

Cameroun

Etude des coûts du service et des tarifs de l'électricité

R2 – Détermination des Revenus Requis et de leurs formules d'ajustement – Version Finale



25 octobre 2022



Avertissement

Ce rapport a été préparé par MRC Consultants et Transaction Advisers et Phoenix Consulting International à la demande la Banque Mondiale. MRC Consultants and Transaction Advisers et Phoenix Consulting International ont basé leur travail sur des informations accessibles au public et des données exclusives fournies par la Banque Mondiale, l'ARSEL, ENEO, SONATREL, et à partir de la base de données de MRC Consultants et Transaction Advisers et Phoenix Consulting International. 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.

Sommaire

LISTE DES ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS	VIII
1. RÉSUMÉ EXÉCUTIF	1
1.1. Objectif du Rapport	1
1.2. Définition des Revenus Annuels Requis	1
1.3. Revenus Annuels Requis pour la période 2022-2031 et formules d’ajustement	2
1.3.1. RAR pour ENEO	3
1.3.2. RAR pour SONATREL	4
1.3.3. RAR pour EDC	4
1.3.4. RAR Global et revenu moyen	4
1.3.5. Formules d’ajustement	8
2. INTRODUCTION	9
2.1. Contexte	9
2.2. Objectifs de la mission	9
2.3. Objectifs du rapport	10
3. MÉTHODOLOGIE DE DÉTERMINATION DES REVENUS ANNUELS REQUIS	11
3.1. Définition des Revenus Annuels Requis	11
3.2. Formule générique	12
3.2.1. Formulation générale	12
3.2.2. Base d’actifs	12
3.2.3. Retour sur investissement	13
3.2.4. Retour sur Investissement en fonds de roulement	14
3.2.5. Taux d’actualisation (CPMC ou WACC)	14
3.2.6. Dépréciation	15
3.2.7. Dépenses d’exploitation autorisées	15
3.2.8. Facturation non encaissée et pertes autorisées	15
3.3. Formules des Revenus Requis Actuels	16
3.3.1. ENEO	16
3.3.2. SONATREL	22
3.3.3. EDC	25
4. ÉTAT ACTUEL DU SECTEUR	27
4.1. Structure	27

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

4.2. Transport	27
4.3. Production	29
4.4. Distribution et commercialisation	32
4.4.1. Description du réseau de distribution	32
4.3.2. performances opérationnelles du segment distribution	32
4.3.3. performances opérationnelles du segment commercialisation	34
5. PLAN DE DÉVELOPPEMENT À 10 ANS	36
5.1. Projections annuelles de la demande	36
5.1.1. Projections ARSEL	Error! Bookmark not defined.
5.1.2. Projections du Consultant - Scénarios de demande	38
5.2. Plan de développement du transport	43
5.2.1. Interconnexion entre le RIS, le RIN et le Tchad	44
5.2.2. Interconnexion entre le RIS et le RIE	44
5.2.3. Plan d’investissements de SONATREL	44
5.3. Plan de développement de la production	45
5.3.1. Projets en cours	45
5.3.2. Grands projets considérés	45
5.3.3. ENEO	46
5.3.4. EDC	46
5.3.5. Couverture de la demande 2022-2026	47
5.4. Plan de développement de la distribution	47
5.4.1. Le Plan d’Investissements 2022-2031	47
5.4.2. Analyse des investissements	49
6. ANALYSE DU CMPC.....	55
7. HYPOTHÈSES CONSIDÉRÉES POUR LE CALCUL DES DÉPENSES D’EXPLOITATION	59
7.1. Hypothèses pour la planification du dispatching	59
7.2. Dépenses d’exploitation	59
8. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR ENEO	61
8.1. Revenus Annuels Requis pour la Production d’ENEKO	61
8.1.1. Base Tarifaire – BAR	61
8.1.2. Dépréciation	61
8.1.3. CMPC	61
8.1.4. Dépenses opérationnelles	62
8.1.5. Revenus Annuels Requis	62

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

8.2. Revenus Annuels Requis pour la Distribution/Commercialisation d’ENEKO	65
8.2.1. Base Tarifaire – BAR.....	65
8.2.2. Dépréciation	65
8.2.3. CMPC	66
8.2.4. Dépenses opérationnelles	66
8.2.5. Revenus Annuels Requis.....	71
9. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR SONATREL	74
9.1. Base Tarifaire – BAR	74
9.2. Dépréciation	74
9.3. CMPC.....	75
9.4. Dépenses opérationnelles	75
9.5. Revenus Annuels Requis	77
9.6. Analyse de sensibilité au niveau d’investissement.....	78
9.7. Scénario sur le CMPC.....	80
10. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR EDC.....	81
10.1. Revenus gestion de l’eau : redevance eau	81
10.2. Revenus production électricité.....	81
10.2.1. Base Tarifaire – BAR	81
10.2.2. Dépréciation	82
10.2.3. CMPC	82
10.2.4. Dépenses opérationnelles	82
10.3. Revenus Annuels Requis	82
10.4. Scénario sur le CMPC	85
11. RAR GLOBAL ET REVENU MOYEN	86
12. FORMULES D’AJUSTEMENTS DES REVENUS ANNUELS REQUIS	90
ANNEXE 1 : MODÉLISATION DES INVESTISSEMENTS DISTRIBUTION – DÉTAIL RÉSULTATS ANNUELS	92
ANNEXE 2 : CARTE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DU CAMEROUN.....	97
ANNEXE 3 : PRÉVISION DE PRODUCTION DES DIFFÉRENTES CENTRALES (GWh)	98
ANNEXE 4 : DESCRIPTION DU « REFERENCE UTILITY MODEL » (OPEX DISTRIBUTION ET VENTE)	100
12.1. Description Générale du Modèle.....	100
12.2. Structure du Modèle.....	102
ANNEXE 5 : DESCRIPTION DU PCM : MODÈLE PARAMÉTRIQUE POUR LE CALCUL DU CAPEX DISTRIBUTION	106

Liste de Tableaux

Tableau 1 Durée de vie et taux d’amortissement des immobilisations futures (Contrat de Concession)	22
Tableau 2 Liste des principales centrales dans le RIS.....	30
Tableau 3 Projections de la demande en GWh/an	36
Tableau 4 Données du PIB per capita de l’IMF pour le Cameroun (Octobre 2021).....	39
Tableau 5 Prévision de l’évolution du nombre de clients (HT+MT+BT) au niveau national	40
Tableau 6 Bilan d’énergie – Scénario Référence.....	41
Tableau 7 Bilan d’énergie – Scénario Faible Demande	42
Tableau 8 Valeur des actifs mis en service par année pour la SONATREL	45
Tableau 9 CAPEX Production ENEO 2021-2026.....	46
Tableau 10 Objectifs de performance de la distribution	48
Tableau 11 Objectifs de performance de la commercialisation	48
Tableau 12 CAPEX Distribution et commercialisation 2022-2026	49
Tableau 13 Paramètres utilisés dans la modélisation du CAPEX distribution.....	50
Tableau 14 Besoins estimés pour la composante TIC dans le CAPEX de distribution.....	50
Tableau 15 Prix unitaire pour la modélisation des CAPEX Distribution	51
Tableau 16 CAPEX distribution modélisé pour le Scénario Référence.....	52
Tableau 17 Unités physiques du CAPEX modélisé – Scénario Référence	52
Tableau 18 CAPEX distribution modélisé pour le Scénario Demande Faible	53
Tableau 19 Unités physiques du CAPEX modélisé – Scénario Demande Faible.....	54
Tableau 20 Estimation du CMPC pour le segment Production	55
Tableau 21 Estimation du CMPC pour les segments Transport et Distribution.....	56
Tableau 22 CMPC pour la Production et le T&D avec dette concessionnelle.....	58
Tableau 23 – Estimation de la BAR fin 2021 – ENEO Production.....	61
Tableau 24 Durées d’amortissement appliquées pour l’amortissement par segment	61
Tableau 25 RAR calculés pour ENEO Production 2022-2031	64
Tableau 26 – Estimation de la BAR fin 2021 – ENEO Distribution et commercialisation.....	65
Tableau 27 Durées d’amortissement appliquées par élément	65
Tableau 28 Classement de ENEO Distribution et Vente dans les groupes standards utilisés dans l’OEM.....	67
Tableau 29 Statistiques réseau ENEO distribution utilisées pour la configuration de l’OEM	67
Tableau 30 Autres paramètres de coûts utilisés dans l’OEM.....	68
Tableau 31 Autres coûts associés au personnel et aux bâtiments	70

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 32 Dépenses opérationnelles efficaces modélisés pour ENEO distribution (USD 2021)	71
Tableau 33 RAR calculés pour ENEO Distribution et commercialisation 2022-2031	73
Tableau 34 Estimation de la base tarifaire initiale de la SONATREL	74
Tableau 35 Durées d’amortissement appliquées pour la dépréciation par segment	75
Tableau 36 Estimation des dépenses opérationnelles de référence pour l’année 2021	76
Tableau 37 Dépenses Opérationnelles de SONATREL 2019	76
Tableau 38 RAR calculés pour la SONATREL 2022-2031	77
Tableau 39 Prévision des revenus pour la gestion de l’eau pour EDC	81
Tableau 40 RAR calculés pour EDC 2022-2031 (Milliards FCFA 2021)	84
Tableau 41 RAR calculés pour EDC 2022-2031 (MUSD 2021)	84
Tableau 42 Example de résultats typiques du modèle PCM	107

Liste de Figures

Figure 1 : Évolution de la demande de pointe mensuelle en 2018 et 2019	28
Figure 2 : Énergie non distribuée par cause en 2015-2019	29
Figure 3 Mix énergétique 2020	30
Figure 4 Facteur équivalent de disponibilité (EAF) – (%)	30
Figure 5 Evolution SAIDI et SAIFI Distribution	33
Figure 6 Rendement réseau Distribution 2016-2020	34
Figure 7 Évolution de la demande en énergie (GWh) sur 2021-2031	37
Figure 8 Evolution de la pointe (MW) avant l’interconnexion RIS-RIN	38
Figure 9 Evolution de la pointe (MW) après l’interconnexion RIN+RIS	38
Figure 10 Prévisions de vente d’énergie (GWh), hors pertes, du Scénario Référence et du Scénario Faible Demande (valeurs pour les années 2020, 2026 et 2031 indiquées)	39
Figure 11 Profil du CAPEX estimé pour la réduction des pertes	51
Figure 12 Composition des CAPEX Expansion modélisés – Scénario Référence	52
Figure 13 Composition du CAPEX Expansion modélisé – Scénario Demande Faible	53
Figure 14 Plan Investissements 2022-2026 ENEO Distribution vs Modélisation	54
Figure 15 Évolution des RAR calculés pour ENEO Production 2022-2031	63
Figure 16 Évolution des RAR calculés pour ENEO Distribution et commercialisation 2022-2031 (sans paiements aux IPPs)	72
Figure 17 Évolution des RAR calculés pour la SONATREL (transport)	77
Figure 18 RAR pour SONATREL dans le scénario d’un CAPEX à 75% de la référence	78
Figure 19 RAR pour SONATREL dans le scénario d’un CAPEX à 50% de la référence	79

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 20 RAR pour SONATREL dans le scénario d'un CAPEX à 25% de la référence	79
Figure 21 RAR pour SONATREL en fonction de la variation du niveau d'actifs mis en service et ajoutés à la BAR.....	80
Figure 22 RAR pour la SONATREL dans le scénario avec un CMPC de 13,5% réel avant impôts	80
Figure 23 Évolution des RAR calculés pour EDC.....	83
Figure 24 RAR pour EDC dans le scénario avec un CMPC de 13,5% réel avant impôts	85
Figure 25 RAR projeté pour le système électrique du Cameroun 2022-2031 (Millions USD 2021)	86
Figure 26 RAR projeté pour le système électrique du Cameroun 2022-2031 (Milliards FCFA 2021)	87
Figure 27 Revenu moyen associé aux RAR en USD/MWh.....	87
Figure 28 Revenu moyen associé aux RAR en FCFA/kWh	88
Figure 29 Schéma de la structure du modèle OEM	101
Figure 30 Paramètres du modèle OPEX	102
Figure 31 Modèles core du Reference Utility Model OEM	103

LISTE DES ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

Acronyme ou Abréviation	Définition
BAR	Base d'actifs régulés
BFR	Besoins en fonds de roulement
BT	Basse Tension, plage de tension inférieure à 440 V
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
END	Énergie non distribuée
HT	Haute Tension, plage de tension supérieure à 33 kV
IPP	Producteur Indépendant
MT	Moyenne Tension, plage de tension comprise entre 3 kV et 33 kV
MUSD	Million de dollars des Etats Unis
PATDHS ou PATDHBS	Projet d'assistance technique pour le développement de l'hydroélectricité sur le fleuve Sanaga
PPA	Contrats d'achat d'électricité
RAB ou BAR ou Base Tarifaire	Regulatory Asset Base ou Base d'Actifs Régulée
RAR	Revenu Annuel Requis
RMA	Revenu Maximum Autorisé
USD	Dollars des Etats Unis
WACC ou CMPC	« Weighted Average Cost of Capital » ou Cout Moyen Pondéré du Capital

1. RÉSUMÉ EXÉCUTIF

1.1. OBJECTIF DU RAPPORT

L'objectif de ce rapport est de présenter l'estimation du coût de service dont un opérateur efficace aurait besoin pour développer les activités de production, de transport et de distribution et de vente d'électricité au Cameroun sur la période 2022-2031.

Ces coûts de service représentent le Revenu Annuel Requis (RAR) par un opérateur efficace¹ qui pourrait à son tour être utilisé dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé (RMA).

Dans le cadre réglementaire et contractuel du secteur de l'électricité au Cameroun, le Revenu Maximum Autorisé (RMA), représente le revenu maximum que le régulateur autorise chaque année à transférer aux tarifs des utilisateurs finaux.

La principale différence entre la formulation du Revenu Annuel Requis (RAR) et celle du Revenu Maximum Autorisé (RMA) du contrat entre l'Etat et ENEO réside dans l'application de facteurs d'ajustement (régime incitatif sur les performances, facteur de rendement régulatoire, ajustements pour les résultats des années précédentes et compensations directes). Le tableau ci-dessous explicite les différences entre les deux notions.

Différences entre le RAR et le RMA

Élément	RAR	RMA
Dépréciation (recouvrement de l'investissement)	Oui	Oui
Retour sur investissement (sur la BAR)	Oui	Oui
OPEX (hors frais combustible et achat aux IPPs)	Oui	Oui
Frais de combustible et achat aux IPPs	Oui	Oui
Fonds de roulement	Oui	Non. (pas explicitement inclus.)
Subventions	Non	Oui
Redevances ou charges sectorielles (redevance ARSEL, redevance FDSE)	Oui	Oui
Ajustements pour différences dans les années précédentes	Non	Oui

1.2. DÉFINITION DES REVENUS ANNUELS REQUIS

Le RAR représente le niveau de revenu dont un opérateur efficace aurait besoin pour mener à bien les activités réglementées. Sa détermination prend en compte les éléments suivants :

- Rémunération de la base tarifaire : amortissement (récupération du capital de l'investissement en immobilisations et en fonds de roulement) et rendement de la base tarifaire (comptabilisation du coût financier des investissements).
- Coûts d'exploitation et de maintenance, pour un opérateur efficace.

¹ Un opérateur est considéré comme efficace s'il fournit les services/produits à ses utilisateurs, avec la qualité requise et au coût minimum. Il s'agit donc d'un opérateur qui optimise sa structure de coûts pour approvisionner un marché donné (demande et niveaux de qualité associés). Dans le cas où un opérateur s'écarte des niveaux d'efficacité, les RAR calculés seraient insuffisants pour couvrir ses coûts, ce qui l'inciterait à les optimiser.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- Coûts d'achat d'énergie auprès de tiers.
- Frais de combustibles.
- Redevances et autres dépenses réglementées (redevance de droits d'eau, redevance ARSEL).

Cette formulation générale est similaire à celle définie dans le contrat-cadre entre l'Etat et ENEO (articles 5 et 6 du contrat-cadre AES-SONEL, article 2 du cahier des charges, et du point 10 de son avenant N°2.)

Le calcul du RAR est effectué pour chaque segment et chaque opérateur du secteur (activités de production, de transport et de distribution).

La formulation générale du calcul du RAR suit une approche financière et est formulée de la manière suivante :

$$RAR_j^y = ROI_j^y + DEP_j^y + OPEX_j^y + NCI_j^y$$

où:

- RAR_j^y : Revenu Annuel Requis pour l'activité "j" pour l'année "y"
- ROI_j^y : Retour sur investissement de l'activité "j" pour l'année "y"
- DEP_j^y : Dépréciation réglementaire de l'activité "j" pour l'année "y"
- $OPEX_j^y$: Dépenses d'exploitations permises pour l'activité "j" pour l'année "y"
- NCI_j^y : Factures non encaissées (*non collected invoicing*)

1.3. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR LA PÉRIODE 2022-2031 ET FORMULES D’AJUSTEMENT

Les RAR de chaque opérateur ont été calculés séparément, mais en partant d'une seule projection de la demande dont la cohérence est assurée par un bilan énergétique. Cet équilibre relie les projections des ventes d'électricité aux clients finaux (HT, MT, BT) et les besoins de production, y compris pour les pertes de transport et de distribution. Le scénario de demande utilisé (au niveau des ventes aux clients finaux) pour calculer les RAR est celui reçu de l'ARSEL², en y ajoutant les pertes cibles, lesquelles sont donc couvertes par les RAR calculés.

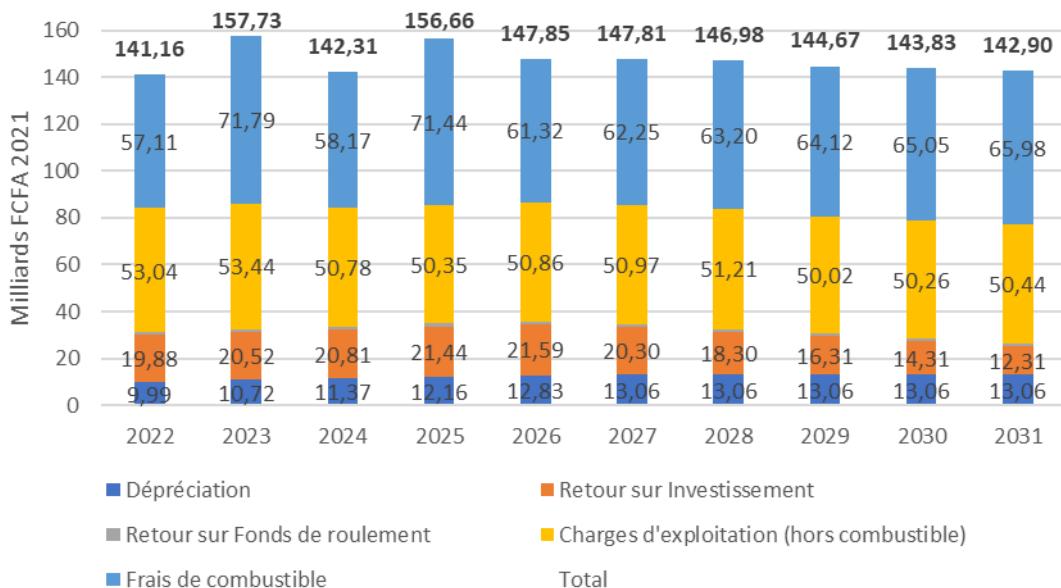
Les RAR calculés utilisent les Bases d'Actifs Régulés (BAR) estimées pour la fin de 2021 en appliquant la formule de roll-forward (BAR final = BAR initiale + additions - dépréciations - déclassements). Les dépenses opérationnelles correspondent à des niveaux considérés comme efficaces pour chaque activité, ce qui garantit que les RAR correspondent à une "récupération totale des coûts", mais uniquement pour un opérateur efficace.

Les résultats obtenus par opérateur et par secteur d'activité sont présentés ci-dessous. Les valeurs sont en prix constants de l'année 2021, c'est-à-dire, sans inflation.

