200 191	40	11 926 936	-38%
HT						
	(En GWh)		(En M.FCFA)		(En M.FCFA)	
ALUCAM	1 120	14,1	15 792	51	57 137	262%
Autres	151	31	4 682	51	7 704	65%

5.4.2.2. Scénario 1 alternatif : Ajustement des tarifs BT

Tarifs et structure tarifaire appliqués

Dans ce scénario alternatif au scénario 1, les tarifs des consommateurs BT sont également ajustés au coût du service, comme ceux des consommateurs MT et HT (scénario 1).

Le tarif des consommateurs BT est ainsi fixé à 86,5 FCFA/kWh, soit le point haut du coût du service sur la période 2022-2030 (observé en 2025), au lieu de 78,2 FCFA/kWh actuellement.

En 2025, les tarifs moyens appliqués de chaque catégorie de consommateurs sont désormais fixés au niveau de leurs coûts. Le tarif moyen global s'élève à 69,8 FCFA/kWh. Le secteur est équilibré.

Tableau 36 : Scénario 1 alternatif – Comparaison des tarifs et coûts en 2025

	Tarifs moyens FCFA HT/kWh	Volumes Facturés		Montants facturés HT		Coût du service FCFA/kWh	Subvention	
		GWh	%	Md. FCFA	%		FCFA/kWh	Md. FCFA
Basse Tension	86,5	3 662	51%	316,7	63%	86,5	0,0	0,0
Résidentiels	81,7	2 620	36%	213,9	42%			
Non résidentiels	105,8	814	11%	86,1	17%			
Eclairage Public	73,0	228	3%	16,6	3%			
Moyenne Tension	54,9	1 598	22%	87,7	17%	54,9	0,0	0,0
Haute Tension	51,0	1 967	27%	100,3	20%	51,0	0,0	0,0
Global	69,8	7 226	100%	504,7	100%	69,8	0,0	0,0

Tableau 37 : Scénario 1 alternatif – Grille tarifaire

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	55
Tranche 2	400	87
Tranche 3	800	104
Tranche 4	2000	109

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	93
Tranche 2	400	102
Tranche 3	800	109

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	73

PRO-MT	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	2 298	
0-200 h	43	53
201-400h	40	53
400h-	37	53

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	51
Autres abonnés	51

Impact sur l'équilibre du secteur à l'horizon 2030

Le RAC augmente progressivement de 381 Md. FCFA en 2022 à 505 Md. FCFA en 2025 et près de 918 Md. FCFA en 2030. Toutes catégories de consommateurs confondues, le tarif unitaire moyen passe de 70,0 FCFA/kWh en 2022 à 69,8 FCFA/kWh en 2025 et 67,7 FCFA/kWh en 2030.

Le RAC et le tarif unitaire moyen sont respectivement inférieurs aux RAR et coûts unitaires moyens jusqu'en 2025, année d'équilibre du secteur, puis supérieurs à partir de 2026. Le déficit tarifaire (différence entre le RAC et le RAR) est de 3,9 Md. FCFA en 2022. Il est nul en 2025, les tarifs étant égaux aux coûts pour chaque niveau de tension. Le déficit cumulé sur la période est de l'ordre de 17 Md. FCFA (en 2023) et, en 2030, l'excédent tarifaire s'élève à 115,3 Md. FCFA.

Une étude de coût de service devra être réalisée en 2025 pour valider les niveaux des années 2026-2030 et établir un tarif évitant une facturation du secteur supérieure au niveau nécessaire.

Tableau 38 : Scénario 1 alternatif – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAC	Md. FCFA	380,9	404,0	458,1	504,7	563,8	694,0	704,3	905,1	918,4
Tarif unitaire	FCFA/kWh	70,0	70,4	70,0	69,8	69,5	68,9	68,6	67,9	67,7
RAR	Md. FCFA	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1
Coût unitaire	FCFA/kWh	70,7	72,7	68,4	69,8	63,5	63,5	63,9	59,1	59,2
Excédent(+)/déficit(-)	Md. FCFA	-3,9	-13,3	10,7	0,0	48,1	54,2	48,0	117,7	115,3
Excédent(+)/déficit(-)	FCFA/kWh	-0,7	-2,3	1,6	0,0	5,9	5,4	4,7	8,8	8,5
RAC/RAR	indice	0,99	0,97	1,02	1,00	1,09	1,08	1,07	1,15	1,14

Figure 33 : Scénario 1 alternatif – Evolution des RAR et RAC

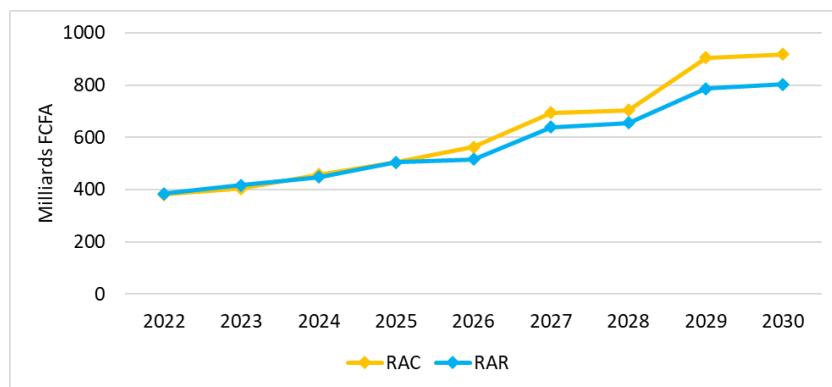


Figure 34 : Scénario 1 alternatif – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires

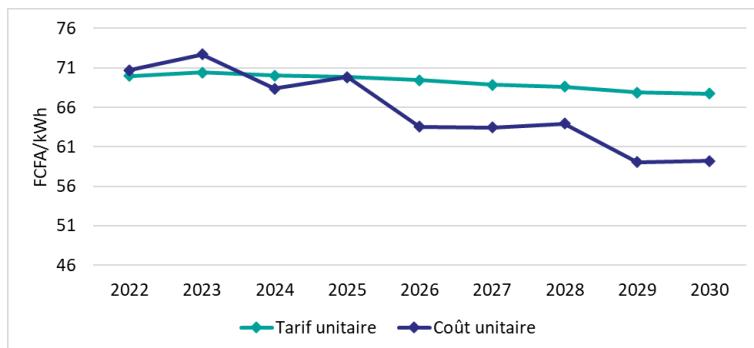
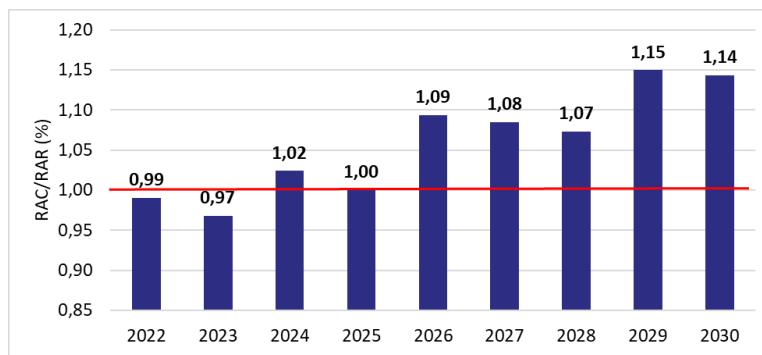


Figure 35 : Scénario 1 alternatif – Evolution des excédents tarifaires



Impact sur les factures

Comparée à la tarification actuelle, l'application de ces tarifs à des consommations types se traduit par des impacts significatifs pour l'ensemble des abonnés :

- Les abonnés BT voient leurs factures augmenter de 11%, quel que soit leur niveau de consommation.
- Les abonnés HT voient leurs factures augmenter considérablement : les factures d'ALUCAM augmentent de 262% et celles des autres abonnés HT de 65%.
- Seuls les abonnés MT voient leurs factures diminuer, de 38% quel que soit le décile de consommation.

Tableau 39 : Scénario 1 alternatif – Impact sur la facturation de consommateurs types

	Consommation moyenne (kWh)	Tarification actuelle Tarif (FCFA/kWh)	Facturation FCFA	Scénario 1 alternatif Tarif (FCFA/kWh)	Facturation (FCFA/kWh)	Variation (%)
BT - Résidentiel						
Décile 1	0,6	50	30	55	33	11%
Décile 5	45,7	50	2 285	55	2 527	11%
Décile 10	481,8	94	45 289	104	50 091	11%
BT - Non résidentiel						
Décile 1	2,0	84	168	93	186	11%
Décile 5	84,0	84	7 056	93	7 804	11%
Décile 10	2 254,0	99	223 146	109	246 804	11%
MT						
Décile 1	1 721,0	73	125 420	45	77 909	-38%
Décile 5	11 799,0	73	859 865	45	534 138	-38%
Décile 10	296 329,0	65	19 200 191	40	11 926 936	-38%
HT						
HT		(En GWh)		(En M.FCFA)		(En M.FCFA)
ALUCAM	1 120	14,1		15 792	51	57 137
Autres	151	31		4 682	51	7 704

5.4.3. SCENARIO 2 : GEL DU TARIF DE LA TRANCHE SOCIALE

5.4.3.1. Tarifs et structure tarifaire appliqués

Dans ce scénario, il est de nouveau considéré que chaque macro-catégorie (basse tension, moyenne tension, haute tension) est tarifé au niveau de son coût. En revanche, le tarif fixé pour la tranche sociale des abonnés domestiques BT est inchangé. En conséquence, la hausse des tarifs supportés par les autres consommateurs résidentiels BT devrait être supérieurs à celle du scénario alternatif.