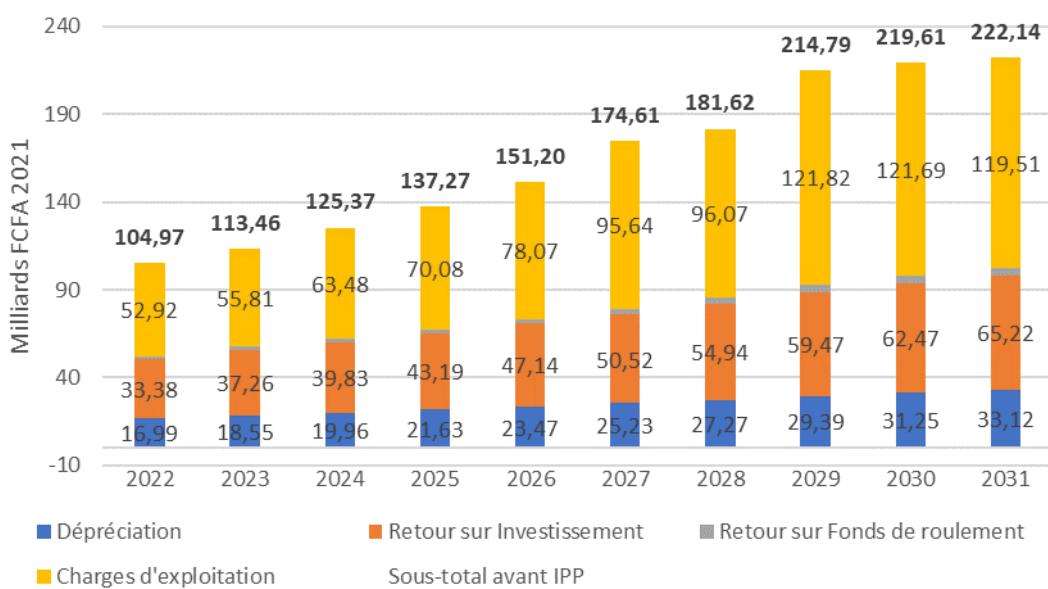
² La projection des ventes aux utilisateurs finaux fournie par l'ARSEL a été prise comme trajectoire de croissance pour le scénario de base (Scénario Référence) de l'étude. Les hypothèses, les données d'entrée et la formulation appliquée pour obtenir cette trajectoire sont inconnues mais, selon l'ARSEL, elle représente la dernière version de la projection de la demande qui est prise en compte dans la préparation du prochain plan de développement du secteur. La section 5.1 de ce rapport développe l'analyse de cette trajectoire de demande.

1.3.1. RAR POUR ENEO

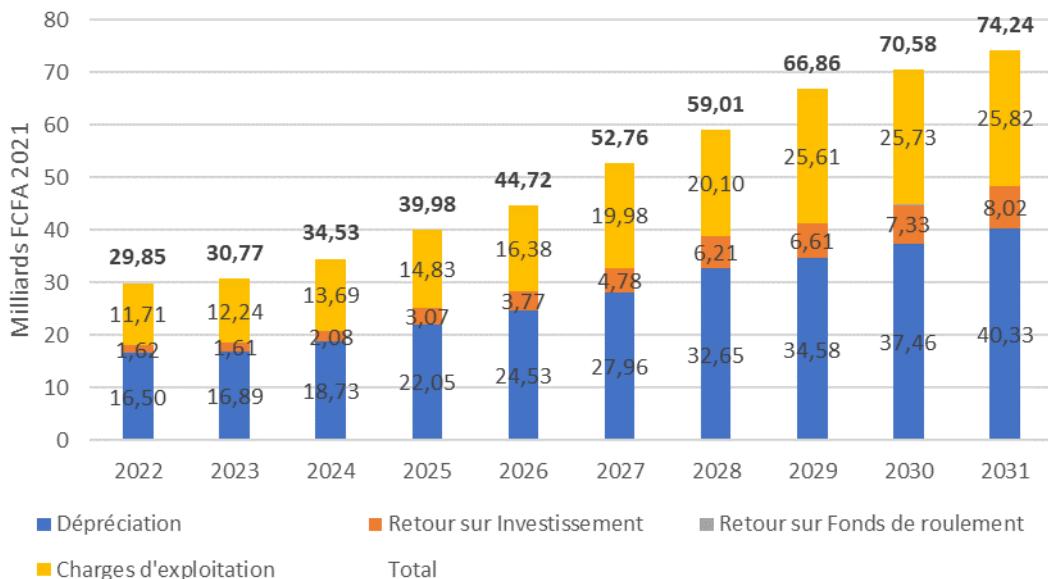
ENEKO Production



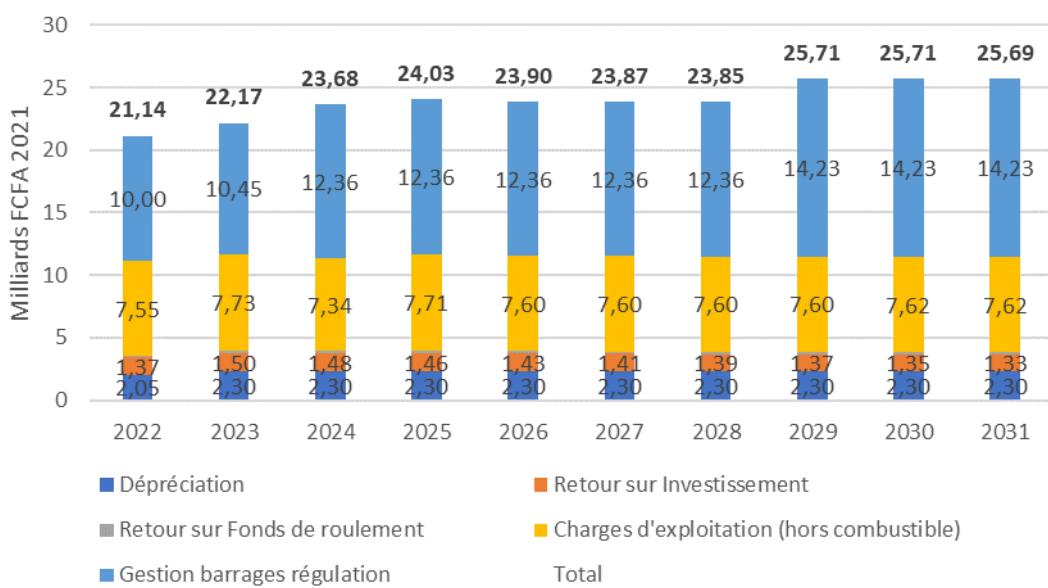
ENEKO Distribution et Commercialisation



1.3.2. RAR POUR SONATREL



1.3.3. RAR POUR EDC



1.3.4. RAR GLOBAL ET REVENU MOYEN

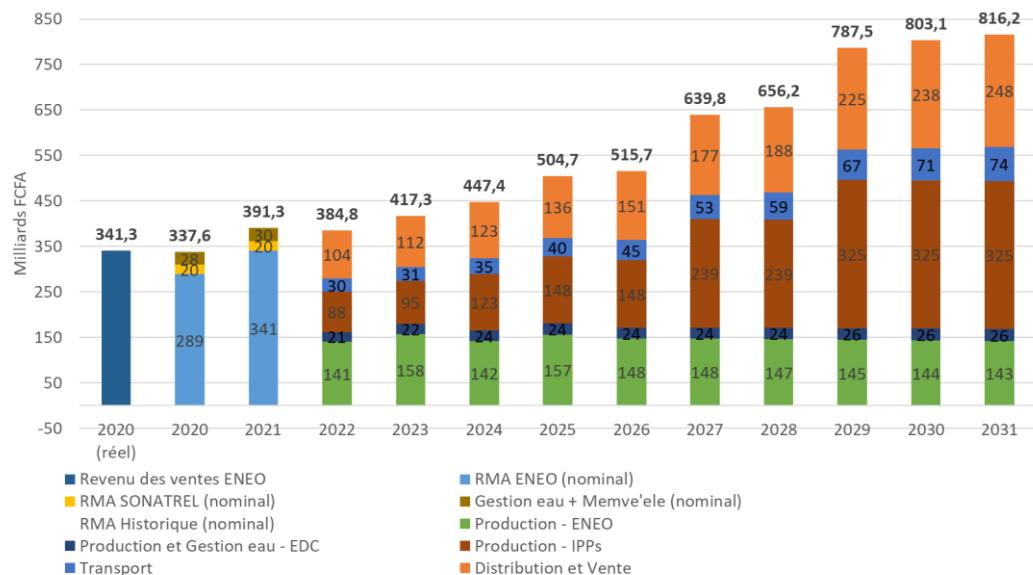
Le RAR Global pour le système électrique camerounais agrège les RAR calculés pour chaque opérateur et segment d’activité. Le niveau de RAR historique pour 2020 et le niveau de RAR prévu par l’ARSEL pour 2021 pour ENEO, en monnaie nominale de ces années, sont également indiqués. Les données reçues ne permettent pas de savoir clairement si ces données historiques incluent l’activité de transmission, ayant été étiquetées comme "ENEO" uniquement.

Le revenu moyen est le RAR Global rapporté aux prévisions d’électricités vendues (en MWh).

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

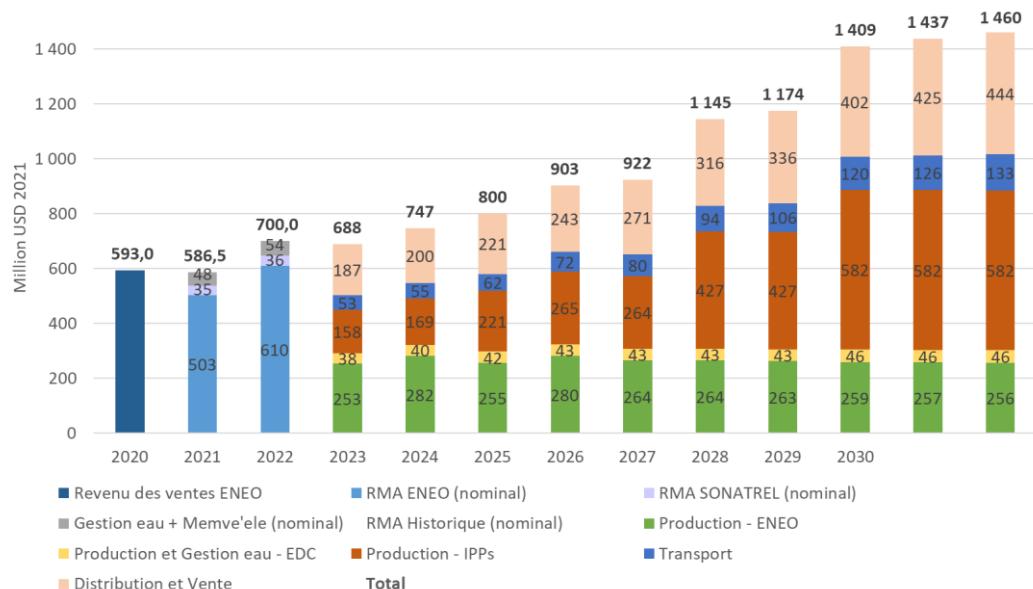
On observe une augmentation des besoins en recettes entre 2022 et 2025 (+16% dans les RAR et +3.1% dans les tarifs moyens en trois ans), le revenu requis par MWh reste par contre stable. À partir de 2025, la croissance de la demande est plus importante que l'augmentation du RAR et le revenu moyen évolue donc à la baisse, toujours en termes réels.

RAR projeté pour le système électrique du Cameroun 2022-2031 (Milliards FCFA 2021)



Le graphique suivant montre les mêmes RAR mais exprimés en millions de USD, aux prix réels de 2021 (sauf pour les années 2020 et 2021 pour lesquelles les montants nominaux sont montrés).

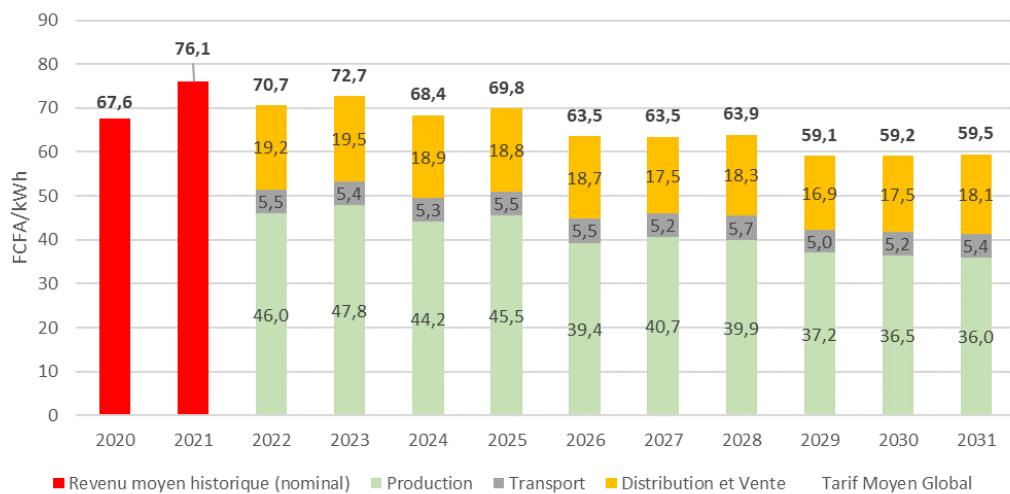
RAR projeté pour le système électrique du Cameroun 2022-2031 (Millions USD 2021)



Alors que les niveaux de revenus totaux estimés pour 2022 seraient similaires à ceux des années précédentes (comme on peut le voir dans le graphique ci-dessus pour le total ENEO+SONATREL), les niveaux de revenus requis pour SONATREL devraient augmenter rapidement, en conséquence des investissements prévus.

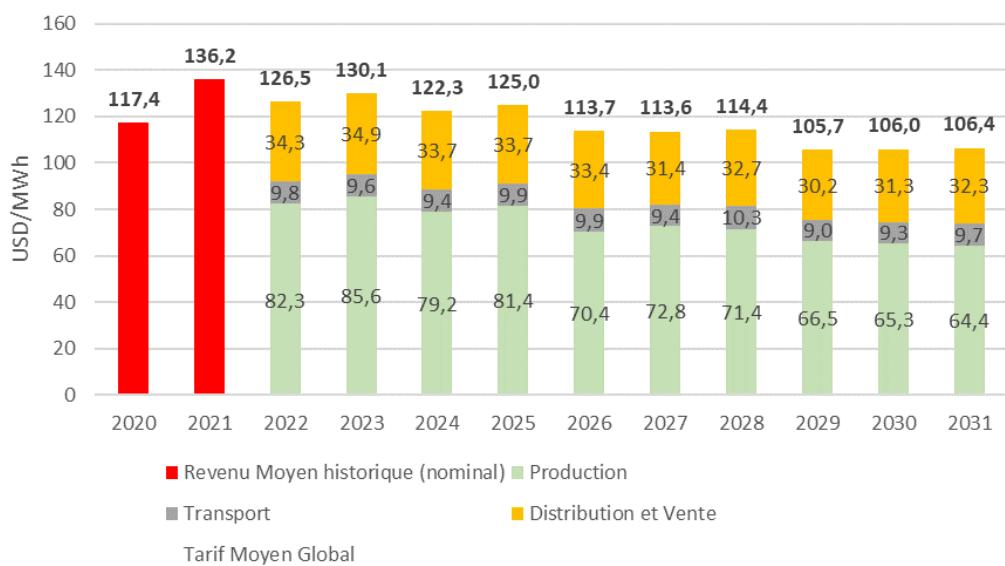
R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Revenu moyen associé au RAR en FCFA/kWh



Le graphique suivant montre les mêmes tarifs moyens mais exprimés en USD par MWh, aux prix réels de 2021.

Revenu moyen associé aux RAR en USD/MWh



Les résultats ci-dessus conduisent aux commentaires suivants :

- L'évolution des revenus requis, comme celle des tarifs moyens, est très dépendante des investissements à réaliser pour satisfaire la demande, spécialement dans le cas de SONATREL : la pertinence du scénario de prévision de demande (et d'investissements) est donc fondamentale.
- L'évolution du revenu moyen résultant semble montrer que les niveaux actuels des tarifs ne sont pas incompatibles avec le développement prévu, à condition toutefois (i) de maintenir le niveau en termes réels (prise en compte de l'inflation) et (ii) que les opérateurs soient efficaces (hypothèse prise en compte dans les calculs des RAR).
- Il est donc évident que beaucoup dépendra des choix qui seront faits, d'une part, pour développer le système production / transport au moindre coût et, d'autre part, pour

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

développer les réseaux de distribution de façon optimale et, surtout, en mettant en œuvre des programmes ambitieux d'amélioration des performances permettant au distributeur de satisfaire à ses obligations de qualité de service. Cela doit commencer par la fiabilisation des données correspondantes (nécessité du SCADA distribution).

- En pratique, compte tenu de la situation financière actuelle du secteur (pour le moins compliquée), l'analyse des aspects financiers (objet de la Tâche 3) permettra de savoir si cette viabilité apparente peut véritablement se réaliser.

Il ressort de ce qui précède que la finalisation du Plan de développement optimal du système de Production – Transport et Distribution d'électricité au Cameroun à l'horizon 2030 / 35 pour satisfaire la demande attendue à cet horizon, puis sa bonne réalisation, revêtent la plus grande importance.

Outre les spécificités propres à chaque compagnie, il faut souligner l'existence d'une chaîne de non-paiement entre tous les acteurs impliqués dans le secteur de l'électricité. Toutes les entreprises ont accumulé des dettes et des créances envers les autres agents. Comme les revenus perçus par ENEO auprès des utilisateurs finaux ne suffisent pas à couvrir tous les coûts, les paiements transmis au reste des agents sont également inférieurs aux besoins. Ce cumul progressif des charges à payer a entraîné des ratios financiers médiocres pour les trois entreprises et un manque de mouvements de trésorerie. Si l'on veut améliorer la situation, on peut envisager l'annulation des dettes croisées et/ou leur conversion en dettes à long terme. Ce point sera détaillé dans la Tâche 3.

Dans le cas d'ENEO, il faut également souligner l'importance des problèmes de liquidités due à l'importance de factures non payées par des clients privés ou publics. Les contributions des acteurs publics peuvent prendre la forme de subventions d'exploitation et peuvent ne pas être intégralement versées. Les états financiers indiquent en effet que la reconnaissance des subventions est indiquée sous la forme d'une subvention d'exploitation, mais sans indiquer que le paiement correspondant doit être réalisé. Il est également optimiste de considérer que la totalité de ces factures peut effectivement être recouvrées. La combinaison de ces observations peut indiquer que la société puisse ne pas disposer des liquidités nécessaires au financement du service de la société.

1.3.5. FORMULES D’AJUSTEMENT

La formule d’ajustement des recettes requises doit refléter les changements de coûts dus à l’inflation nationale (pour les coûts locaux), à l’inflation étrangère et au taux de change (pour les coûts internationaux) et aux variations d’autres facteurs exogènes (coût des achats d’énergie à des tiers).

La définition de la formule doit être cohérente avec la monnaie utilisée dans la définition du RAR de base (en FCFA et en termes réels de l’année de base de la définition des prix), afin d’éviter une double indexation des revenus.

A cet effet, un bon point de départ est la formule reflétée dans le Contrat Cadre de la Concession AES-SONEL³ pour le facteur d’ajustement CI ; en remplaçant dans cette formule l’année de base des indices par l’année de base de la définition des RAR.

Les facteurs α , β , γ et δ doivent être déterminés en fonction des poids relatifs des éléments de revenu associés à ces coûts dans le revenu annuel requis de chaque opérateur.

La formule du facteur d’ajustement (CI) est développée ci-dessous :

$$CI_t = \alpha \times IHPC_t + \beta \times \frac{IPC_t \times TC_t}{TC_o} + \gamma \times IPF_t + \delta \times \frac{PIE_t}{PIE_o}$$

Où :

- IHPC : index de l’inflation étrangère (européenne ou américaine)
- IPC : index de l’inflation au Cameroun
- TC : taux de change (du FCFA contre le USD ou l’Euro)
- IPF : index du prix du combustible
- PIE : coûts de l’énergie achetée auprès des producteurs indépendants.

³ Article 11 – Dispositions Tarifaires du Contrat Cadre de Concession et de Licence relatif à l’exploitation de plusieurs parties du secteur de l’électricité sur le territoire de la République du Cameroun, entre la République du Cameroun et AES SONEL (2001).

2. INTRODUCTION

2.1. CONTEXTE

Le Cameroun a fait face ces dernières années à des difficultés économiques, mises en lumière notamment par la chute des prix pétroliers en 2014-2015 et plus récemment par la pandémie du COVID-19. L’objectif primordial du pays, 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.

Après la création de l’ARSEL en 1998 et la privatisation de la SONEL en 2001 (devenue ENEO en 2014), le Gouvernement du Cameroun a promulgué en 2011, une nouvelle Loi sur l’électricité (i) séparant les activités de transport par création de la société d’État SONATREL (créée en 2015 mais opérationnelle seulement depuis 2019), (ii) mettant en place une nouvelle société pour gérer les réservoirs d’eau de la rivière Sanaga (EDC, Electric Development Corporation) et (iii) établissant un nouveau régime de tarifs.

Aujourd’hui, le principal problème résulte du manque de ressources financières du secteur, provenant de: a) les tarifs – qui bien que relativement élevés (75 FCFA/kWh pour les ventes réelles et 82 FCFA/kWh en termes de RMA d’après les données de l’ARSEL pour les clients non Spéciaux en 2020) – semblent rester insuffisants pour couvrir les coûts de service (avec le niveau de performance actuel) et b) un transfert incomplet des RMA vers les tarifs de vente, qui sont censés être couverts par une compensation gouvernementale directe et dont le paiement a connu des retards. Notamment, la mauvaise santé financière d’ENEO 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’État. Cette situation ne permet pas non plus aux opérateurs 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 autorité pour établir des tarifs aux consommateurs finaux permettant de couvrir le coût de service. La structure tarifaire doit être revue tous les 5 ans mais la dernière révision remonte à 2012.

2.2. OBJECTIFS DE LA MISSION

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 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.

La mission se déroule suivant les cinq tâches suivantes :

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- Tâche 1 : Cartographie Institutionnelle du secteur électrique.
- **Tâche 2 : Analyse des options et développement d'une approche recommandée pour déterminer les revenus requis autorisés de tous les opérateurs du secteur électrique et les procédures et formules d'ajustement périodique.**
- Tâche 3 : Modèle financier du secteur électrique.
- Tâche 4 : Analyse des options et développement de recommandations pour améliorer la structure des tarifs existants et leurs ajustements périodiques.
- Tâche 5 : Analyse des options et détermination de la stratégie de transition recommandée.

2.3. OBJECTIFS DU RAPPORT

Après le Rapport de Démarrage envoyé le 9 août 2021 et le Rapport sur la Cartographie Institutionnelle du Secteur électrique Camerounais présenté le 13 septembre 2021 en conclusion de la Tâche 1, ce rapport présente les résultats préliminaires de la Tâche 2.

Il s'agit de l'estimation du coût de service ou du revenu annuel requis dont chaque opérateur aurait besoin pour développer les activités de production, de transport ou de distribution et de vente d'électricité au Cameroun sur la période 2022-2031.

Ces coûts pourraient à leur tour être utilisés dans le calcul du revenu annuel maximum autorisé dans le cadre contractuel entre l'Etat camerounais et les opérateurs du secteur.

Toutefois, il convient de noter que le concept de revenu annuel maximum peut comprendre des ajustements contractuels additionnels : les différences entre les recettes et les coûts des périodes précédentes, l'application des bonus/pénalités du système d'incitation aux performances et d'autres aspects détaillés qui ne correspondent pas à la détermination du coût du service.

3. MÉTHODOLOGIE DE DÉTERMINATION DES REVENUS ANNUELS REQUIS

3.1. DÉFINITION DES REVENUS ANNUELS REQUIS

Le revenu annuel requis représente le niveau de revenu dont un opérateur efficace aurait besoin pour mener à bien les activités réglementées correspondant à son activité. La détermination du revenu annuel requis prend en compte les éléments suivants :

- Rémunération de la base tarifaire : amortissement (récupération du capital de l’investissement en immobilisations et en fonds de roulement) et rendement de la base tarifaire (comptabilisation du coût financier des investissements).
- Coûts d'exploitation et de maintenance, pour un opérateur efficace.
- Les coûts d'achat d'énergie auprès de tiers, selon les contrats signés.
- Les frais de combustibles.

Les redevances et autres dépenses réglementées (redevance de droits d'eau, redevance ARSEL) ne sont pas incluses, mais elles devront être ajoutées au revenu requis avant le calcul des tarifs pour recouvrir ces coûts régulés.

Cette formulation générale est similaire à celle définie dans le contrat entre l'Etat et ENEO (articles 5,6 du contrat Etat / AES-SONEL, article 2 du cahier des charges, et du point 10 de son avenant N°2. Ces coûts de service représentent le revenu annuel requis (RAR) par l'opérateur efficace et pourraient à leur tour être utilisés dans le calcul du revenu annuel maximum du cadre contractuel entre l'Etat camerounais et les opérateurs du secteur.

Dans le cadre réglementaire et contractuel du secteur de l'électricité au Cameroun, le Revenu Maximum Autorisé (RMA), représente le revenu maximum que le régulateur autorise chaque année à transférer aux tarifs des utilisateurs finaux.

La principale différence entre la formulation du Revenu Annuel Requis (RAR) et celle du Revenu Maximum Autorisé (RMA) du contrat entre l'Etat et ENEO réside dans l'application de facteurs d'ajustement (régime incitatif sur les performances, facteur de rendement régulatoire, ajustements pour les résultats des années précédentes et compensations directes). Le tableau ci-dessous explicite les différences entre les deux notions.

Différences entre le RAR et le RMA

Élément	RAR	RMA
Dépréciation (recouvrement de l'investissement)	Oui	Oui
Retour sur investissement (sur la BAR)	Oui	Oui
OPEX (hors frais combustible et achat aux IPPs)	Oui	Oui
Frais de combustible et achat aux IPPs	Oui	Oui
Fonds de roulement	Oui	Non. (pas explicitement inclus.)
Subventions	Non	Oui
Redevances ou charges sectorielles (redevance ARSEL, redevance FDSE)	Oui	Oui
Ajustements pour différences dans les années précédentes	Non	Oui

3.2. FORMULE GÉNÉRIQUE

3.2.1. FORMULATION GÉNÉRALE

Le calcul des Revenus Annuels Requis (RAR) fait partie d'un processus d'allocation des coûts, qui doit se conformer aux principes généralement acceptés de transparence, d'équité et d'efficacité.

Le calcul des RAR est effectué pour chaque segment et chaque opérateur du secteur (activités de production, de transport et de distribution).

La formulation générale du calcul du RAR suit une approche financière et est formulée de la manière suivante :

$$RAR_j^y = ROI_j^y + DEP_j^y + OPEX_j^y + NCI_j^y$$

où:

- RAR_j^y : Revenu Annuel Requis pour l'activité "j" pour l'année "y"
- ROI_j^y : Retour sur investissement de l'activité "j" pour l'année "y"
- DEP_j^y : Dépréciation réglementaire de l'activité "j" pour l'année "y"
- $OPEX_j^y$: Dépenses d'exploitations permises pour l'activité "j" pour l'année "y"
- NCI_j^y : Factures non encaissées (non collected invoicing)

La méthodologie de calcul de chacune des composantes des RAR est décrite de manière plus détaillée dans les sections suivantes⁴.

3.2.2. BASE D’ACTIFS

Les actifs utilisés par chaque agent dans chaque segment d'activité (production, Transport, distribution) seront considérés comme la Base d'Actifs (BAR, ou RAB par l'acronyme en Anglais) pour cet agent dans ce segment d'activité.

La BAR est la base d'actifs sur laquelle le retour sur investissement et l'amortissement (dépréciation) sont calculés. Par conséquent, chaque agent n'aura le droit de recevoir des revenus régulés que pour les actifs inclus dans la BAR.

La valeur de la BAR sera calculée en :

- Sélectionnant les actifs devant y être inclus, selon la règle de l'usage et de l'utilité, ainsi que leur date d'inclusion.
- Déterminant la valeur à laquelle chaque actif doit être inclus dans la BAR.
- Appliquant la réduction d'amortissement approuvée.
- Ajustant la BAR pour les apports et les cessions de capitaux (formule de report).

Ainsi, seuls les actifs qui répondent aux deux critères suivants doivent être acceptés dans la BAR :

- Utilisé : les actifs ne sont comptabilisés dans la BAR qu'à partir de la date de la mise en service (entrée en exploitation). Avant cela (c'est-à-dire avant ou pendant la construction), les actifs ne font pas partie du calcul de la BAR.

⁴ Dans le cadre de cette mission, nous calculons une valeur initiale des revenus nécessaires pour chaque activité. À l'avenir, d'autres révisions tarifaires permettront une estimation plus précise des différents RAR, une fois que les informations de base auront évolué en quantité et en détail.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- Utile : les actifs reconnus dans la BAR doivent avoir été approuvés comme tels en raison de leur utilité pour le système électrique. Cette approbation est considérée comme accordée aux actifs qui ont été installés conformément à un plan d’investissement approuvé par le gouvernement ou l’autorité de régulation. Les actifs installés en dehors d’un tel plan préapprouvé sont soumis à l’approbation des autorités de régulation avant d’entrer dans la BAR (approbation ad-hoc d’un investissement).

La valeur de la BAR utilisée pour calculer le retour sur investissement est la moyenne des valeurs d’ouverture et de clôture des BAR pour l’année concernée, telles que prévues par l’autorité de régulation :

$$RAB_j^y = \frac{1}{2} \cdot (Opening RAB_j^y + Closing RAB_j^y)$$

où:

- Opening RAB_j^y* (BAR à l’ouverture): valeur de la BAR pour l’activité “j” au début de l’année “y” (1^{er} janvier), qui est égale à la BAR à la clôture de l’année précédente
- Closing RAB_j^y* (BAR à la clôture): valeur de la BAR pour l’activité “j” à la fin de l’année “y” (31 décembre)

L’évolution de la BAR au cours d’une période tarifaire est calculée par l’autorité de régulation en appliquant une approche prospective:

$$Closing RAB_j^y = Opening RAB_j^y + Additions_j^y - DEP_j^y - Capital Contributions_j^y - Disposals_j^y$$

où:

- Opening RAB_j^y* (BAR à l’ouverture): valeur de la BAR de l’activité “j” au début de l’année “y” (1^{er} janvier), qui est égale à la BAR à la clôture de l’année précédente.
- Additions_j^y*: valeurs des nouveaux actifs commissionnés pour l’activité “j” pendant l’année “y” (1^{er} janvier).
- DEP_j^y*: dépréciation réglementaire reconnue sur les actifs de la BAR à l’ouverture, pour l’activité “j” pour l’année “y”.
- Capital Contributions_j^y* (*Contributions en capital*): valeur des actifs inclus dans les additions financées par des parties tierces, par opposition à un financement propre. Les contributions en capital comprennent la valeur des actifs reçus sans frais, par exemple financés par des dons/apports ou des actifs assignés sans frais par le Gouvernement, des clients, ou d’autres.
- Disposals_j^y* (*Cessions*): actifs retirés de la BAR car ils ont été transférés à une autre partie ou déclassés.

3.2.3. RETOUR SUR INVESTISSEMENT

Le retour sur investissement offre une rémunération équitable de l’investissement consacré à la fourniture du service, dans des conditions de qualité et de risques satisfaisant. Il est calculé comme suit :

$$ROI_j^y = RAB_j^y \cdot WACC_j^y$$

où:

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

- RAB^y_j : Base d'actifs de l'activité "j" pour l'année "y"
- $WACC^y_j$: Taux de rendement réglementé (coût moyen du capital) pour l'activité "j" pour l'année "y"

3.2.4. RETOUR SUR INVESTISSEMENT EN FONDS DE ROULEMENT

Les entités réglementées ont le droit de recevoir une compensation pour le coût financier du maintien des niveaux de fonds de roulement nécessaires à l'exploitation de leurs activités réglementées. Ces coûts financiers ne sont pas inclus dans le Retour sur Investissement (sur la RAB) et sont donc recouvrés par le biais d'un poste de recettes spécifique, le retour sur fonds de roulement (RFR).

Le RFR est calculé comme suit:

$$RFR_{i,j}^y = BFRN_{i,j}^y \cdot WACC_j^y$$

Où:

- $RFR_{i,j}^y$: retour sur fonds de roulement pour l'opérateur « i » pour l'activité « j » pour l'année « y »;
- $BFRN_{i,j}^y$: Besoin en fonds de roulement nets;
- $WACC_j^y$: Taux de rendement réglementé (coût moyen du capital) pour l'activité "j" pour l'année "y".

$$RFR_{i,j}^y = \left[\frac{\text{Lag Days}}{365} \cdot (ROI_{i,j}^y + DEP_{i,j}^y + OPEX_{i,j}^y) \right] - \left[\frac{\text{Lead Days}}{365} \cdot OPEX_{i,j}^y \right]$$

- Lag Days : nombre de jours de référence qu'il faut en moyenne à l'opérateur pour encaisser les paiements après avoir fourni ses services ou pour payer ses fournisseurs après avoir reçu les biens ou services;
- Lead Days : nombre de jours de référence que l'opérateur a en moyenne pour payer ses charges d'exploitation.

Comme référence on propose assumer «Lag Days» = 45 and «Lead Days» = 30. Cette durée est réduite d'une durée correspondant à la proportion des ventes en prépayé, en considérant chaque segment séparément. Sur base de données fournies par ENEO, le prépayé représenterait 5% des ventes du segment « Professionnel » en basse tension, et 16% des ménages, ce qui correspondrait à une réduction variant entre 1,61 et 1,94 jours suivant les années.

3.2.5. TAUX D'ACTUALISATION (CPMC ou WACC)

Pour calculer le taux de rentabilité réglementé, nous utiliserons le coût moyen pondéré du capital (CPMC ou WACC), plus précisément le CPMC réel avant impôt (real pre-tax WACC).

Le CPMC est calculé comme suit :

$$WACC = g \cdot RD + (1 - g) \cdot \left(\frac{1}{1 - t} \right) \cdot RE$$

où:

- g : ratio d'endettement, calculé comme la part de la dette dans la structure du capital reconnue par l'autorité de régulation [$g = D/(D+E)$, D étant le montant de la dette et E le montant des fonds propres dans cette structure].

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- RD : Coût de la dette en termes réels, reconnu par l'autorité de régulation.
- RE : coût des fonds propres en termes réels, reconnu par l'autorité de régulation.
- t : taux effectif d'impôt sur les sociétés, reconnu par l'autorité de régulation.

Il est important de noter que pour éviter une double rémunération de l'inflation, si la BAR est exprimée en termes nominaux, le CMPC doit être exprimé en termes réels. De même, si la BAR est exprimée en termes réels, le CMPC doit être en termes nominaux.

De même, pour le CMPC avant ou après impôt : s'il n'y a pas de terme de revenu réglementé distinct pour compenser l'opérateur pour les impôts sur les sociétés, alors le CMPC doit être avant impôt. Sinon, après impôt.

3.2.6. DÉPRÉCIATION

L'amortissement historiquement appliqué pour le calcul des revenus des entités régulées correspond à l'amortissement comptable (durée de vie comptable, méthode d'amortissement simple). Il est calculé comme le produit d'un taux d'amortissement constant appliqué à la valeur brute (valeur initiale non amortie) à laquelle l'actif est initialement comptabilisé dans la BAR. Cet amortissement linéaire est donc un montant annuel constant pour la durée de vie utile restante de l'actif. À la fin de sa durée de vie utile, l'actif a été entièrement amorti et ne donne pas droit à un retour sur investissement supplémentaire.

Pour le calcul des revenus prévisionnels, l'amortissement est calculé de façon simplifiée à travers un taux d'amortissement (DR) appliqué à la valeur initiale de la BAR de chaque année.

L'amortissement (dépréciation) est calculé comme suit :

$$DEP_{i,j}^y = \sum_k (BAR \text{ Initiale}_{i,j,k}^y \cdot DR_{j,k})$$

où:

- DEP : amortissement de l'agent i, pour le segment j, dans l'année y.
- BAR Initiale : BAR Initiale de l'agent i, pour le segment j et l'actif type k, dans l'année y.
- DR : ratio d'amortissement de l'actif type k, dans le segment j.

3.2.7. DÉPENSES D’EXPLOITATION AUTORISÉES

Le RAR doit inclure les revenus associés au recouvrement des dépenses d'exploitation autorisées selon une approche prudente et optimale. Le niveau prudent et optimal des dépenses opérationnelles autorisés est déterminé comme suit :

$$OPEX_{i,j}^y = OPEX \text{ hors combustible} + \text{Coûts de combustible}$$

Dans le cas de l'activité d'ENEO Distribution et Commercialisation, les dépenses opérationnelles comptabilisées doivent intégrer les paiements pour l'achat d'énergie, notamment les paiements aux IPPs.

3.2.8. FACTURATION NON ENCAISSÉE ET PERTES AUTORISÉES

Dans le cas où l'autorité de régulation considère que certains revenus accumulés dans le passé n'ont pas pu être perçus pour des raisons non imputables à l'opérateur, cette "créance

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

irrécouvrable" peut être reconnue comme un supplément à l'exigence normale de revenus annuels.

Cette composante n'est pas strictement un coût d'exploitation nécessaire, mais plutôt un ajustement ex post des éléments de coût/revenu déjà reconnus dans le passé.

On ajoute également dans cette composante, le cas échéant, les pertes autorisées c'est-à-dire ne dépassant pas les valeurs sur lesquelles l'opérateur s'est engagé dans son contrat de concession. Alternativement, affecter les RAR d'un facteur d'ajustement pour les pertes reconnues dans le processus de calcul des tarifs de vente servirait le même objectif.

Les RAR indiqués dans ce rapport pour SONATREL et ENEO Distribution et Vente ne comprennent pas le montant pour le paiement des pertes, qui devrait être une répercussion du niveau des pertes reconnues sur le coût pondéré des achats d'énergie. Cet ajustement sera effectué lors du calcul des tarifs.

3.3. FORMULES DES REVENUS REQUIS ACTUELS

3.3.1. ENEO

Les conditions économiques de la concession d'ENEO sont régies par le contrat-cadre de concession, signé en juillet 2001, et modifié par trois avenants.

- Contrat Cadre de Concession et de License (18 Juillet 2001) et son Cahier des Charges;
- Avenant №1 (Décembre 2006. Il inclut les objectifs de nombre de raccordements.
- Avenant №2 (Août 2015) :
 - Mise à jour après la conversion de AES SONEL en ENEO (2014).
 - Remise des ouvrages de retenue d'eau de la Sanaga à EDC. Il est prévu de signer un Contrat de Concession entre EDC et l'Etat. Les ouvrages affectés sont: le Barrage de Bamendjin (1974, au nord de la ville de Bafoussam), le Barrage de Mape (1988, au nord de la ville de Foumban) et le Barrage de Mbakaou (1968, à 35 km de la ville de Tibati).
 - Accord de transfert du Contrat de Concession de Transport et de celui de Gestion du Réseau de Transport et des ouvrages et biens y afférents, à une entité publique (ce sera la SONATREL).
- Avenant №3 (Novembre 2018) :
 - Modification du périmètre de la concession : refléter le transfert des activités (actifs, droits et responsabilités) du transport et de la gestion du transport à la SONATREL.
 - Référence au Contrat de Concession de Stockage Eau à EDC.
 - Prorogation de 10 ans de la durée du Contrat Cadre de Concession et des Contrats de Concession dérivés de production, de distribution et vente (jusqu'à 17 juillet 2031).
 - Inclusion d'indicateurs de suivi de la performance.
 - Définition de trois périodes d'investissement : Novembre 2018 – 31 décembre 2019; 1^{er} janvier 2020 – 31 décembre 2026 et 1^{er} janvier 2027 – 31 décembre 2031.
 - Filialisation de l'activité de production d'ENEO (au plus tard au 17 juillet 2021).
- Contrat de Concession de Production;
- Contrat de Concession de Transport et de Gestion du Réseau de Transport;

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- Contrat de Concession de Distribution.
- Licence de Vente d’Electricité.