Les tarifs moyens par macro-catégorie sont donc toujours équilibrés et égaux aux coûts de chaque niveau de tension.

Tableau 40 : Scénario 2 – Comparaison des tarifs et coûts en 2025

	Tarifs moyens FCFA HT/kWh	Volumes Facturés		Montants facturés HT		Coût du service FCFA/kWh	Subvention	
		GWh	%	Md. FCFA	%		FCFA/kWh	Md. FCFA
Basse Tension	86,5	3 662	51%	316,7	63%	86,5	0,0	0,0
Résidentiels	81,7	2 620	36%	213,9	42%			
Non résidentiels	105,8	814	11%	86,1	17%			
Eclairage Public	73,0	228	3%	16,6	3%			
Moyenne Tension	54,9	1 598	22%	87,7	17%	54,9	0,0	0,0
Haute Tension	51,0	1 967	27%	100,3	20%	51,0	0,0	0,0
Global	69,8	7 226	100%	504,7	100%	69,8	0,0	0,0

Tableau 41 : Scénario 2 – Grille tarifaire

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	50
Tranche 2	400	89
Tranche 3	800	106
Tranche 4	2000	111

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	95
Tranche 2	400	104
Tranche 3	800	111

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	74

PRO-MT	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	2 298	
0-200 h	43	53
201-400h	40	53
400h-	37	53

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	51
Autres abonnés	51

5.4.3.1. Impact sur l'équilibre du secteur à l'horizon 2030

L'impact sur l'équilibre du secteur est similaire à celui observé pour le scénario 1 alternatif.

Le RAC augmente progressivement de 381 Md. FCFA en 2022 à 505 Md. FCFA en 2025 et près de 918 Md. FCFA en 2030. Toutes catégories de consommateurs confondues, le tarif unitaire moyen passe de 70,1 FCFA/kWh en 2022 à 69,8 FCFA/kWh en 2025 et 67,7 FCFA/kWh en 2030.

L'équilibre entre le RAC et le RAR est atteint en 2025, les tarifs étant égaux aux coûts pour chaque niveau de tension. Le déficit cumulé ne dépasse pas 17 Md. FCFA (en 2023) et, en 2030, l'excédent tarifaire s'élève à 114,9 Md. FCFA.

Tableau 42 : Scénario 2 – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAC	Md. FCFA	381,3	404,3	458,2	504,7	563,7	693,8	704,0	904,8	918,0
Tarif unitaire	FCFA/kWh	70,1	70,5	70,0	69,8	69,4	68,8	68,6	67,9	67,7
RAR	Md. FCFA	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1
Coût unitaire	FCFA/kWh	70,7	72,7	68,4	69,8	63,5	63,5	63,9	59,1	59,2
Excédent(+)/déficit(-)	Md. FCFA	-3,5	-13,0	10,8	0,0	48,0	54,0	47,8	117,4	114,9
Excédent(+)/déficit(-)	FCFA/kWh	-0,6	-2,3	1,7	0,0	5,9	5,4	4,7	8,8	8,5
RAC/RAR	indice	0,99	0,97	1,02	1,00	1,09	1,08	1,07	1,15	1,14

Figure 36 : Scénario 2 – Evolution des RAR et RAC

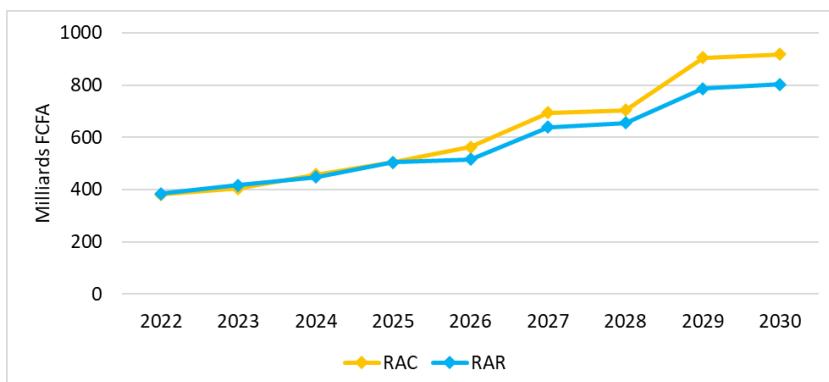


Figure 37 : Scénario 2 – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires

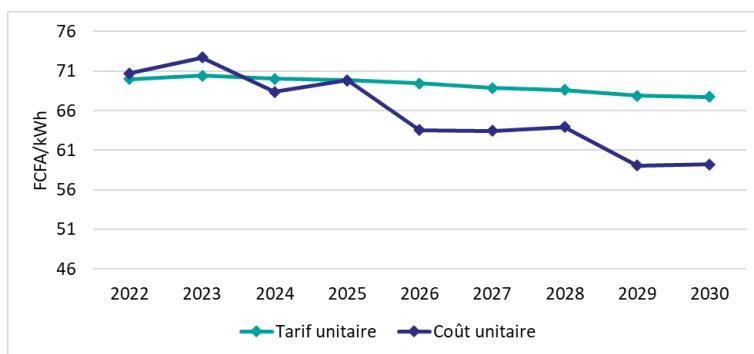
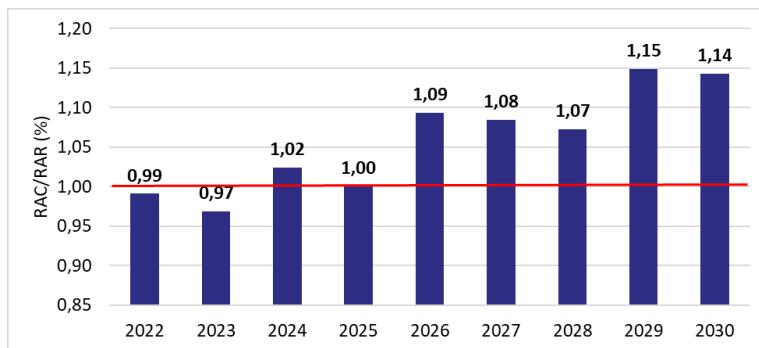


Figure 38 : Scénario 2 – Evolution des excédents tarifaires



5.4.3.2. Impact sur les factures

Comparée à la tarification actuelle, l'application de ces tarifs à des consommations types se traduit par une hausse des factures mensuelles pour toutes les catégories, en dehors des abonnés BT domestiques de la première tranche.

Le maintien de tarif bas pour la tranche sociale se traduit par une hausse de la facture des autres abonnés BT plus importante que dans le scénario 1 alternatif. Les autres abonnés BT voient en effet leurs factures augmenter de 13%, contre 11% dans le scénario 1 alternatif.

Comme dans les scénarios précédents, les abonnés HT voient leurs factures augmenter considérablement alors que les factures des abonnés MT diminuent.

Tableau 43 : Scénario 2 – Impact sur la facturation de consommateurs types

	Consommation moyenne (kWh)	Tarification actuelle		Scénario 2		Variation (%)
		Tarif (FCFA/kWh)	Facturation FCFA	Tarif (FCFA/kWh)	Facturation (FCFA/kWh)	
BT - Résidentiel						
Décile 1	0,6	50	30	50	30	0%
Décile 5	45,7	50	2 285	50	2 285	0%
Décile 10	481,8	94	45 289	106	50 997	13%
BT - Non résidentiel						
Décile 1	2,0	84	168	95	189	13%
Décile 5	84,0	84	7 056	95	7 945	13%
Décile 10	2 254,0	99	223 146	111	251 268	13%
MT						
Décile 1	1 721,0	73	125 420	45	77 909	-38%
Décile 5	11 799,0	73	859 865	45	534 138	-38%
Décile 10	296 329,0	65	19 200 191	40	11 926 936	-38%
HT						
	(En GWh)	(En M.FCFA)		(En M.FCFA)		
ALUCAM	1 120	14,1		15 792		51
Autres	151	31		4 682		51
						7 704
						65%

5.4.3.3. Scénario 2 alternatif : Baisse de la tranche sociale

Tarifs et structure tarifaire appliqués

Ce scénario est similaire au scénario 2 à la seule différence que le seuil haut de la tranche 1 de consommation des abonnés résidentiels basse tension est ramené à 40 kWh/mois (au lieu de 110 kWh). En conséquence, la progressivité des tarifs basse tension est modifiée.

L'écart de tarifs entre les tranches de consommation des abonnés résidentiels basse tension est porté à un coefficient :

- 2 entre les tranches 1 et 2 (contre 1,6 actuellement) ;
- 2,7 entre les tranches 1 et 3 et (contre 1,9 actuellement) ;
- 3,5 entre les tranches 1 et 4 (contre 2 actuellement).

Les tarifs appliqués aux consommations des abonnés non-résidentiels sont également ajustés en utilisant les coefficients :

- 2 entre les tranches 1 des abonnés résidentiels BT et des abonnés non-résidentiels BT (contre 1,7 actuellement) ;
- 2,7 entre la tranche 1 des abonnés résidentiels BT et la tranche 2 des abonnés non-résidentiels BT (contre 1,8 actuellement) ;
- 3,5 entre la tranche 1 des abonnés résidentiels BT et la tranche 3 des abonnés non-résidentiels BT (contre 2 actuellement).