Le Contrat Cadre de Concession distingue trois types de biens, mais on n’apprécie pas des différences dans le calcul des revenus y liés :

- “*Biens Concédés*” désigne l’ensemble des actifs dont l’Etat est propriétaire mis à la disposition de la SONEL au titre des Contrats Dérivés, ainsi que (i) les nouvelles Installations de Production correspondant à des ouvrages de production hydroélectrique ou à des ouvrages de production thermique, (ii) les nouvelles Installations de transport se rapportant à l’activité de Transport (étant précisé que les nouvelles Installations de transport se rapportant à l’activité de Gestion du Réseau de Transport pourront constituer des Biens Propres), (iii) les Installations de Distribution et (iv) les autres actifs que l’Etat déciderait de mettre à disposition de la SONEL pendant la durée du présent Contrat.
- “*Biens Propres*” désigne (i) les Installations de Production dont la SONEL est propriétaire ou dont il a la jouissance (autres que les Biens Concédés), (ii) les Installations de Transport se rapportant à l’activité de Gestion du Réseau de Transport dont la SONEL est propriétaire ou dont il a la jouissance (autres que les Biens Concédés), et (iii) les nouveaux actifs dont la SONEL sera propriétaire ou dont il aura la jouissance (autres que les Biens Concédés et les Biens Accessoires).
- «*Biens Accessoires*» de la SONEL, constitués des actifs dont la SONEL a la propriété ou la jouissance mais ne rentrant pas dans la catégorie des Installations de Production, des Installations de Transport et des Installations de Distribution qui feront l’objet d’une obligation de reprise par les Nouveaux Exploitants ou à défaut l’Etat à la fin de chacun des Contrats Dérivés concernés, conformément aux dispositions de ceux-ci.

A partir de la 11^{ème} année de la concession, le régime des revenus régulés devient un Revenu Maximum («Revenue Cap»). Les activités pour lesquelles le Contrat de Concession prévoit une Formule de Contrôle des Revenus Dérivés, 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.

La clause 7.2 du Contrat de Concession prévoyait déjà l’obligation d’une comptabilité analytique pour les activités d’ENEO (à partir de la fin de l’exercice 2004; modifié par l’Avenant N°3 pour changer la date à la fin de l’exercice 2018).

La clause 12.2 du Contrat de Concession prévoyait la filialisation de l’activité de Gestion du Réseau de Transport de la SONEL («La SONEL transférera à la Filiale l’ensemble des actifs, droits et obligations relatifs à son activité de Gestion du Réseau de Transport. La Filiale sera substituée à la SONEL pour l’exécution des dispositions du présent Contrat...»). Le nouveau gestionnaire (la SONATREL) devait conclure avec l’Etat un nouveau contrat de concession similaire à celui de la SONEL (ENEO).

Les concessionnaires (tous, non seulement ENEO) doivent verser une redevance annuelle de 1% du chiffre d’affaires annuel hors taxes de l’année précédente à l’ARSEL, en tant que redevance

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

régulatoire. La dernière année de chaque période quinquennale la redevance s’élève à 1,25% au lieu de 1%.

Les concessionnaires (tous, non seulement ENEO) doivent aussi contribuer au Fonds de Développement du Secteur de l’Électricité (FDSE) avec une redevance de 1% de leur chiffre d’affaires annuel hors taxes (Décret N° 2020/497 du 19 août 2020).

Le paiement effectif de ces charges et des compensations dues par l’Etat à ENEO fera partie de l’analyse financière qui sera développée dans la Tâche 3 de cette étude.

D’après le point 2.1.3 du Cahier des Charges du Contrat de Concession, tel que modifié par l’Avenant N°2, les Formules de Contrôle des Revenus Dérivés relatives aux différentes activités sont calculés comme suit :

«

$$RMA_t = \left(\frac{CI_{t-1}}{CI_{t-2}} \cdot CE_t + A_t + (WACC \cdot BT_t) + CC_t + AE_t + RI_t + K_t + AF_t - P_{t-1} \right)$$

dans laquelle :

Rat *Revenu Maximal autorisé de l’activité considérée pour l’année t.*

t *désigne l’année de référence (par exemple, t = 11 dans la onzième année de la Concession)*

t-1 *désigne l’année immédiatement antérieure à l’année t*

CI *[Coefficient d’Indexation], est déterminé selon la formule suivante :*

$$CI_t = \alpha \cdot IHPC_t + \beta \cdot \frac{IPC_t \cdot TC_t}{TC_0}$$

Dans laquelle

IHPC_t *est la moyenne pondérée, pour les deux trimestres précédant le trimestre de référence, des indices trimestriels des prix à la consommation globale des ménages, recalibrée pour que IHPC_t soit égal à 1 en 2010.*

IPC_t *est la moyenne arithmétique de l’Indice de prix des biens intermédiaires – matériel électrique, publié mensuellement par l’Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) en France, recalibrée pour que IPC_t soit égal à 1 en 2010.*

TC_t *est la valeur moyenne annuelle arithmétique du FCFA contre l’EURO (en FCFA par EURO) telle que publiée par la Banque Centrale des Etats de l’Afrique Centrale.*

TC₀ *est la valeur du FCFA contre l’EURO (en FCFA par EURO) au 30 juin 2001, à savoir 1 EURO = 655,957 FCFA.*

α *est le poids des charges d’exploitation impacté par l’inflation locale.*

β *est le poids des charges d’exploitation impacté par l’inflation importée.*

α et β prennent respectivement les valeurs ci-dessous pour la Troisième Période Quinquennale (2011-2015) :

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

	Production	Gestion du réseau de transport	Transport	Distribution	Vente d'énergie
α	77,1%	77%	87,0%	63,4%	77%
β	22,9%	23%	13,0%	36,6%	23%

CE_t représente le montant des charges d’exploitation pour chacune des activités pour l’année t telles que validées par le régulateur pour l’année t .

$CMPC$ est le coût moyen pondéré du capital calculé pour la période quinquennale.

A_t est l’amortissement lié à la base tarifaire de l’activité considérée pour l’année t .

BT_t est la base tarifaire nette de l’activité considérée pour l’année t .

CC_t représente les charges de combustible liées à la production d’énergie électrique d’origine thermique pour l’année t .

AE_t représente les charges liées aux achats d’énergie auprès de producteurs indépendants et les droits liés à l’usage de l’eau pour l’année t .

RI_t est un paramètre permettant d’ajuster le niveau de revenus autorisés d’ENEKO pour l’activité considérée, en cas de conditions imprévues qui affecteraient de manière significative les conditions d’exploitation d’ENEKO pour l’activité considérée.

K_t est un facteur de correction des différences entre les revenus perçus pour l’activité considérée de l’année $t-1$ (RP_{t-1}) dans les conditions d’efficience définies, et le revenu réalisé l’année $t-1$ (RR_{t-1}) qui prend en compte les coûts réellement encourus, pour la même activité.

K_t est défini selon la formule suivante :

$$K_t = (RP_{t-1} - RR_{t-1}) \cdot (1 + I_{t-1})$$

Dans laquelle :

RP_{t-1} représente le revenu de la même activité pour l’année $t-1$ perçu dans les conditions d’efficience prévue. Il est obtenu en appliquant la formule suivante :

$$RP_{t-1} = PP_{t-1} \cdot E_{t-1}$$

Où :

PP_{t-1} représente le prix moyen perçu pour l’activité considérée à l’année $t-1$.

E_{t-1} représente l’énergie (produite, transportée, distribuée ou vendue) obtenue sur la base du niveau d’efficience prévue.

RR_{t-1} représente le revenu réalisé de l’activité considérée obtenu sur la base des coûts réellement encourus (investissement, charges, etc.) au cours de l’année $t-1$.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- I_{t-1} est un taux d'intérêt, égal au taux d'intérêt sur appel d'offres de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale à l'année $t-1$ plus marge bancaire plus deux pour cent (2%).
- AF_t représente le montant de la redevance liée à l'activité considérée pour l'année t .
- P_{t-1} est le montant des incitations Contractuelles exigibles pour manquement pendant l'année $t-1$, pour l'activité considérée, à l'exception des Incitations Contractuelles payables aux usagers.

Le Contrat de Concession définit une Base Tarifaire (BAR) initiale de 140 milliards FCFA, une formule d'évolution annuelle («rolling forward») typique et une indexation par l'inflation. Il s'agit donc d'une Base Tarifaire nominale. À la fin de la période d'exclusivité, la Base Tarifaire devra être ventilée en des Bases Tarifaires Dérivées pour chacune des activités.

L'utilisation d'une valeur nominale de l'actif de base est appropriée tant qu'elle s'accompagne de l'application d'un CMPC en termes réels (afin de ne pas doubler l'effet de l'inflation). Cependant, il faut garder à l'esprit que dans les exercices de calcul des recettes régulées, il est souvent préférable d'utiliser les coûts en termes réels (sans inflation) et d'appliquer ensuite l'inflation (qui est une variable exogène). Cette vision est celle adoptée dans le calcul du RAR présenté dans ce rapport, qui exclut l'inflation pour la période 2022-2031. L'inflation fait partie de la formule d'ajustement (indexation) qui serait appliquée ex post pour le transfert des RAR aux tarifs.

Le point 2.4.iii) du Cahier des Charges définit le Taux de Rentabilité Normale (CMPC) sur la Base Tarifaire et sur les Bases Tarifaires Dérivées comme le coût réel du capital après impôts :

«

$$\text{WACC après impôts} = g \times R_d + (1 - g) \times R_e$$

dans laquelle :

g est une estimation du ratio dette nette / (dette nette + fonds propres) qui sera fixé à 55% pendant la Première Période de Gestion pour les besoins du présent Cahier des Charges, et dont la valeur sera révisée à chaque révision intermédiaire.

R_d est le coût de la dette estimé après impôts qui sera fixé de manière cohérente avec le taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat (R_f) définie ci-dessous.

R_e est le coût estimé des fonds propres, étant précisé que le coût estimé des fonds propres (R_e) sera calculé de la manière suivante :

$$R_e = R_f + \text{Bêta} \times R_m$$

Où :

R_f est le taux de rendement sans risque estimé pour les emprunts d'Etat au Cameroun durant la Période Nouvelle. En l'absence d'emprunts d'Etat, ce taux sera fixé sur la base suivante :

- Le taux de rendement avant impôts estimé sur les emprunts du Trésor français libellés en euros durant la Période Nouvelle, corrigé

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

de l'inflation en utilisant un taux d'inflation estimé en France pour ladite période ; et

- Une prime appliquée à ce taux reflétant le coût réel estimé d'emprunt additionnel par un gouvernement de la Communauté Economique et Monétaire de l'Afrique Centrale, y compris une estimation de la prime qui serait payée par le Gouvernement du Cameroun si des informations sur le coût réel d'emprunt par le Gouvernement du Cameroun ne sont pas disponibles.*

Bêta est la moyenne des estimations des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur électrique par rapport à la valeur des titres des marchés en actions sur lesquels celles-ci sont cotées, soit aux Etats-Unis, soit en Europe. Ces estimations devront être ajustées pour tenir compte des variations dans les ratios de financement. Les titres utilisés pour ces calculs seront ceux d'entreprises régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de la SONEL durant la Période Nouvelle.

R_m est une estimation de la prime de risque de marché au-dessus du taux de rendement sans risque qui est requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié durant la Période Nouvelle. Celui-ci devrait être fondé sur une estimation de la valeur historique de cette prime de marché en France telle qu'elle est publiée dans la publication « Droit de Marché » (publication du cabinet « Associés en Finance », juin 2001, ou version révisée). »

L'Annexe 2 du Cahier des Charges montre les durées de vie définies pour les calculs des revenus :

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 1 Durée de vie et taux d'amortissement des immobilisations futures (Contrat de Concession)

Equipements et ouvrages	Durée de Vie Technique (ans)	Taux d'amortissement (%)
Barrages	75	1.33
Canal de fuite	75	1.33
Conduite forcée génie civil	75	1.33
Génie civil – bâtiments de centrales	50	2.00
Génie civil – postes	50	2.00
Turbines alternateurs / groupes générateurs (hydro)	30	3.33
Turbines à gaz	15	6.67
Groupes électrogènes rapides (1)	15	6.67
Groupes électrogènes semi-rapides (2)	20	5.00
Groupes électrogènes lents (3)	25	4.00
Lignes de transport HTB	40	2.50
Lignes de transport BT et HTA	30	3.33
Coupe-circuit amont	25	4.00
Equipements postes	30	3.33
Transformateurs HTB	30	3.33
Transformateurs HTA / BT	30	3.33
Branchements	20	5.00
Disjoncteurs	20	5.00
Compteurs	20	5.00

(1) 1000-1500 tr/mn, sur la base de 50.000 heures d'utilisation

(2) 300-750 tr/mn, 1.000.000 heures d'utilisation

(3) inférieur à 300 tr/mn, 150.000 heures d'utilisation

Source : contrat de concession ENEO

3.3.2. SONATREL

Dans le cadre de la mise en œuvre de la Loi Nº 2011/022 du 14 décembre 2011, l'Etat a signé avec la Société Nationale de Transport de l'Électricité (SONATREL) le 27 avril 2018 deux contrats de concession :

- Contrat de Concession de Transport de l’Électricité;
- Contrat de Concession de Gestion du Réseau de Transport.

Le Consultant n'a pas eu accès aux contrats de concession de la SONATREL, mais la formule de fixation des revenus est évoquée dans la Décision Nº239/ARSEL/DG/DCEC/SDCT/CEA du 11 décembre 2018, complétée par la Décision Nº132/ARSEL/DG/DCEC/SDCT/CEA du 30 avril 2019. Cette formule est aussi indiquée dans le rapport «Rapport de Modélisation Tarifaire» développé en 2017/2018 par RTE-Nodalis-PWC:

$$RMA_t = (CE_t + A_t + (CMPC \cdot BT_t) + AE_t + ET_t + RI_t + AF_t - K_t - P_{t-1})$$

Où :

RMA_t est le revenu maximal autorisé de l'activité considérée pour l'année t.

CE_t représente le montant des charges d'exploitation pour chacune des activités pour l'année t, en monnaie courante.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Au cours de la deuxième période quinquennale, CE_t sera calculé à partir de la formule suivante :

$$CE_t = \frac{CI_{t-1}}{CI_{t-2}} \cdot OI_t \cdot CE_{t-1}$$

OI_t est déterminé selon la formule suivante :

$$OI_t = I_0 + l_{L,400} \cdot \frac{L_{400,t}}{L_{400,t-1}} + l_{L,225} \cdot \frac{L_{225,t}}{L_{225,t-1}} + l_{L,110} \cdot \frac{L_{110,t}}{L_{110,t-1}} + l_{L,90} \cdot \frac{L_{90,t}}{L_{90,t-1}} + I_{P,400} \cdot \frac{P_{400,t}}{P_{400,t-1}} + I_{P,225} \cdot \frac{P_{225,t}}{P_{225,t-1}} + I_{P,110} \cdot \frac{P_{110,t}}{P_{110,t-1}} + I_{P,90} \cdot \frac{P_{90,t}}{P_{90,t-1}}$$

Dans laquelle $t = 0$ en 2017, et :

- $L_{X,t}$ = Longueur électrique de réseau de tension X en service au début de l’année t (en km).
- $P_{X,t}$ = puissance cumulée des postes de tension maximale X en service au début de l’année t (en MW)
- I_0 , $I_{L,X}$ et $I_{P,X}$ des coefficients de pondération à déterminer ultérieurement pour la 2^{ième} période quinquennale.

CI_t est déterminé selon la formule suivante :

$$CI_t = \alpha \cdot IHPC_t + \beta \cdot \frac{IPC_t \cdot TC_t}{TC_0}$$

Dans laquelle :

$IHPC_t$ est une moyenne pondérée pour les deux trimestres précédant le trimestre de référence, des indices trimestriels des prix à la consommation globale des ménages, recalibrée pour que $IHPC_t$ soit égal à 1 en 2017.

IPC_t est la moyenne arithmétique de l’indice de prix de production de l’industrie française pour le marché français – Prix de marché – A38 CJ, CPF 27 – Équipements électrique, publié mensuellement par l’Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) en France, recalibré pour que IPC_t soit égal à 1 en 2017.

TC_t est la valeur moyenne annuelle arithmétique du FCFA contre l’EURO (en FCFA par EURO) telle que publiée par la Banque Centrale des Etats de l’Afrique Centrale.

TC_0 est la valeur du FCFA contre l’EURO (en FCFA par EURO) au 30 juin 2001, à savoir 1 EURO = 655,957 FCFA.

α est le poids des charges d’exploitation impacté par l’inflation locale.

β est le poids des charges d’exploitation impacté par l’inflation importée.

Les facteurs de α et β seront fixées ultérieurement pour la 2^{ème} période quinquennale.

$CMPC$ est le coût moyen pondéré du capital calculé pour la période quinquennale considérée, en valeur nominale avant impôt.

At est l’amortissement lié à la base tarifaire de l’activité considérée pour l’année t.

BTT est la base tarifaire nette de l’activité considérée pour l’année t.

AET représente les charges de l’activité liées aux achats d’énergie en lien avec la compensation des pertes et congestions et avec la constitution des réserves (nulles les première années).

ETt représente les charges de l’activité liées aux études non-immobilisées.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- Rlt est un paramètre permettant d’ajuster le niveau de revenus autorisés de la SONATREL pour l’activité considérée, en cas de conditions imprévues qui affecteraient de manière significative les conditions d’exploitation de la SONATREL pour l’activité considérée.
- Kt est un facteur de correction des différences entre les revenus perçus pour l’activité considérée de l’année t-1 (RPt-1), et le revenu autorisé de l’année t-1 (RRt-1) qui prend en compte les coûts réellement encourus pour la même activité (coûts réels de pass-through, d’investissement et d’inflation).

Kt est défini selon la formule suivante :

$$K_t = (RP_{t-1} - RR_{t-1}) \cdot (1 + I_{t-1})$$

Dans laquelle :

- RP_{t-1} représente le revenu réel (perçu) de l’activité considérée pour l’année t-1.
- RR_{t-1} représente le revenu autorisé pour l’activité considérée pour l’année t-1. Il est calculé en prenant en compte les charges variables (combustible et achats d’énergie) ainsi que les investissements effectivement réalisés au cours de l’année t-1 et les taux d’inflation réels.
- I_{t-1} est un taux d’intérêt, égal au taux d’intérêt sur appel d’offres de la Banque des Etats de l’Afrique Centrale à l’année t-1 plus marge de 2,00%.
- Aft représente le montant de la redevance liée à l’activité considérée pour l’année t.
- Pt représente le montant des pénalités liées à l’activité considérée pour l’année t.

La Base Tarifaire nette initiale, projetée au 31 décembre 2018 est indiqué dans ladite Décision :

- Activité Transport : 94,826 milliards FCFA;
- Activité de GRT : 1,149 milliards FCFA;
- Total : 95,975 milliards FCFA.

Il convient de noter que pour le calcul des RAR de SONATREL effectué par le consultant et présenté dans ce rapport, l’hypothèse de la non-reconnaissance du retour sur investissement des actifs préexistants à la période d’étude a été appliquée. Par conséquent, la base d’actifs initiale n’a pas de RAR associé.

D’autres composantes du RMA sont aussi indiqués dans la Décision :

- Investissements : 114,307 milliards FCFA;
- Charges d’exploitation (OPEX) : 22,842 milliards FCFA;
- CPMC ou WACC : 4,89%.
- Les projections d’études : 5 milliards FCFA;
- Les achats pour indisponibilité : 4,994 milliards FCFA;
- Énergie transportée : 5 921 GWh.

La Décision N°132 montre la grille tarifaire résultante pour les injections et soutirages dans le réseau de transport (timbre-poste uniforme sur le territoire), en ligne avec la RMA de la SONATREL pour 2019 (62.918.625.000 FCFA) et le revenu moyen associé (10,626 FCFA/kWh). Ces RMA et revenu moyen ont été calculés à l’aide du modèle tarifaire sur Excel développé par Nodalis, ajusté pour les chiffres de 2019 par l’ARSEL.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

L'étude de RTE-Nodalis-pwc utilise un CMPC de 4,89% pour la première période quinquennale (2018-2022) et un CMPC de 6,3% pour la deuxième période quinquennale (2023-2027).

3.3.3. EDC

EDC a le droit de percevoir des revenus à la fois pour ses activités de production d'électricité (Lom Pangar et Memve'ele) et pour ses activités de stockage d'eau.

EDC a signé un accord de concession de stockage d'eau en septembre 2020 ; EDC est en atteinte d'un deuxième contrat de concession pour la production électrique. EDC devrait signer / avoir signé des PPAs avec ENEO en 2021/2022 pour ses productions de Lom Pangar (30 MW) et de Memve'ele (211 MW dans sa configuration finale).

Parallèlement à son activité hydroélectrique, EDC est engagée dans la construction d'une ligne de 90 kV Mbalmayo-Ebolowa et l'électrification des villages voisins (environ 150 communautés). Cependant, on ne sait pas quel régime économique elle appliquera à ces actifs / activités à l'avenir.

La redevance d'eau relative au stockage d'eau pour la production de l'électricité sur le bassin de la Sanaga est définie par l'Arrêté Conjoint N° 000394/MINEE/MINFI du 07 août 2012. Les barrages de régularisation concernés sont :

- Mapé;
- Bamendjin;
- Mbakaou; et
- Lom Pangar.

Tous les opérateurs des ouvrages de production d'énergie hydroélectrique (utilisateurs), présents ou futurs, situés en aval de l'ouvrage (le barrage) doivent payer la redevance d'eau.

Le taux de la redevance d'eau est fixé 14.960.000 FCFA par MW de capacité installée. Il est prévu de revoir le taux :

- Au moins 6 mois avant le début des activités de l'ouvrage de régularisation de Lom Pangar (coûts de transfert et de réhabilitation des ouvrages de régularisation de Mapé, Bamendjin et Mbakaou, sur la base des coûts réels audités par le régulateur);
- Tous les 5 ans, uniquement en ce qui concerne les coûts d'exploitation, sur la base des coûts réels audités par le régulateur.
- Au 1^{er} janvier de chaque année sur la base de la formule :

- Si la capacité installée cumulée de tous les utilisateurs (CI) est inférieure à 1.051 MW :

$$T_n = T_{n-1} \cdot (1 + i \cdot r)$$

- Si la capacité installée cumulée de tous les utilisateurs (CI) est supérieure à 1.051 MW :

$$T_n = T_{n-1} \cdot (1 + i \cdot r) \cdot \frac{CI_{n-1} + 0,3 \cdot \Delta CI}{CI_n}$$

Où :

T_n est le taux de la redevance d'eau de l'année n (en FCFA par MW).

T_{n-1} est le taux de la redevance d'eau de l'année précédent l'année n.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- i est l'inflation au Cameroun (en %) sur la base de la variation de l'indice général des prix à la consommation pour le Cameroun pour l'année n-1 publié par l'Institut National de la Statistique.
- r représente le ratio des charges d'exploitation et d'entretien sur la totalité des charges avec $r = 0,4$.
- CI_{n-1} est la capacité installée cumulée (en MW) de tous les utilisateurs l'année précédant l'année n.
- ΔCI est la variation de la capacité installée cumulée entre l'année n-1 et l'année n.
- CI_n est la capacité installée cumulée (en MW) de tous les utilisateurs l'année n.

4. ÉTAT ACTUEL DU SECTEUR

4.1. STRUCTURE

L'approvisionnement électrique du Cameroun est réalisé à travers la combinaison de :

- **Systèmes interconnectés** : le Réseau Interconnecté du Sud (RIS), le Réseau Interconnecté du Nord (RIN). Il existe également un troisième système, dénommé RIE, dans la région de l'Est du pays constitué d'un petit réseau connecté à la centrale électrique de Bertoua;
- **Centres isolés** : Il s'agit de petits groupes électrogènes diesel et mini/micro réseaux utilisés pour alimenter en électricité les communautés éloignées. Ils sont particulièrement présents à l'est du pays.
- **Autoproduction** : Des petits groupes électrogènes indépendants installés par les consommateurs pour leurs propres besoins. Ces unités de production sont utilisées comme back-up pour l'alimentation du réseau et sont généralement de petite taille, rarement supérieures à 1 MW selon la dernière étude de l'ARSEL sur le sujet (2003).

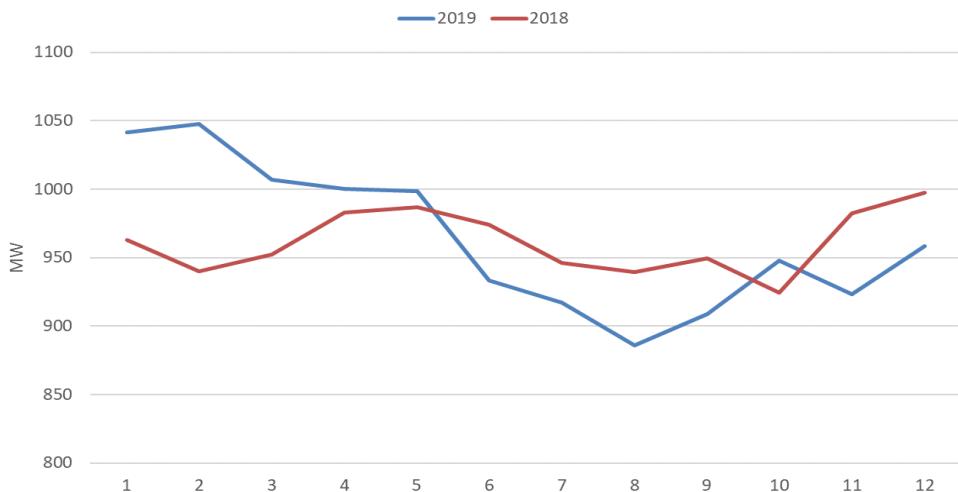
4.2. TRANSPORT

Comme évoqué précédemment, le Cameroun dispose de 3 réseaux de transports distincts, le Réseau Interconnecté Sud (RIS), le Réseau Interconnecté Nord (RIN) et le Réseau Interconnecté Est (RIE). Les niveaux de tension sont de 225 et 90 KV dans le RIS, 110 et 30 KV dans le RIN et 30 KV dans le RIE.

La demande de pointe du système a fluctué au cours des deux dernières années, reflétant non seulement la variation saisonnière naturelle des profils de consommation mais aussi la disponibilité de l'électricité. Globalement, la puissance de pointe a augmenté au cours de la dernière décennie, mais les investissements dans le réseau de transport ont pris du retard, ce qui a conduit à des niveaux de charge de l'infrastructure du réseau de plus en plus élevés. En 2021 (jusqu'en août), la demande coïncidente mensuelle maximale a été de 970,8 MW, observée le 22 janvier. La pointe non coïncidente était de 992,2 MW dans le RIS et 78,2 MW dans le RIN.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 1 : Évolution de la demande de pointe mensuelle en 2018 et 2019



Source : calculs du Consultant d'après les données ENEO/SONATREL

Le réseau de transport d'électricité au Cameroun, faiblement interconnecté présente un faible niveau de redondance. Par conséquent, la panne d'un équipement majeur (un transformateur de poste source, une ligne de Transport ou certains équipements associés tels que les disjoncteurs) entraîne la non-fourniture d'énergie sur une partie significative du réseau. Les statistiques officielles sur les pannes et l'énergie non fournie sont rares et peu fiables, mais selon les statistiques obtenues auprès d'ENEO et de SONATREL, le réseau de transport d'électricité serait à l'origine de 28 % de l'énergie non fournie au cours des cinq dernières années, 40 % ayant été causés par des pannes de distribution et le reste étant dû à des défaillances au niveau de la production ou à des délestages provoqués par une capacité de production insuffisante.

Les volumes d'énergie non distribuée (END) déclarés sont faibles par rapport à l'énergie totale acheminée (environ 1% ou moins, selon l'année). Mais des preuves qualitatives semblent indiquer que les délestages réels sont plus importants que ceux enregistrés, l'indisponibilité de l'énergie réduisant la demande.

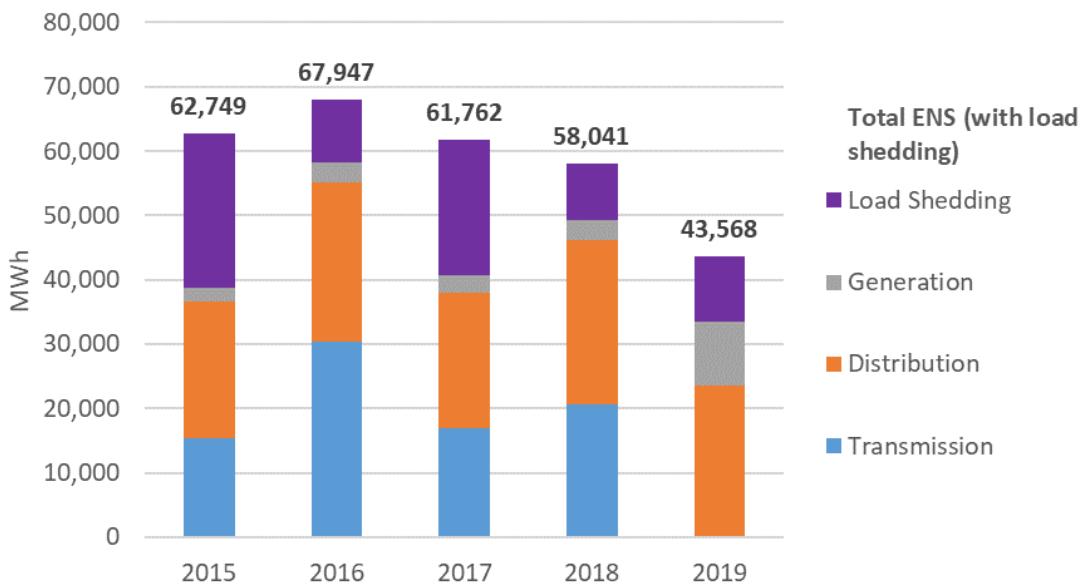
D'une manière générale, l'infrastructure de transport est en retard sur le développement des installations de production. À titre d'exemple, les centrales de Mekin et de Memve'ele, récemment mise en services, ne peuvent pas être pleinement utilisées en raison du manque de capacité de transport.

Les informations recueillies auprès d'experts locaux ont montré que le niveau de redondance du réseau est assez faible. Par exemple, en cas d'indisponibilité des centrales thermiques de Dibamba et Limbe, les transformateurs de Logbaba 225KV/90KV et Bekoko 225/90 KV sont surchargés à respectivement 140% et 120%.

Cependant, le niveau d'énergie non fournie rapporté par ENEO est faible. Cela pourrait être dû au fait que la demande potentielle non satisfaite en raison d'un manque de capacité de production (pénurie de production) n'est pas déclarée comme énergie non fournie.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 2 : Énergie non distribuée par cause en 2015-2019



Source : calculs du Consultant d’après les données ENEO/SONATREL

4.3. PRODUCTION

La capacité totale installée du système électrique du Cameroun est de 1 553 MW dont 1 400 MW dans le RIS, 111 MW dans le RIN et 43 MW dans le RIE.

La production d’électricité au Cameroun est assurée essentiellement par ENEO, l’opérateur historique du secteur électrique dans le pays. ENEO dispose d’un parc de production de 37 centrales dont 13 interconnectées et 24 thermiques isolées, totalisant une capacité de production installée de 999 MW. Les autres producteurs significatifs sont Kribi Power Development Company, Memve’ele et Dibamba Power Development Power Company, qui exploitent respectivement une centrale au gaz de 216 MW, un barrage de 211 MW et une centrale au fuel lourd de 86 MW, toutes raccordés au RIS. Le tableau suivant résume la capacité de production par réseau.

Tableau 1 Capacité installée par réseau (août 2020)

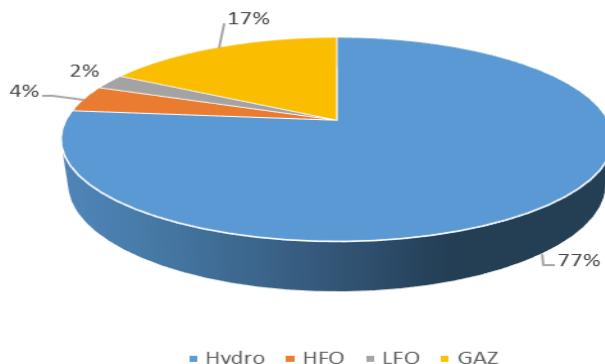
Réseau	Capacité [MW]
RIS	1 400
RIN	111
RIE+Isolé	43
Total	1 553

Source : ARSEL et ENEO

Sur le plan national, le mix énergétique du Cameroun est à dominance hydro-électrique avec une contribution de la production hydro-électrique de 77%. Le reste est partagé entre la production thermique HFO (4%), GAZ (17%) et LFO (2%). La forte dominance hydro-électrique rend le système de production électrique très dépendant de la pluviométrie.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 3 Mix énergétique 2020



Source : ARSEL

Le rapport de gestion d'ENEKO 2020 indique que l'END attribuée au parc de production a augmenté de 53,65% par rapport à 2019, pour atteindre 25,6 GWh en 2020. Les délestages de la charge opérés en 2020 ont atteint 20,8 GWh contre 10,1 GWh en 2019 et ce, en raison de l'implémentation, depuis le début de l'année 2020, du programme de rationnement de la production pour déficit de fuel.

Le Facteur de Disponibilité Équivalent du parc de production d'ENEKO a atteint 90,26% en 2020 contre 91,02% en 2019, soit une dégradation de 0,76%.

Au cours des quatre dernières années, une amélioration du taux de disponibilité des centrales de production a cependant été enregistrée, comme illustré ci-après :

Figure 4 Facteur équivalent de disponibilité (EAF) – (%)



Source : ENEKO

Le **Réseau Interconnecté Sud (RIS)** est le plus grand système électrique avec une puissance totale installée de 1.373 MW. Ses principales sources de production sont reprises dans le tableau suivant.

Tableau 2 Liste des principales centrales dans le RIS

Type de Centrale	Nom	Capacité installée [MW]
Hydro	Sougloulou	384
	Edea	276
	Memve'ele	211
Centrale à gaz	Kribi (IPP)	216

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Centrales au HFO (fuel lourd)	Dibamba (IPP)	86
	Limbe	85
	Oyomabang	18
	Logbaba	12
Centrale au LFO (fuel léger)	Ahala	21
	Bamenda	20
	Bafoussam	9
	Mbalmayo	10
	Ebolowa	10

Source : ENEO et ARSEL

Le **Réseau Interconnecté Nord (RIN)** est alimenté par un parc de production hydro-électrique et thermique totalisant une puissance installée de 106,8 MW. La composition du parc est décrite dans le tableau suivant :

Tableau 2 Liste des principales centrales dans le RIN

Type de Centrale	Nom	Capacité installée [MW]
Hydro	Lagdo	72
Centrale au LFO (fuel léger)	Djamboutou	20
Centrale au LFO (fuel léger), isolé	Kousseri	2,8
	Poli	1,2
	Touboro	0,9

Source : ENEO et ARSEL

La source essentielle d’alimentation du RIN, l’aménagement hydroélectrique de la centrale de Lagdo (4 groupes de 18 MW chacun) assure un productible annuel de 250 GWh.

Le **Réseau Interconnecté Est (RIE)** est constitué de :

- Une centrale thermique d’une puissance installée de 9,6 MW à Bertoua ;
- Cinq petites centrales thermiques en zone rurale, raccordées au réseau principal d’ENEKO alimentant les centres isolés de Butaré-Oya, Garoua-Boulaï, Lomié, Yokodouma et Moloundou.

La capacité totale de ces six centrales de production est de 12 MW. A cela s’ajoute la centrale thermique d’Aggreko (5 MW) nouvellement installée et, à partir de 2022 la centrale de pied du barrage de Lom-Pangar (30 MW).

L’offre en électricité dans cette région du pays est notoirement insuffisante par rapport à la demande existante et potentielle. Cette situation oblige les consommateurs qui le peuvent à investir dans des moyens thermiques de production ou de secours. La puissance installée chez les auto-producteurs est d’environ 3 MW dans la zone couverte par le réseau d’ENEKO et de 25 MW en dehors de cette zone. En outre, la COTCO, qui exploite l’oléoduc Tchad-Kribi dispose d’une capacité de 12 MW à Bélabo.

4.4. DISTRIBUTION ET COMMERCIALISATION

4.4.1. DESCRIPTION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Au centre de la mission de service public, de par sa proximité et son contact direct et quotidien avec le client, la finalité du distributeur est d’acheminer au consommateur final l’électricité produite et transportée, tout en veillant à la qualité de service et à l’optimisation de son coût.

Conformément au contrat de concession confié par l’Etat du Cameroun à ENEO, le périmètre de distribution est constitué d’installations, concédés et exploités par ENEO, permettant l’acheminement de l’énergie électrique à des tensions inférieures à 30 kV à une fréquence de 50 hertz, comprenant :

- L’ensemble des départs MT issus des postes sources (THT / MT) ;
- L’ensemble du réseau en MT : lignes à 30 kV, 15 kV ou 10 kV entre phases ;
- Les points de livraisons MT (postes de distribution MT/BT ou MT/MT) ;
- Les canalisations BT ou réseau BT (le réseau BT est composé de départs issus de postes MT/BT) ;
- Les branchements BT et les points de livraisons BT.

Le réseau électrique de distribution d’ENEO, alimenté principalement à partir de postes sources gérés par SONATREL, est constitué de plus de 18.300 kilomètres de lignes moyenne tension, plus de 19.000 kilomètres de lignes basse tension et 12.400 postes de distribution MT/BT⁵.

Ce réseau électrique de distribution qui dessert 1.442.105 clients sur le territoire du Cameroun est alimenté à partir des réseaux de transport (THT) suivants :

- Un réseau interconnecté Sud (RIS) qui dessert la partie sud du Cameroun dont les deux plus grandes villes du Cameroun, Yaoundé et Douala : 1.205.448 clients ;
- Un réseau interconnecté Nord (RIN) qui dessert les régions de l’Adamaoua, du Nord et de l’Extrême-Nord : 159.917 clients ;
- Un réseau interconnecté Est (RIE) qui dessert 76.700 clients au moyen de six centrales dont cinq petites centrales thermiques et les centres isolés de Bétaré-Oya, Garoua-Boulaï, Lomié, Yokodouma et Moloundou.

4.3.2. PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES DU SEGMENT DISTRIBUTION

L’offre d’électricité d’ENEO au client final est soumise à des interruptions fréquentes (incidents d’exploitation, travaux et délestages). En 2020, 34.235 interruptions électriques ressenties par le client final ont été causées par les aléas d’exploitation du réseau de distribution d’ENEO⁶.

En premier lieu, les travaux programmés d’entretien des réseaux de distribution et de raccordement des nouveaux ouvrages ont nécessité 7.350 coupures, représentant ainsi plus de 20% de ce nombre d’interruptions. Les 26.885 incidents d’exploitation restants du réseau de Distribution confié à ENEO ont eu pour origine, la dégradation des poteaux bois (18 %), des avaries d’équipements installés sur le réseau de distribution (50%) et des surcharges des transformateurs et des défauts de protection (24%).

⁵ Plan d’investissement ENEO 2022-2026

⁶ Rapport d’activité ENEO 2020

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Ces interruptions ont généré pendant l’année 2020 un volume d’énergie non distribué de 34,2 GWh, représentant un tiers de l’énergie globale non distribuée pour l’ensemble du système électrique camerounais (103,5 GWh en 2020).