Le tarif appliqué à l'éclairage public est fixé à deux fois le tarif de la tranche 1 des abonnés résidentiels BT (contre 30% de plus actuellement).

Les tranches de consommation et la progressivité des tarifs dans les autres macro-catégories sont inchangées. Dans ces conditions, la couverture des coûts peut être obtenue en appliquant un tarif de 36 FCFA/kWh à la tranche 1 réduite, soit 28% inférieur au tarif de la tranche 1 actuelle. La tranche 2 voit également son tarif réduit de 9%. La tranche 3 et 4 voient leurs tarifs augmenter de respectivement 3% et 27%.

Les abonnés moyenne tension et haute tension bénéficient des mêmes tarifs que précédemment. Pour l'ensemble des services, les coûts sont couverts par les tarifs et il n'y a pas de subventions croisées entre les catégories d'abonnés.

Tableau 44 : Scénario 2 alternatif – Comparaison des tarifs et coûts en 2025

	Tarifs moyens FCFA HT/kWh	Volumes Facturés		Montants facturés HT		Coût du service FCFA/kWh	Subvention	
		GWh	%	Md. FCFA	%		FCFA/kWh	Md. FCFA
Basse Tension	86,5	3 662	51%	316,7	63%	86,5	0,0	0,0
Résidentiels	81,7	2 620	36%	213,9	42%			
Non résidentiels	105,8	814	11%	86,1	17%			
Eclairage Public	73,0	228	3%	16,6	3%			
Moyenne Tension	54,9	1 598	22%	87,7	17%	54,9	0,0	0,0
Haute Tension	51,0	1 967	27%	100,3	20%	51,0	0,0	0,0
Global	69,8	7 226	100%	504,7	100%	69,8	0,0	0,0

Tableau 45 : Scénario 2 alternatif – Grille tarifaire

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	40	36
Tranche 2	400	72
Tranche 3	800	97
Tranche 4	2000	126

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	72
Tranche 2	400	97
Tranche 3	800	126

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	72

PRO-MT	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	2 298	
0-200 h	43	53
201-400h	40	53
400h-	37	53

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	51
Autres abonnés	51

Impact sur l'équilibre du secteur à l'horizon 2030

Le RAC augmente progressivement de 382 Md. FCFA en 2022 à 505 Md. FCFA en 2025 et près de 917 Md. FCFA en 2030. Toutes catégories de consommateurs confondues, le tarif unitaire moyen passe de 70,2 FCFA/kWh en 2022 à 69,8 FCFA/kWh en 2025 et 67,6 FCFA/kWh en 2030.

L'équilibre entre le RAC et le RAR est atteint en 2025, les tarifs étant égaux aux coûts pour chaque niveau de tension. Le déficit cumulé ne dépasse pas 16 Md. FCFA (en 2023) et, en 2030, l'excédent tarifaire s'élève à 113,7 Md. FCFA.

Tableau 46 : Scénario 2 alternatif – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAC	Md. FCFA	381,8	404,6	458,4	504,7	563,5	693,5	703,6	903,9	916,8
Tarif unitaire	FCFA/kWh	70,2	70,5	70,1	69,8	69,4	68,8	68,6	67,8	67,6
RAR	Md. FCFA	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1
Coût unitaire	FCFA/kWh	70,7	72,7	68,4	69,8	63,5	63,5	63,9	59,1	59,2
Excédent(+)/déficit(-)	Md. FCFA	-3,0	-12,7	11,1	0,0	47,9	53,7	47,3	116,5	113,7
Excédent(+)/déficit(-)	FCFA/kWh	-0,5	-2,2	1,7	0,0	5,9	5,3	4,6	8,7	8,4
RAC/RAR	indice	0,99	0,97	1,02	1,00	1,09	1,08	1,07	1,15	1,14

Figure 39 : Scénario 2 alternatif – Evolution des RAR et RAC

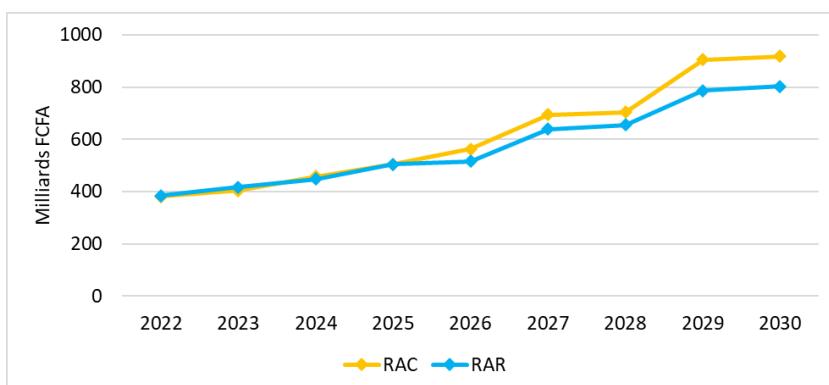


Figure 40 : Scénario 2 alternatif – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires

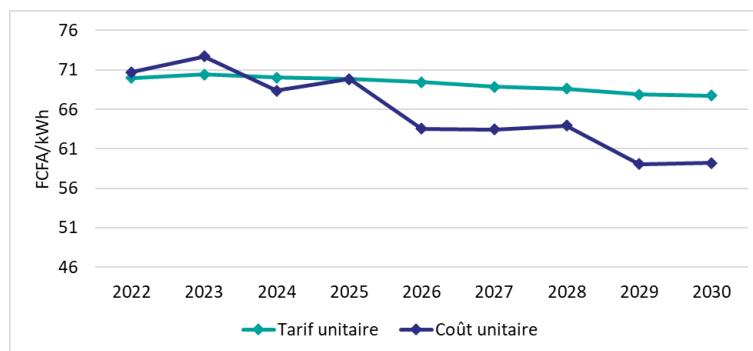
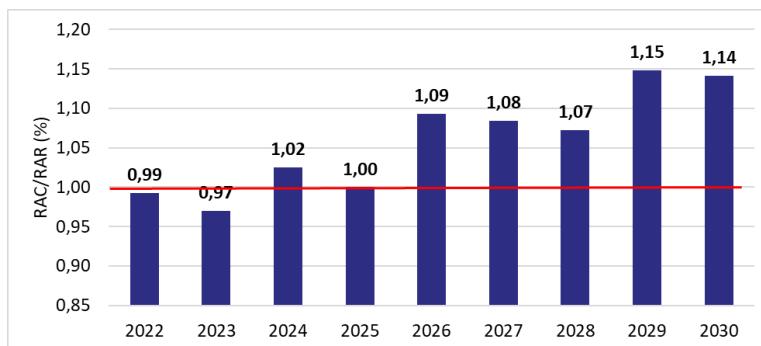


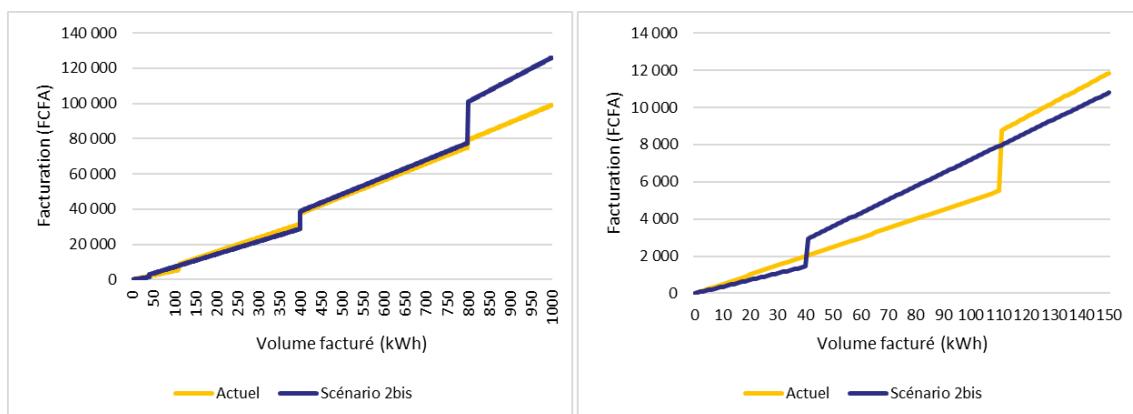
Figure 41 : Scénario 2 alternatif – Evolution des excédents tarifaires



Impact sur les factures

Par rapport à la situation actuelle, les abonnés résidentiels BT consommant moins de 40 kWh/mois bénéficieront d'une facture plus faible alors que ceux consommant entre 41 et 110 kWh/mois verront leur facture légèrement augmentée. Entre 111 et 400 kWh/mois, l'application du scénario 2 alternatif redevient favorable aux consommateurs. Au-delà de 400 kWh/mois, les factures augmentent par rapport à la situation actuelle.

Figure 42 : Scénario 2 alternatif – Réduction de la tranche sociale



Comparée à la tarification actuelle, l'application de ces tarifs à des consommations types se traduit par une réduction des factures mensuelles pour les « petits » consommateurs résidentiels et non résidentiels :

- Les consommateurs résidentiels BT moyens du décile 1, lesquels sont dans tranche sociale, connaissent une baisse de leurs factures de 28% ;
- Les consommateurs non résidentiels BT moyens du décile 1 et 2 connaissent également une baisse de leurs factures de 15%.