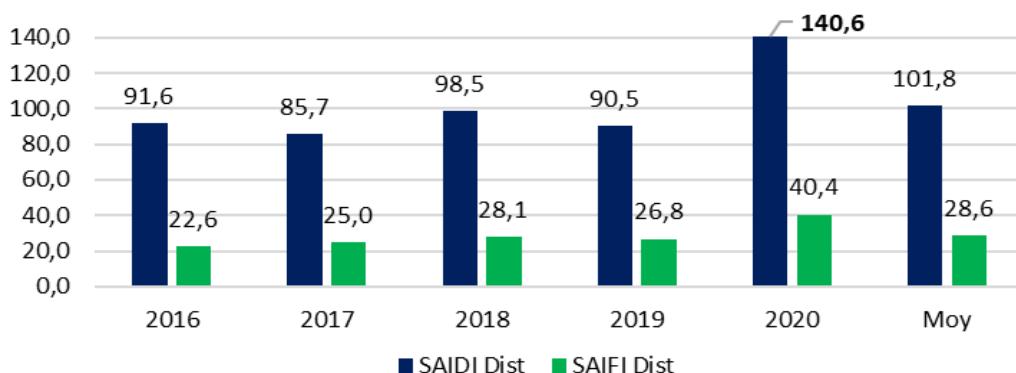
Les clients d’ENEO et notamment certaines grosses industries sont confrontées également aux délestages fréquents en raison de l’inadéquation de l’offre et la demande. C’est ainsi que le volume des délestages a atteint 21 GWh en 2020, en hausse de 100 % par rapport à 2019.

Ces interruptions et ce manque de qualité occasionnent des préjudices aux clients finaux. Cela implique pour les industriels des surcoûts de production et une baisse de productivité et de compétitivité.

Selon le rapport d’activité d’ARSEL 2020, 94% des 1.766 sollicitations du centre d’appel ENEO sont liées aux interruptions de la fourniture d’électricité. Ce nombre de sollicitations reste faible en valeur absolue par rapport au nombre de clients (1,2 millions).

Pour ce qui est des indicateurs de performance SAIDI et SAIFI, mesurant la qualité de service offerte au client final à travers le réseau de distribution, ceux-ci ont atteint, en 2020, respectivement 140,6 heures et une fréquence de 40,4, en dégradation respectivement de 55% et 51% par rapport à 2019 (Figure 5).

Figure 5 Evolution SAIDI et SAIFI Distribution



Source : ENEO

Concernant le rendement du réseau de distribution celui-ci, s’est situé aux alentours de 69,30 % en moyenne, pendant les cinq dernières années (figure 2). En 2020, le rendement du réseau de distribution a atteint 70,85%⁷ enregistrant ainsi une amélioration de près de 4,6 % par rapport à celui de l’exercice 2019.

Ce rendement global est décliné sur les réseaux du Cameroun comme suit :

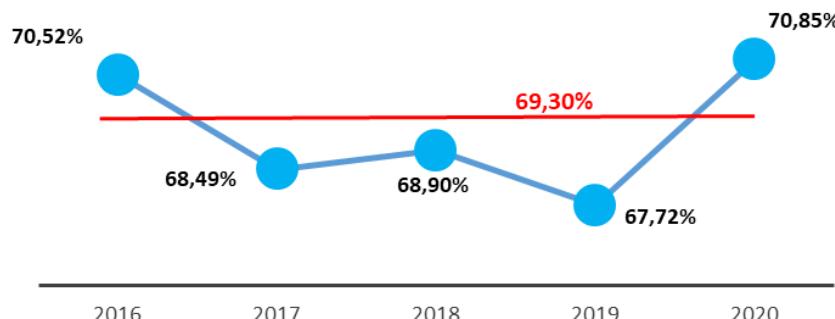
- 68,92 % pour le RIS;
- 74,6 % pour le RIN;
- 71,6 % pour les réseaux isolés.

⁷ Rapport d’activité ENEO 2020

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Malgré les efforts entrepris par les équipes d’ENEKO, le rendement du réseau de distribution reste très en deçà des meilleures pratiques et continu d’éroder les performances du système électrique Camerounais (Figure 6).

Figure 6 Rendement réseau Distribution 2016-2020



Source : ENEO

La mauvaise qualité de service et les pertes techniques excessives sur le réseau de distribution sont dues principalement à :

- La vétusté des réseaux de distribution ;
- Le manque de planification régulière et systématique et par ricochet l’absence de plan directeur de développement du réseau de distribution qui constitue le référentiel par excellence en matière de développement harmonieux du réseau de Distribution ;
- L’insuffisance des ouvrages de secours mutuels en distribution;
- La mauvaise qualité de certains ouvrages de distribution;
- La faible automatisation du réseau de distribution;
- Les surcharges récurrentes des transformateurs et les chutes de tension au niveau des départs MT et BT;
- L’insuffisance d’une maintenance préventive et prédictive appropriée pour anticiper les incidents;
- Les branchements illicites et les actes de vandalisme récurrents sur les réseaux de distribution;
- Des compétences insuffisantes et l’absence d’outils modernes de gestion de la maintenance (GMAO etc..).

4.3.3. PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES DU SEGMENT COMMERCIALISATION

Sur le plan commercial, le portefeuille clientèle d’ENEKO a atteint en 2020, 1.442.105 clients dont 91% de clients résidentiels, en progression de 7% par rapport à 2019.

Les nouveaux branchements réalisés en 2020 sont au nombre de 74.059⁸, soit un taux de réalisation de 92 % par rapport aux engagements contractuels en matière de contribution à l’amélioration du taux d’accès à l’électricité au Cameroun.

⁸ Rapport d’activité ENEO 2020.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Cependant, 10% de ces branchements ont été réalisés hors délais contractuels⁹, générant des mécontentements de la clientèle et occasionnant des pénalités pécuniaires à ENEO¹⁰.

En 2020, les ventes globales d’énergie en volume ont atteint 4.996 GWh, en hausse de 2,5% par rapport à l’année 2019. Les ventes d’énergie à travers le réseau RIS constituent 92% du volume total des ventes d’énergie. Les ventes BT, MT et HT représentent respectivement 45%, 30% et 25% du volume des ventes globales d’énergie réalisées par ENEO en 2020.

Les ventes d’énergie ont atteint 309,1 milliards de FCFA en 2020, soit 4% de plus par rapport à l’année 2019, les ventes BT, MT et HT représentant respectivement 59%, 35% et 6% de ce montant.

Les pertes commerciales (pertes non techniques) dues aux raccordements illicites et aux fraudes représentent une perte de chiffre d’affaires que nous avons estimé à 50 milliards de FCFA par an¹¹. Les efforts entrepris pour l’éradiation des fraudes ont permis un gain de près de 5 milliards de FCFA, ce qui reste néanmoins marginal par rapport au volume global de celles-ci.

Ces branchements non réglementaires et fraudes diverses impactent aussi grandement la qualité de service, la sécurité et le confort des clients (déclenchements intempestifs des protections, surcharge des transformateurs de distribution et chutes de tension).

Malgré l’engagement d’ENEO vis-à-vis de l’état Camerounais de moderniser le système de comptage (déploiement de systèmes de comptage intelligent et prépayés) et les avantages que procure le déploiement de ces solutions aussi bien au client qu’à ENEO, le taux de pénétration des compteurs à prépaiements reste faible à 10 %. De plus, les réclamations des clients au sujet des factures erronées persistent et ont représenté 45%¹² des réclamations enregistrées par ENEO.

En dépit des initiatives entreprises par ENEO pour moderniser son offre, le segment commercial souffre toujours des insuffisances suivantes :

- Des délais longs pour les branchements et les poses compteurs pour les nouveaux clients ;
- Un contrôle des compteurs peu fréquent et inefficace, n’empêchant pas une prolifération des branchements illicites et les fraudes ;
- Des problèmes de fiabilité des factures entraînant de nombreuses contestations par les clients ;
- Une décentralisation encore partielle des tâches commerciales, conséquence d’une organisation non encore stabilisée ;
- Un accueil aux clients peu développé et des outils de paiement électronique non encore généralisés (seuls 30% des clients utilisent les plateformes de paiement des factures) ;

⁹ La référence pour le nombre standard de jours pour le raccordement en basse tension est donnée dans le contrat de concession de distribution (section 6.3) : ENEO dispose de 5 jours pour les visites sur site et de 5 jours dans les zones urbaines / 15 jours dans les zones rurales pour réaliser les travaux de raccordement lorsqu’aucune modification du réseau n’est requise. Si le réseau doit être modifié, le délai de réalisation des travaux de raccordement passe à 30 jours dans les zones urbaines et à 60 jours dans les zones rurales.

¹⁰ Rapport d’activité ENEO 2020.

¹¹ Source fichier ventes consultant et estimation basée sur un prix moyen de vente hors accessoires

¹² Rapports activités ENEO 2017-2018

5. PLAN DE DÉVELOPPEMENT À 10 ANS

5.1. PROJECTIONS ANNUELLES DE LA DEMANDE

5.1.1. SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

La demande considérée pour le scénario de référence de cette étude est issue de la combinaison de données de dispatch fournie par le MINEE le 9 avril 2022 pour les niveaux absous, et des projections par bloc tarifaire fournies le MINEE le 6 avril 2022, lors de clarifications, pour la répartition entre les blocs tarifaires.

Le plan de dispatch fourni par le MINEE détaille la production par centrale de 2016 à 2031. Les hypothèses pour les données manquantes sont détaillées dans la section 7.1. Le total de la production est supposée être injectée sur le réseau. Il est aussi supposé que le plan fourni tient compte des contraintes des différents réseaux avant leur interconnexion.

La projection de la demande fournie par le MINEE a été segmentée comme suit : Ménages CMR, Professionnel et Éclairage, qui ont été regroupés par le Consultant dans la basse tension, Moyenne Industrie, en moyenne tension et Grande Industrie et Alucam pour la haute tension. En considérant des pertes de transport allant de 6,33% en 2022 à 5.00% en 2031, et des pertes de distribution allant de 28.5% en 2022 à 14% en 2031, les quantités d'énergie par niveau de tension ont été ajustés pour que la quantité d'énergie injectée sur le réseau corresponde à la valeur prévue par le dispatch.

Tableau 3 Projections de la demande en GWh/an par catégorie de clients

Branche	2022	2023	2024	2025	2026
Ménages CMR	2502,5	2621,1	2742,4	2951,7	3082,5
Client Professionnel	770,3	816,5	865,5	917,4	972,4
Client Eclairage P	167,2	192,9	222,5	256,7	296,1
Moyenne industrie	1511,6	1602,3	1698,4	1800,3	1908,3
Grande Industrie	442,4	550,2	684,2	850,8	1058
Métallurgie ALUCAM	1406,9	1392,9	1378,9	1365,2	1351,5
Total	6800,9	7175,9	7591,9	8142,1	8668,8
Branche	2027	2028	2029	2030	2031
Ménages CMR	3216,2	3352,5	3491,6	3744,4	3893,8
Client Professionnel	1030,8	1092,6	1158,2	1227,7	1301,3
Client Eclairage P	341,6	394,1	454,6	524,4	604,9
Moyenne industrie	2022,8	2144,2	2272,9	2409,2	2553,8
Grande Industrie	1315,7	1636,1	2034,6	2530,1	3146,3
Métallurgie ALUCAM	1338	1324,6	1311,4	1298,2	1285,3
Total	9265,1	9944,1	10723,3	11734	12785,4

Source : MINEE

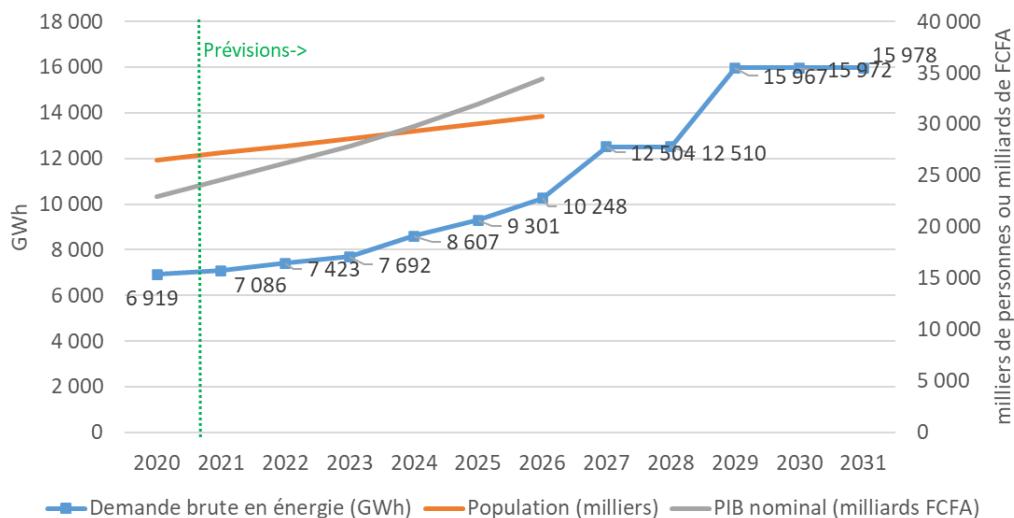
R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 4 Demande agrégée en GWh par niveau de tension

Branche	2022	2023	2024	2025	2026
Basse Tension	1 479,82	1 553,74	1 777,62	1 966,70	2 255,90
Moyenne tension	1 209,59	1 281,23	1 463,38	1 597,76	1 786,65
Haute tension	2 752,71	2 903,02	3 300,37	3 661,64	4 073,63
Total	5 442,1	5 738,0	6 541,4	7 226,1	8 116,2
Croissance	5,86%	5,44%	14,00%	10,47%	12,32%
Branche	2027	2028	2029	2030	2031
Basse Tension	2 886,88	3 055,67	4 158,97	4 423,06	4 755,50
Moyenne tension	2 200,54	2 212,98	2 825,14	2 783,49	2 740,46
Haute tension	4 991,79	4 994,43	6 344,61	6 350,43	6 223,92
Total	10 079,2	10 263,1	13 328,7	13 557,0	13 719,9
Croissance	24,19%	1,82%	29,87%	1,71%	1,20%

Source : Données élaborées par le Consultant

Figure 7 Évolution de la demande en énergie (GWh) sur 2021-2031

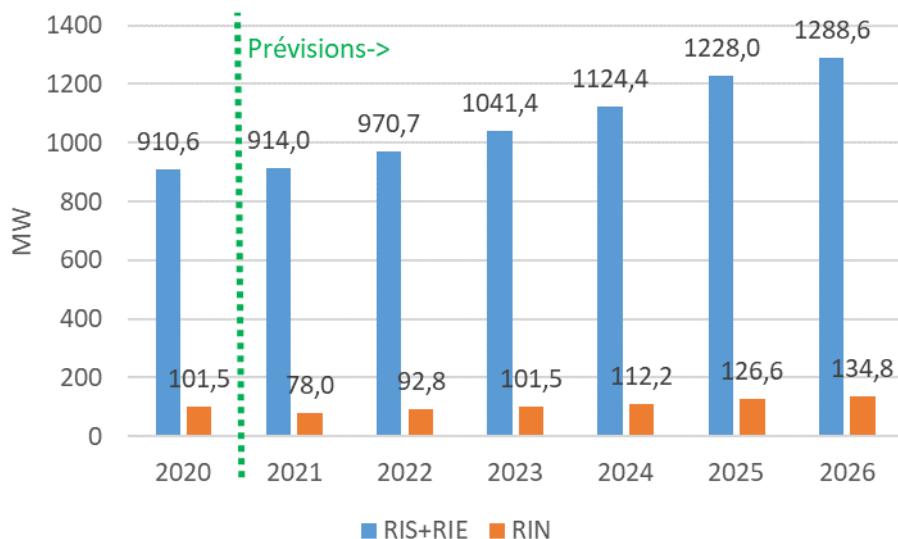


Source : Données collectées par le Consultant

S’agissant de la charge appelée en pointe pour le RIS, son accroissement annuel moyen prévu est de 7,1% sur la période 2021-2026, passant de 970 MW en 2021 à 1.290 MW en 2026. Pour le RIN, cet accroissement est prévu à 11,5%, passant de 78 MW en 2021 à 135 MW en 2026.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 8 Évolution de la pointe (MW) avant l’interconnexion RIS-RIN

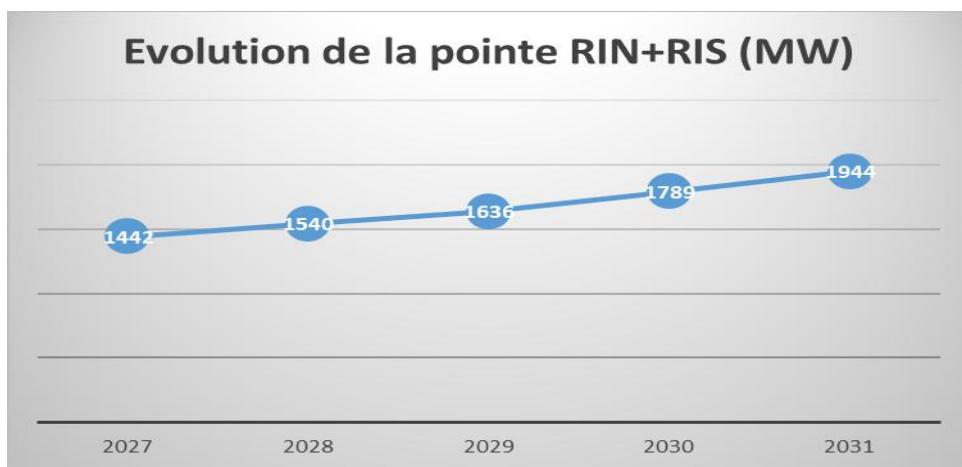


Source : Données collectées par le Consultant et ARSEL

À partir de 2027, horizon prévu pour la mise en service de l’interconnexion RIS-RIN, les charges maximales appelées sur le RIS et le RIN vont coïncider.

La pointe du réseau ainsi interconnecté connaîtra un accroissement annuel moyen de 7,8% sur la période 2027-2031.

Figure 9 Évolution de la pointe (MW) après l’interconnexion RIN+RIS



Source : Données collectées par le Consultant et ARSEL

5.1.2. PROJECTIONS DU CONSULTANT - SCÉNARIOS DE DEMANDE

Le consultant a développé une prévision alternative de la demande afin d'être en mesure d'évaluer celle de l'ARSEL. À cette fin, une équation de régression simple entre les ventes totales d'énergie (HT, MT, BT) au niveau national et le produit intérieur brut per capita (PIB per capita) à prix constants a été calculée et utilisée.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

La régression obtenue (voir l'équation ci-dessous) a montré un coefficient d'ajustement R2 de 91% :

$$LN(Ventes) = -20,6602940987323 + 2,181021093427 * PIB_percapita$$

Le modèle a été utilisé pour la projection des ventes d'énergie dans la période 2021-2031 en utilisant la prévision du PIB per capita (en FCFA et prix constants) pour la période 2021-2026 de l'IMF World Economic Outlook – October 2021 :

Tableau 5 Données du PIB per capita de l'IMF pour le Cameroun (Octobre 2021)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PIB per capita:	651 908,9	625 673,1	632 195,3	644 741,7	659 880,7	677 857,1	697 383,0	718 727,9

Source : IMF

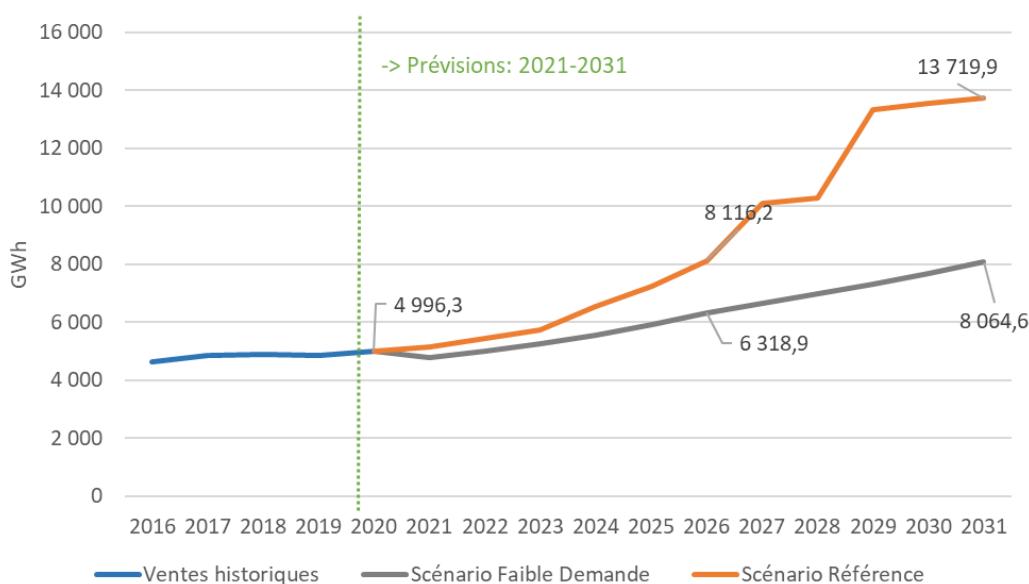
Pour la période 2027-2031, un taux de croissance annuel de 5% a été appliqué.