Les plus gros consommateurs résidentiels et non résidentiels connaissent une hausse de leurs factures, plus importantes que dans le scénario 2 :

- Entre +3% et +43% pour les consommateurs BT résidentiels des tranches supérieures ;
- +27% pour les consommateurs BT non résidentiels des tranches supérieures.

Comme dans les scénarios précédents, les abonnés HT voient leurs factures augmenter considérablement alors que les factures des abonnés MT diminuent.

Tableau 47 : Scénario 2 alternatif: Impact sur la facturation de consommateurs types

	Consommation moyenne (kWh)	Tarification actuelle Tarif (FCFA/kWh)	Facturation FCFA	Scénario 2 alternatif Tarif (FCFA/kWh)	Facturation (FCFA/kWh)	Variation (%)
BT - Résidentiel						
Décile 1	0,6	50	30	36	22	-28%
Décile 5	45,7	50	2 285	72	3 278	43%
Décile 10	481,8	94	45 289	97	46 648	3%
BT - Non résidentiel						
Décile 1	2,0	84	168	72	143	-15%
Décile 5	84,0	84	7 056	72	6 024	-15%
Décile 10	2 254,0	99	223 146	126	282 893	27%
MT						
Décile 1	1 721,0	73	125 420	45	77 909	-38%
Décile 5	11 799,0	73	859 865	45	534 138	-38%
Décile 10	296 329,0	65	19 200 191	40	11 926 936	-38%
HT	(En GWh)		(En M.FCFA)		(En M.FCFA)	
ALUCAM	1 120	14,1	15 792	51	57 137	262%
Autres	151	31	4 682	51	7 704	65%

5.4.4. SCENARIO 3 : AJUSTEMENTS DES TARIFS POUR LES FACTURES SUPERIEURES A 400 kWh

5.4.4.1. Tarifs et structure tarifaire appliqués

Dans ce scénario, il est de nouveau considéré que chaque macro-catégorie (basse tension, moyenne tension, haute tension) est tarifé au niveau de son coût.

En revanche, pour les abonnés BT, il est considéré que seuls les tarifs des abonnés consommant plus de 400 kWh augmentent de manière à refléter les coûts du service. Les tarifs des abonnés consommant moins de 400 kWh sont donc inchangés.

Globalement, les tarifs moyens par macro-catégorie sont fixés au niveau des coûts de chaque niveau de tension.

Tableau 48 : Scénario 3 – Comparaison des tarifs et coûts en 2025

	Tarifs moyens FCFA HT/kWh	Volumes Facturés		Montants facturés HT		Coût du service FCFA/kWh	Subvention FCFA/kWh	Subvention Md. FCFA
		GWh	%	Md. FCFA	%			
Basse Tension	86,5	3 662	51%	316,7	63%	86,5	0,0	0,0
Résidentiels	79,6	2 620	36%	208,5	41%			
Non résidentiels	114,3	814	11%	93,1	18%			
Eclairage Public	66,0	228	3%	15,0	3%			
Moyenne Tension	54,9	1 598	22%	87,7	17%	54,9	0,0	0,0
Haute Tension	51,0	1 967	27%	100,3	20%	51,0	0,0	0,0
Global	69,8	7 226	100%	504,7	100%	69,8	0,0	0,0

Tableau 49 : Scénario 3 – Grille tarifaire

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	50
Tranche 2	400	79
Tranche 3	800	114
Tranche 4	2000	121

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	84
Tranche 2	400	112
Tranche 3	800	121

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	66

PRO-MT	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	2 298	
0-200 h	43	53
201-400h	40	53
400h-	37	53

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	51
Autres abonnés	51

5.4.4.2. Impact sur l'équilibre du secteur à l'horizon 2030

Le RAC et le tarif unitaire moyen sont respectivement inférieurs aux RAR et coûts unitaires moyens jusqu'en 2025, année d'équilibre du secteur, puis supérieurs à partir de 2026. Le déficit tarifaire (différence entre le RAC et le RAR) est de 3,5 Md. FCFA en 2022. Il est nul en 2025, les tarifs étant égaux aux coûts pour chaque niveau de tension. Le déficit cumulé ne dépasse pas 17 Md. FCFA (en 2023) et, en 2030, l'excédent tarifaire s'élève à 117,1 Md. FCFA.