Ce modèle économétrique aboutit à une prévision de ventes inférieure à celle de l'ARSEL et a donc été utilisé comme Scénario Faible Demande, tandis que celui de l'ARSEL est considéré comme le Scénario Référence. Le Scénario Référence montre un taux de croissance annuel composé (CAGR) sur la période 2021-2031 de 7,42%, à comparer à 4,45% pour le Scénario Faible Demande.

Il convient de noter qu'en raison de la baisse prévue du PIB en 2021, la projection économétrique commence par une baisse progressive de la demande qui ne se redresse pas rapidement. On constate que le taux de croissance entre 2022 et 2026 est très similaire à celui du scénario de référence.

En revanche, le scénario de référence prévoit une augmentation significative des ventes en 2027, probablement grâce à la disponibilité de capacités de production supplémentaires vers 2026-2027.

Figure 10 Prévisions de vente d'énergie (GWh), hors pertes, du Scénario Référence et du Scénario Faible Demande (valeurs pour les années 2020, 2026 et 2031 indiquées)



R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Source : élaboré par le Consultant

Les besoins de production d'électricité (énergie injectée dans le système électrique pour pouvoir fournir les ventes d'énergie mentionnées) ont été estimés en additionnant aux ventes, les pertes de distribution et les pertes de Transport. Les bilans énergétiques résultant sont indiqués dans le Tableau 7 et dans le Tableau 8.

Le nombre de clients a été estimé en appliquant les taux de croissance annuels cibles inclus dans les annexes de l'avenant N°3 du contrat de concession d'ENE. Le nombre de clients est le même pour les deux scénarios considérés, mais les consommations spécifiques (MWh/consommateur) sont différentes.

Tableau 6 Prévision de l'évolution du nombre de clients (HT+MT+BT) au niveau national

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nombre de clients	1 442 105	1 463 736	1 496 670	1 530 345	1 564 777	1 599 985
Taux de croissance annuel	1,50%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%
	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Nombre de clients	1 635 985	1 672 794	1 710 432	1 748 916	1 788 267	1 828 503
Taux de croissance annuel	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%

Source : élaboré par le Consultant

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 7 Bilan d'énergie – Scénario Référence

RIS+RIN+RIE		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Puissance pointe	MW	1 003	1 051	1 058	1 224	1 286	1 433	1 667	1 438	1 971	1 637	1 790
<i>Facteur de charge système</i>	%	80,6%	80,6%	83,0%	80,0%	82,5%	81,6%	85,6%	99,0%	92,5%	111,4%	101,9%
Production injectée au transport	GWh	7 086	7 423	7 692	8 607	9 301	10 248	12 504	12 510	15 967	15 972	15 978
<i>Pertes réseau transport</i>	GWh	459	470	476	520	548	588	699	681	846	822	799
Pertes réseau transport (%)	%	6,48%	6,33%	6,19%	6,04%	5,89%	5,74%	5,59%	5,44%	5,30%	5,15%	5,00%
Soutirages du réseau transport	GWh	6 627	6 953	7 216	8 087	8 753	9 660	11 805	11 829	15 121	15 150	15 179
Ventes énergies clients HT	GWh	1 414	1 480	1 554	1 778	1 967	2 256	2 887	3 056	4 159	4 423	4 756
Soutirages ENEO et soutirage centrales	GWh	5 213	5 473	5 662	6 310	6 786	7 404	8 918	8 773	10 962	10 727	10 424
Soutirage centrales ¹³	GWh											
Energie soutirages ENEO	GWh	5 213	5 473	5 662	6 310	6 786	7 404	8 918	8 773	10 962	10 727	10 424
Pertes réseau distribution	GWh	1 486	1 510	1 478	1 546	1 527	1 544	1 726	1 566	1 792	1 593	1 459
<i>Pertes réseau distribution (%)</i>	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventes énergie clients distribution	GWh	3 727	3 962	4 184	4 764	5 259	5 860	7 192	7 207	9 170	9 134	8 964
Ventes énergie clients MT	GWh	1 135	1 210	1 281	1 463	1 598	1 787	2 201	2 213	2 825	2 783	2 740
Ventes énergie clients BT	GWh	2 592	2 753	2 903	3 300	3 662	4 074	4 992	4 994	6 345	6 350	6 224

Source : élaboré par le Consultan

¹³ Ce concept fait référence à d'autres injections/sorties d'énergie qui ont lieu en dehors des échanges entre les réseaux de Transport et de distribution. Dans certains documents, ils sont indiqués comme des injections de production directement dans le réseau de distribution, dans d'autres ils semblent expliquer la consommation interne des usines de production. Dans tous les cas, il s'agit d'un chiffre nécessaire pour clôturer le bilan énergétique. A l'avenir, le solde est projeté sans ce concept.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 8 Bilan d'énergie – Scénario Faible Demande

RIS+RIN+RIE		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Puissance pointe	MW	940	942	1 009	1 015	1 071	1 071	956	1 055	908	1 026	1 159
<i>Facteur de charge système</i>	%	80,6%	83,0%	80,0%	82,5%	81,6%	85,6%	99,0%	92,5%	111,4%	101,9%	93,8%
Production injectée au transport	GWh	6 637	6 847	7 074	7 361	7 658	8 030	8 294	8 570	8 858	9 158	9 527
<i>Pertes réseau transport</i>	GWh	430	434	438	444	451	461	464	467	469	471	476
Pertes réseau transport (%)	%	6,48%	6,33%	6,19%	6,04%	5,89%	5,74%	5,59%	5,44%	5,30%	5,15%	5,00%
Soutirages du réseau transport	GWh	6 207	6 413	6 636	6 917	7 207	7 569	7 830	8 103	8 389	8 687	9 051
Ventes énergies clients HT	GWh	1 189	1 241	1 306	1 384	1 473	1 573	1 652	1 734	1 821	1 912	2 008
Soutirages ENEO et soutirage centrales	GWh	5 018	5 172	5 330	5 532	5 734	5 996	6 179	6 369	6 568	6 775	7 043
Soutirage centrales	GWh											
Energie soutirages ENEO	GWh	5 018	5 172	5 330	5 532	5 734	5 996	6 179	6 369	6 568	6 775	7 043
Pertes réseau distribution	GWh	1 430	1 428	1 391	1 355	1 290	1 250	1 196	1 137	1 074	1 006	986
<i>Pertes réseau distribution (%)</i>	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventes énergie clients distribution	GWh	3 588	3 745	3 939	4 177	4 444	4 746	4 983	5 232	5 494	5 769	6 057
Ventes énergie clients MT	GWh	1 444	1 507	1 585	1 681	1 788	1 910	2 005	2 105	2 211	2 321	2 437
Ventes énergie clients BT	GWh	2 144	2 238	2 354	2 496	2 656	2 836	2 978	3 127	3 283	3 447	3 620

Source : élaboré par le Consultant

5.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU TRANSPORT

La SONATREL a repris les activités d'ENEKO en 2018, et les plans de Transport ont donc été hérités de cette dernière. Les axes stratégiques pour le système de Transport sont :

- Augmenter l'interconnexion des réseaux de Transport pour améliorer l'approvisionnement des centres urbains et permettre la sécurité N-1 ;
- Sécuriser l'approvisionnement des principales villes Douala et Yaoundé ;
- Renforcer et sécuriser les réseaux électriques dans les régions Nord, Ouest et Est ;
- Assurer le transport de l'électricité à partir des principaux centres de production : Nachtigal-Amont, Memve'ele, Makaï, Bini à Warak, Kikot, etc. vers les charges de manière stable et fiable ;
- Mettre à jour le centre de dispatching du RIS et installer un nouveau centre de dispatching pour le RIN.
- Interconnecter le RIS et le RIN pour former un système national plus fort et pouvoir les relier au Tchad.

Ce plan hérité est issu de l'étude de développement du réseau de transport réalisée en 2014 par Studi International pour le ministère de l'Eau et de l'Énergie : Projet de Développement du Secteur de l'Energie (PDSEN) 2015-2030¹⁴. Les principaux résultats de cette étude étaient :

- Renforcer les réseaux de Transport locaux (90 kV) au niveau des plus grands centres de consommation : Yaoundé et Douala.
- L'extension et le renforcement du réseau 225 kV pour relier :
 - Douala et Songloulou à Bafoussam et Kpep,
 - Yaoundé à Mbalmayo,
 - Mbalmayo à Njock et Ebolowa.
 - Fermer une boucle 225 kV Mangombé-Kribi-Ebolowa-Yaoundé.
- Avec une production et une demande suffisante, étendre le réseau 225 kV de Bafoussam vers le Nigeria.
- Mettre en place une série de liaisons de Transport 225 kV dans la RIN pour a) renforcer le réseau régional et b) s'interconnecter avec le RIS et Ndjamen (Tchad) :
 - Mayo Taram - Ngaoundéré - Garoua - Maroua - Ndjamen,
 - Mayo Darle - Ngaoundal - Ngaoundéré - Lagdo - Maroua,
 - Lagdo - Garoua.

Le plan d'investissement 2016-2022, actualisé en 2017, avait identifié le financement d'un grand nombre de projets (607,4 Millions USD) tandis que d'autres projets identifiés restaient en recherche de financement (228 Millions USD). L'étude *Projet de Mise à niveau et Développement du Réseau de Transport d'Électricité et Réforme du Secteur*, publiée par RTE, Novais et PwC en janvier 2018 mentionne l'existence d'une mise à jour du plan de 2014. Le coût des projets mentionné dans cette mise à jour s'élevait à près de 1 700 milliards de francs CFA (environ 3 milliards USD). Cette étude porte essentiellement sur la faisabilité financière des projets, sans en détailler les aspects techniques.

Le Consultant pense que, d'ici 2030, le réseau de Transport devrait connecter le RIS et le RIN en 225 kV, disposer de deux corridors d'exportation (avec le Tchad et le Nigeria) et être capable de

¹⁴ Un Nouveau PDSEN est prévu pour l'année 2022, mais il n'est pas encore disponible.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

répondre à la demande prévue dans les grands centres de consommation sans goulots d'étranglement (Yaoundé, Douala) et avec une sécurité suffisante.

5.2.1. INTERCONNEXION ENTRE LE RIS, LE RIN ET LE TCHAD

Ayant pris conscience de la nécessité de mutualiser leurs potentiels énergétiques, les Gouvernements de la République du Cameroun et de la République du Tchad, ont signé en Octobre 2007, un protocole d'accord qui définissait un cadre structurel devant permettre la coordination, le financement et la réalisation de l'interconnexion électrique des deux pays et l'électrification des localités transfrontalières.

Ce projet nécessite la réalisation de 3 composantes :

- L'interconnexion entre le RIS et le RIN ;
- Une interconnexion entre le Tchad et le Cameroun ;
- Le renforcement des réseaux de Yaoundé, Douala et Limbe.

La première composante de ce projet consiste en la réalisation de l'interconnexion entre le RIS avec le RIN. Il s'agit dans cette composante de construire :

- La ligne 225 kV Nachtigal - Ntui - Yoko - Tibati - Ngaoundéré d'environ 515 km,
- Des postes 225/30 kV à Ntui, Yoko, Tibati et à Ngaoundéré au lieu-dit Wouro-Soua.

La mise en service de cette interconnexion entre le RIS et le RIN est prévue en 2027, mais les premières composantes (celles utilisées par la centrale de Nachtigal pour évacuer sa production) devraient être disponibles en 2024, date de mise en service prévue pour la centrale.

La deuxième composante, l'interconnexion avec le Tchad, a clôturé sa procédure de financement en 2020 et peut donc être considéré comme engagé dans l'horizon de projection. Le projet s'élève à 744 millions USD et comprend : 1 024 km de lignes 225 kV entre Ngaoundéré, Maroua, au Cameroun, et N'Djamena au Tchad, en plus d'une boucle entre Maroua, Bongor (Tchad), Guelendeng et N'Djamena. Il comprend également des postes sources et des réseaux de distribution pour l'électrification rurale le long des lignes.

La troisième composante, le renforcement des réseaux autour de Yaoundé, Douala et Limbe, est déjà en cours. La liaison entre Nachtigal et Bafoussam est à l'étude pour être exécutée en 400 kV.

5.2.2. INTERCONNEXION ENTRE LE RIS ET LE RIE

D'après les données reçues de l'ARSEL et les infos publiées en ligne, il est prévu que le système RIE soit interconnecté au RIS à partir du premier trimestre 2022. Cette interconnexion entre systèmes serait effectuée par deux liens :

- Ligne de transport HT Lom Pamgar–Bertoua ;
- Lignes de MT (30 kV) à partir du poste d'Abong-Mbang.

5.2.3. PLAN D'INVESTISSEMENTS DE SONATREL

Pour les besoins de cette étude, la SONATREL nous a fourni un plan d'investissement décrivant les projets prévus pour l'horizon 2022-2031. Ce plan comporte deux volets, les projets validés et les projets en cours de validation, totalisant respectivement 419 milliards de CFA et 528 milliards de FCA. Les principaux projets validés présentés sont :

- Réhabilitation d'infrastructure : 6,2 milliards de CFA ;

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

- Renforcement du réseau métropolitain de Yaoundé : 25,0 milliards de CFA ;
- Interconnexion Cameroun-Tchad : 155,2 milliards de CFA ;
- Interconnexion RIN-RIS : 219,5 milliards de CFA ;
- Autres projets : construction d'un réseau de télécommunication et de sécurité, campagnes de mesures au LiDAR, mise en place d'un système de monitoring des transformateurs,...

Les montants correspondant à la valeur des actifs mis en service par année de ce plan sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 9 Valeur des actifs mis en service par année pour la SONATREL

Valeur des actifs par année de mise en service	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Lignes et câbles	2,06	3,45	69,46	78,85	43,17	54,59	84,44		214,21	
Sous-stations	3,32	20,92	37,92	65,28	11,63	164,94	70,72		15,65	
Transformateurs										
Autres		1,00	6,74							
Total	5,38	25,37	114,12	144,12	54,79	219,53	155,16		229,86	

Source : élaboré par le Consultant sur les données fournies par le MINEE

5.3. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION

5.3.1. PROJETS EN COURS

Les projets en cours pour augmenter la capacité de production sont les barrages de Nachtigal et de Lom Pangar.

Le projet de Nachtigal est un barrage de 420 MW, situé sur le fleuve Sanaga, à 65 km au nord de Yaoundé. Le projet est réalisé pour le compte de NHPC, un consortium regroupant Électricité de France (EDF), la Société Financière Internationale (SFI) et l’État Camerounais. La construction devrait être achevée début 2024. Le projet sera connecté au RIS par le poste de Nyom II.

Le projet de Lom Pangar, réalisé par EDC, consiste en un barrage de retenue ayant une capacité de 6 milliards de mètres cube et une centrale hydraulique de 30 MW. La centrale sera raccordée au RIE, et devrait être opérationnelle en avril 2022. La complétion du barrage de retenue est prévue pour 2023.

Les projets solaires photovoltaïques de Maroua (14,52 MW) et Guider (14,78 MW + 10 MW thermiques) seront connectés au RIN mi-2022. La construction des centrales solaires est assurée par le groupe SCATEC, tandis que le groupe thermique de Guider sera construit par Agro (sous modèles IPP). Les sites seront également équipés d'un système de stockage par batterie, dotés d'une capacité respective de 20 MWh et 19 MWh.

5.3.2. GRANDS PROJETS CONSIDÉRÉS

Selon les informations obtenues par le consultant lors d'une mission de collecte d'informations ayant eu lieu en octobre 2021, les ouvrages repris dans le tableau suivant ont été communiqués par le MINEE :

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 2 Projets de génération considérés pour le PDSE révisé

Nom	Technologie	Capacité	Date de mise en service
Kikot	Hydro	560 MW	2029
Nachtigal	Hydro	420 MW	2024
Limbe	Gaz	350 MW	2027
Bini à Warak	Hydro	75 MW	fin 2026
Grand Nord	PV	complément de déficit	
Lom Pangar	Hydro	30 MW	2024

Source : MINEE

Le projet de centrale thermique au gaz serait octroyé à un producteur indépendant, suivant le modèle Kribi.

5.3.3. ENEO

Le plan d’investissement 2022-2026 d’ENEKO ne prévoit pas la construction de nouvelle installation de production interconnectée. Le plan d’action se concentre sur la prolongation de la durée de vie des barrages et des centrales thermiques d’appoint, le développement de nouvelles capacités pour des sites isolés et l’hybridation des centrales isolées. Le tableau suivant reprend les dépenses prévues par ENEO dans son programme d’investissement pour la période 2021-2026.

Tableau 10 CAPEX Production ENEO 2021-2026

Millions FCFA	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Capex Production	20 000	17 053	12 084	13 797	17 947	9 032	89 913

SOURCE : Rapport sur les investissements d’ENEKO sur la période 2022-2026

5.3.4. EDC

Le rapport de gestion 2020 d’EDC mentionne le programme d’investissement suivant :

- Projet Lom Pangar (Barrage et réservoir) : 10 743 Millions de FCFA
- Projet Lom Pangar (Usine et Lignes) : 21 172 Millions de FCFA
- PATDHBS (projet destiné à évaluer la sécurité des barrages réservoir de Mapé, MBakakaou, Bamendjin et Lom Pangar) : 1 171 Millions de FCFA

À l’exception de l’usine de pied de Lom Pangar, les investissements concernent des barrages réservoirs, qui ne sont pas outils de production : ils servent à réguler la production en aval et génèrent des revenus par le paiement de droits d’eau.

Ces investissements sont déjà engagés : les taux de réalisation en 2020 sont respectivement de 10%, 13% et 9%. Ainsi, les reliquats des montants d’investissement sont les suivants :

- Projet Lom Pangar (Barrage et réservoir) : 9.651 Millions de FCFA
- Projet Lom Pangar (Usine et Lignes) : 18.495 Millions de FCFA
- PATDHBS: 1.066 Millions de FCFA

5.3.5. COUVERTURE DE LA DEMANDE 2022-2026

Un plan de production par centrale a été fourni au Consultant par l’ARSEL¹⁵ pour les besoins de cette étude, pour la période 2022-2026. Suivant ce plan, seuls 5 projets seront mis en service à partir de 2022 : les barrages de Lom Pangar (30 MW, en 2022 sur le RIE) et Nachtigal (400 MW, en 2024 sur le RIS), la centrale PV de Ngaoundéré (11 MW, en 2024 sur le RIN), une extension thermique à la centrale PV de Guider (10 MW en 2022 sur le RIN), la centrale au gaz de Bassa & Logbaba (50 MW en 2026 sur le RIS), le barrage de Bini à Warak (75 MW en 2026 sur le RIS), la centrale de Limbé gaz (350 MW en 2027 sur le RIS) et le barrage de Kikot (560 MW en 2029 sur le réseau intégré RIS/RIN).