Tableau 50 : Scénario 3 – Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2022-2030

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAC	Md. FCFA	381,3	404,2	458,2	504,7	563,9	694,3	704,9	906,5	920,2
Tarif unitaire	FCFA/kWh	70,1	70,5	70,0	69,8	69,5	68,9	68,7	68,0	67,9
RAR	Md. FCFA	384,8	417,3	447,4	504,7	515,7	639,8	656,2	787,5	803,1
Coût unitaire	FCFA/kWh	70,7	72,7	68,4	69,8	63,5	63,5	63,9	59,1	59,2
Excédent(+)/déficit(-)	Md. FCFA	-3,5	-13,0	10,8	0,0	48,2	54,5	48,7	119,0	117,1
Excédent(+)/déficit(-)	FCFA/kWh	-0,6	-2,3	1,7	0,0	5,9	5,4	4,7	8,9	8,6
RAC/RAR	indice	0,99	0,97	1,02	1,00	1,09	1,09	1,07	1,15	1,15

Figure 43 : Scénario 3 – Evolution des RAR et RAC

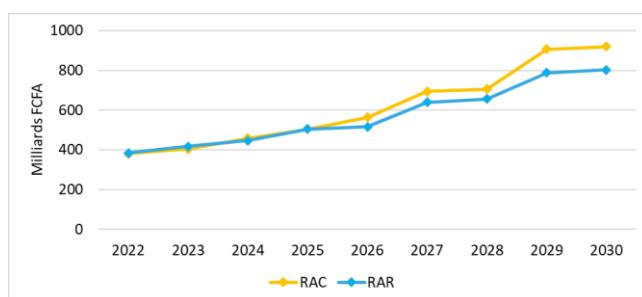


Figure 44 : Scénario 3 – Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires

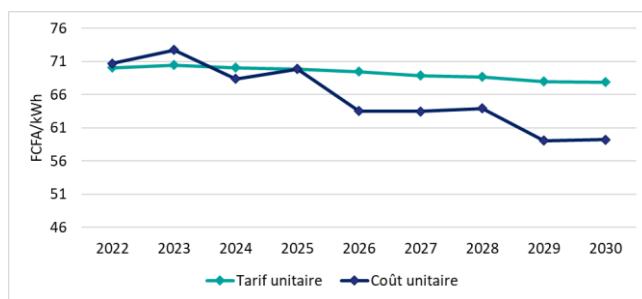
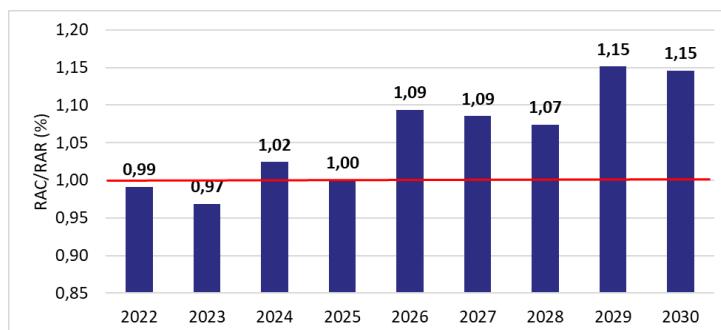


Figure 45 : Scénario 3 – Evolution des excédents tarifaires



5.4.4.3. Impact sur les factures

Comparée à la tarification actuelle, l'application de ces tarifs à des consommations types se traduit par des impacts significatifs sur les plus gros consommateurs seulement. Les abonnés basse tension consommant entre les 5 premiers déciles ne connaissent pas de hausse de leurs factures, mais en contrepartie, celles des autres abonnés augmentent plus que dans les scénarios précédents : +22% pour les abonnés basse tension du 10^{ème} décile.

Tableau 51 : Scénario 3 – Impact sur la facturation de consommateurs types

	Consommation moyenne (kWh)	Tarification actuelle		Scénario 3		Variation (%)
		Tarif (FCFA/kWh)	Facturation FCFA	Tarif (FCFA/kWh)	Facturation (FCFA/kWh)	
BT - Résidentiel						
Décile 1	0,6	50	30	50	30	0%
Décile 5	45,7	50	2 285	50	2 285	0%
Décile 10	481,8	94	45 289	114	55 162	22%
BT - Non résidentiel						
Décile 1	2,0	84	168	84	168	0%
Décile 5	84,0	84	7 056	84	7 056	0%
Décile 10	2 254,0	99	223 146	121	271 792	22%
MT						
Décile 1	1 721,0	73	125 420	45	77 909	-38%
Décile 5	11 799,0	73	859 865	45	534 138	-38%
Décile 10	296 329,0	65	19 200 191	40	11 926 936	-38%
HT	(En GWh)		(En M.FCFA)		(En M.FCFA)	
ALUCAM	1 120	14,1	15 792	51	57 137	262%
Autres	151	31	4 682	51	7 704	65%