Ce plan semble réaliste, dans la mesure où il ne contient que des projets en cours de réalisation jusqu'à l'horizon 2026. Au-delà de 2026, la réalisation de tels projets est possible si les études préliminaires ont déjà été entamées. Cependant, ce plan prévoit des augmentations significatives de production de centrales LFO, en particulier sur le RIN ou le RIE, telles que Bertoua (de 41 GWh en 2018 à 97 GWh en 2031) ou Djamboutou (de 41,4 GWh en 2018 à 135,7 GWh en 2025). L'origine de ces augmentations n'est pas clairement indiquée : il peut s'agir d'augmentations liées à l'hybridation des centrales, du déplacement d'unités de production containerisées ou de l'acquisition de nouvelles unités de production.

Au-delà de 2026, ce plan ne contient que des données incomplètes, et ne permet pas de juger de la capacité à satisfaire la demande. Cependant, si les installations existantes restent en opération, la capacité de production serait excédentaire par rapport à la demande.

5.4. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DE LA DISTRIBUTION

5.4.1. LE PLAN D’INVESTISSEMENTS 2022-2031

Le Plan d'investissement 2022-2031 d'ENEO a pour objectif de répondre aux défis actuels que connaît le secteur énergétique du Cameroun :

- Contribuer efficacement à l'exécution de la politique sectorielle du Gouvernement ;
- Transformer ENEO en une entreprise moderne et performante au service des citoyens Camerounais.

Sa déclinaison pour la période 2022-2026 en ce qui concerne les activités Distribution et Commercialisation assurées par ENEO vise essentiellement les finalités suivantes :

- Développer et étendre les réseaux de distribution par l'injection de nouveaux postes MT/BT et la mise en œuvre de nouveaux départs MT et BT ;
- Automatiser davantage le réseau de distribution ;
- Réhabiliter les réseaux actuels en mauvais état ;
- Remplacer les poteaux bois vermoulus par des poteaux bétons ou métalliques ;
- Moderniser les équipements et les outils de gestion ;
- Améliorer l'accès à l'électricité sur toute l'étendue du territoire ;
- Améliorer la qualité de service ;
- Réduire les pertes et augmenter l'efficience opérationnelle.

¹⁵ Fichier Excel: Production historique et prévision.xlsx

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Sur cette période, les objectifs assignés à ENEO dans les annexes à l’Avenant N°3 du Contrat Cadre de Concession pour les segments Distribution et commercialisation sont repris dans les tableaux suivants :

Tableau 11 Objectifs de performance de la distribution

Objectifs Distribution		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Distribution et Qualité de Service	SAIDI en heures/an et par client	74,1	65,9	59,1	55,3	51,5	51,5
	SAIFI en nombre/an et par client	25,1	23	21,8	20,9	20,1	20
	Rendement de Distribution en %	71,5	72,4	73,9	75,5	77,5	79,15
	Taux disponibilité lignes MT par feeders en %	82	84	85	87	89	91
	Délais remplacement transfo poste MT/BT- urbain en heures	12	12	12	12	12	12
	Délais remplacement transfo poste MT/BT- Rural en heures	72	72	72	72	72	72

Source : Contrat de Concession ENEO

A comparer avec les données 2020¹⁶ : SAIDI de la distribution 140,6 ; SAIFI de la distribution 40,4 et rendement de la distribution 70,85 %.

Tableau 12 Objectifs de performance de la commercialisation

Objectifs Commercialisation		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Modernisation comptage	Echantillon de clients BT équipés de compteurs intelligents	1,2 %	1,5 %	1,8 %	2,1 %	2,3 %	2,6 %
	Echantillon de postes MT/BT équipés de compteurs intelligents	5%	7,5 %	10 %	12,5 %	15%	17,5%
Accès à l’électricité	Connections-premiers accès (client)	43 800	57 300	60 700	64 300	68 200	72 300
	Connections-régularisation (client)	33 700	37 100	41 200	45 700	50 800	56 400

Source : Contrat de Concession ENEO

Selon le rapport de gestion ENEO 2020, le nombre de raccordements de clients en 2020 était de 74 059.

Pour répondre aux engagements contractuels vis-à-vis de l’état du Cameroun et atteindre les objectifs fixés en matière d’amélioration de l’accès à l’électricité et de la qualité de service, le plan d’investissement d’ENEKO relatif aux segments Distribution et Commercialisation prévoit un montant total de 137 Milliards de FCFA¹⁷ dont 74% consacrés au segment Distribution.

Le plan d’investissement Distribution et Commercialisation est réparti par segment et par an comme suit :

¹⁶ Selon le rapport de gestion 2020 d’ENEKO.

¹⁷ Plan d’investissement ENEO 2022-2026.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 13 CAPEX Distribution et commercialisation 2022-2026

Milliards de FCFA	2022	2023	2024	2025	2026	Total (2022-2026)
Distribution	26,72	19,98	20,87	17,74	16,03	101,32
Commercial	14,28	8,95	4,34	4,01	4,10	35,68
Total CAPEX	40,98	28,93	25,21	21,75	20,13	137

Source : ENEO

La ventilation de ces investissements par finalité est indiquée ci-après :

- 66 % pour la maintenance et la réhabilitation des équipements et réseaux vétustes et le remplacement des transformateurs en surcharge ;
- 29 % pour le développement, l’extension et le renforcement du réseau de distribution (injection de nouvelles lignes MT, BT, le renforcement des tronçons avec des chutes de tension et la construction de nouveaux postes de distribution) ;
- 5 % pour la modernisation et l’automatisation de la gestion de l’exploitation de la distribution.

Pour ce qui est du segment Commercialisation, l’enveloppe de 35,68 milliards de FCFA est ventilée comme suit :

- 72% pour l’amélioration de l’accès à l’électricité, la normalisation des points de livraison, la lutte contre les fraudes et branchements illicites ;
- 28% pour la modernisation de la gestion commerciale et l’installation progressive de compteurs prépayés et intelligents.

5.4.2. ANALYSE DES INVESTISSEMENTS

Afin de tester l’adéquation du niveau des investissements proposés par ENEO, un modèle paramétrique d’estimation des investissements dans la distribution et la commercialisation a été utilisé, le PCM. Une description du PCM est présentée dans l’Annexe 4.

Les besoins en CAPEX pour la distribution d’électricité au Cameroun ont été obtenus par modélisation (à l’aide du modèle PCM) à partir de la demande d’électricité projetée par le Consultant (demande maximale, énergie et nombre de clients sur la période 2022-2031, pour les deux scénario présentés). Le modèle paramétrique projette les investissements futurs dans les principaux éléments du réseau de distribution (partie MT des postes sources, lignes et câbles, transformateurs et compteurs) par le biais de ratios qui mettent en corrélation leurs unités physiques (#, km, kVA) avec les facteurs de demande (# clients, MWh, MW). Les prix unitaires utilisés sont indiqués ci-dessous. Il s’agit de prix moyens qui cherchent à être représentatifs de l’ensemble des investissements.

Les paramètres utilisés pour la modélisation des besoins d’expansion sont présentés dans le tableau ci-dessous. Les valeurs ont été dérivés des statistiques du réseau ENEO et du plan d’investissements ENEO 2022-2026.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 14 Paramètres utilisés dans la modélisation du CAPEX distribution

Element	Paramètre	Valeur
Transformateurs MT/BT	Taille moyenne du transformateur MT/BT	200 kVA
	Facteur de charge moyen pour transformateurs MT/BT	Transformateurs existants : 40% Nouveaux transformateurs : 30%
Lignes MT	Longueur lignes MT/Nouvelle capacité de transformateurs MT/BT	17,13 km/MVA
	Pourcentage de souterrain dans les nouvelles lignes MT	30%
Lignes BT	Pourcentage lié au nombre de connections // Pourcentage lié à l'énergie	50% // 50%
	Longueur de ligne BT par nouvelle connexion client	8,38 m/connection
	Longueur de ligne BT par MWh additionnel	5,38 m/MWh
Postes source	Nombre de transformateurs MT/BT par poste source	527
Branchements (MT ou BT)	Nombre de branchements client	Un nouveau branchement pour chaque nouveau client (MT ou BT)

Source : élaboré par le Consultant

En parallèle, les besoins approximatifs d'investissement dans les technologies de l'information et de la communication (TIC) et les plans exceptionnels (plan de réduction des pertes) ont été ajoutés. L'estimation de ces besoins a été faite sous la base des données pour un projet type extrapolé de projets similaires dans d'autres pays Africains (Nigeria et Ghana) :

Tableau 15 Besoins estimés pour la composante TIC dans le CAPEX de distribution

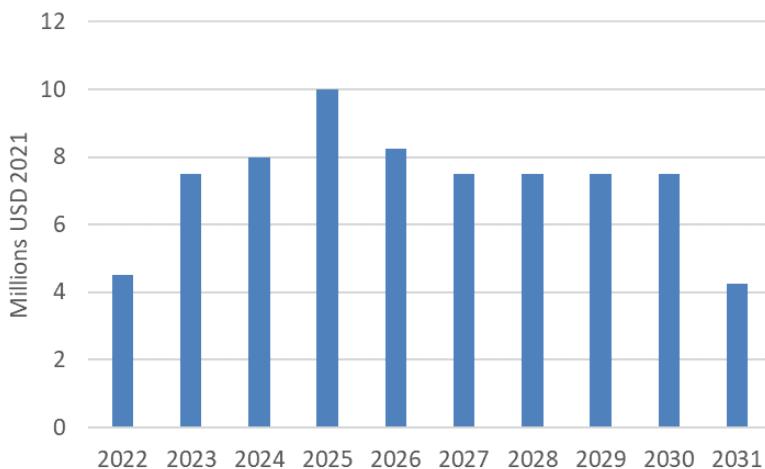
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
MUSD										
SCADA + DMS (Système de contrôle et d'acquisition de données)	0,50	1,00	0,50	0,30	0,00					
ERP (Enterprise Resource Planning)		0,80	1,00	0,30	0,10					
GIS (Geographic Information System)			0,70	1,00	0,50					
Système commercial		1,70	5,25	2,88	0,22					
Total MUSD	2,20	7,05	5,08	1,82	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Source : élaboré par le Consultant

L'investissement dans la réduction des pertes (voir figure ci-dessous)) a été estimé comme un budget référentiel de 72,5 MUSD distribué au long des 10 ans de la période à travers un profil temporel extrapolé d'autres projets réalisés par le Consultant.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 11 Profil du CAPEX estimé pour la réduction des pertes



Source : élaboré par le Consultant

Les investissements dans le renouvellement des actifs sont basés sur une estimation du taux de remplacement nécessaire pour les actifs préexistants. Les résultats obtenus sont moins détaillés et précis que les plans d’ENEKO, mais fournissent un bon point de comparaison. Pour le calcul de ce chiffre, le réseau de ENEKO a été valorisé à Valeur de Remplacement à neuf (c'est-à-dire, aux mêmes prix unitaires utilisés pour projeter le CAPEX d'expansion).

La part de la base d'actif que devrait être remplacée est estimée sur la base d'une croissance exponentielle de la base d'actifs dans le passé à niveau de 2% par an. Le résultat est un taux de remplacement de 1,53% de la base d'actifs de chaque année au long des dix années de la période 2022-2031. Le facteur 1,53% multiplie la base d'actifs à valeur de remplacement à nouveau pour obtenir l'estimation des besoins d'investissement en CAPEX de maintenance. Les données annuelles de détail peuvent être consultées dans l'Annexe 1.

Les estimations ont été développées pour les deux scénarios de demande. Les montants annuels peuvent être consultés dans l'Annexe 1.

Tableau 16 Prix unitaire pour la modélisation des CAPEX Distribution

	Prix unitaire	Unités
Ligne aérienne MT	18 848	USD/km
Cable souterrain MT	60 555	USD/km
Ligne aérienne BT	28 106	USD/km
Cable souterrain BT	47 366	USD/km
Compteur et associés MT	1 473	USD
Compteur et associés BT	215	USD
Poste source MT	1 122 220	USD
Poste distribution MT/BT	99	USD/kVA

Source : élaboré par le Consultant

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

■ Scénario Référence

Tableau 17 CAPEX distribution modélisé pour le Scénario de Référence

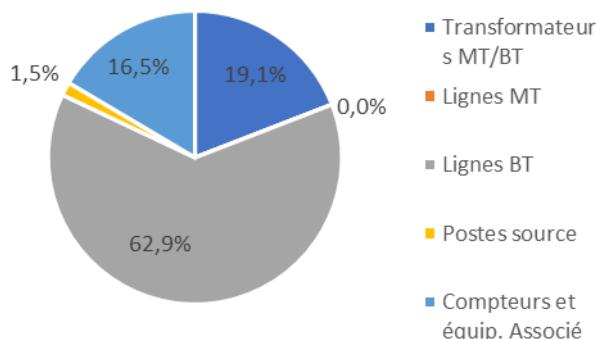
(Prix constants 2021 - USD)	2022-26	2027-31	Total 2022-31
Transformateurs MT/BT	43,38	83,16	126,54
Lignes MT	0,00	199,15	199,15
Lignes BT	142,88	234,64	377,52
Postes source	3,37	8,98	12,34
Compteurs et équipement Associé	37,42	41,82	79,24
CAPEX de Expansion	227,05	567,74	794,79
Renouvellement	140,47	176,02	316,49
TIC	16,76	0,00	16,76
Plan Réduction Pertes	38,25	34,25	72,50
TOTAL	422,52	778,02	1 200,54

Source : élaboré par le Consultant

La plupart des investissements pour l’expansion du réseau se centrent sur l’extension des lignes MT et BT, qui ensemble représentent 70% de ces investissements.

Figure 12 Composition des CAPEX Expansion modélisés – Scénario Référence

CAPEX Expansion 2022-2026



Source : élaboré par le Consultant

Le tableau ci-dessous montre les unités physiques correspondantes aux montants des investissements.

Tableau 18 Unités physiques du CAPEX modélisé – Scénario Référence

TOTAL	2022-26	2027-31	2022-31
# Trans. MT/BT	1 622	4 708	6 330
MVA transf. MT/BT	324,5	941,5	1 265,9
km MT Aérien	0,0	2 406,6	2 406,6
km MT Souterrain	0,0	1 031,4	1 031,4
km BT Aérien	2 839,5	5 610,1	8 449,6
km MT Souterrain	1 467,4	2 404,3	3 871,8

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Compteurs MT	281	334	615
Compteurs BT	157 599	187 948	345 547
# Postes source	2	8	10

■ Scénario Demande Faible

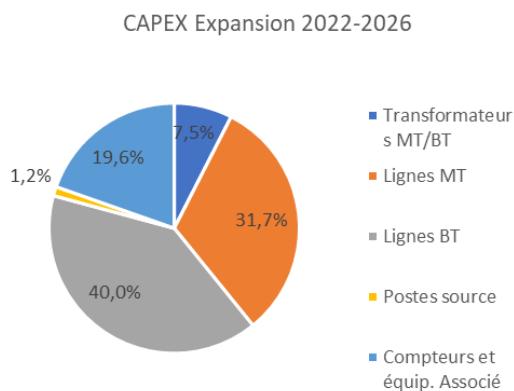
Tableau 19 CAPEX distribution modélisé pour le Scénario Demande Faible

(Prix constants 2021 - USD)	2022-26	2027-31	Total 2022-31
Transformateurs MT/BT	14,33	17,51	31,84
Lignes MT	60,36	64,59	124,95
Lignes BT	76,33	98,64	174,97
Postes source	2,24	2,24	4,49
Compteurs et équipement associé	37,42	41,82	79,24
CAPEX de Expansion	190,68	224,81	415,49
Renouvellement	136,65	153,32	289,96
TIC	16,76	0,00	16,76
Plan Réduction Pertes	38,25	34,25	72,50
TOTAL	382,34	412,37	794,72

Source : élaboré par le Consultant

La plupart des investissements pour l’expansion du réseau se centrent sur l’extension des lignes MT et BT, qui ensemble représentent 70% de ces investissements.

Figure 13 Composition du CAPEX Expansion modélisé – Scénario Demande Faible



Source : élaboré par le Consultant

Le tableau ci-dessous montre les unités physiques correspondantes aux montants des investissements.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 20 Unités physiques du CAPEX modélisé – Scénario Demande Faible

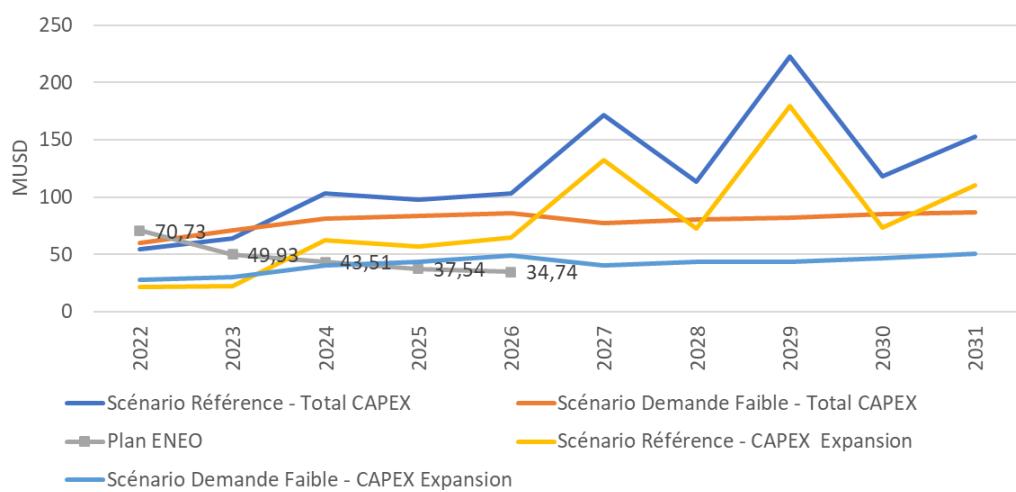
TOTAL	2022-26	2027-31	2022-31
# transf. MT/BT	724	884	1 608
MVA transf. MT/BT	144,7	176,9	321,6
km MT Aérien	1 347,3	1 441,8	2 789,2
km MT Souterrain	577,4	617,9	1 195,4
km BT Aérien	1 411,1	2 037,7	3 448,9
km MT Souterrain	774,2	873,3	1 647,5
Compteurs MT	307	342	649
Compteurs BT	171 942	192 176	364 118
# Postes source	2	2	4

Source : élaboré par le Consultant

Le scénario de faible demande entraîne une baisse de 9 % des besoins en CAPEX sur la période 2022-2031. Dans les deux scénarios, les investissements dans la réhabilitation/le renouvellement des équipements ont un poids important (26,4% dans le scénario de référence et 36,5% dans le scénario de faible demande).

En comparaison, le plan d'investissement d'ENEO pour la distribution présente un profil descendant, partant de niveaux similaires à ceux résultant de notre modèle, mais diminuant progressivement vers des niveaux d'environ 34% des CAPEX modélisés. Le niveau de désagrégation du plan d'investissement d'ENEO ne permet pas d'identifier clairement la cause de cette différence. Les causes les plus probables sont les suivantes : (a) ENEO part du principe qu'une grande partie de l'augmentation de la demande se fera sur les réseaux existants, sur lesquels il suppose qu'ils disposent d'une capacité de réserve suffisante ; (b) ENEO sous-estime les besoins d'investissement afin d'adapter le budget aux contraintes financières.

Figure 14 Plan Investissements 2022-2026 ENEO Distribution vs Modélisation



Source : élaboré par le Consultant

6. ANALYSE DU CMPC

À titre de comparaison de la valeur du CMPC (coût moyen pondéré du capital) officiellement applicable, une estimation simple du coût de la dette et des fonds propres pour les investissements dans la production et le Transport & Distribution au Cameroun a été réalisée.

À cette fin :

- Les données de levier et de bêta de 11 sociétés de production et de 13 sociétés de Transport & Distribution aux États-Unis (US) ont été analysées.
- Les données sur l'inflation des taux d'intérêt des obligations du Trésor américain à dix ans ont été utilisées comme références pour l'inflation et le taux sans risque.
- Une prime de risque de marché de 14,50 % a été estimée, de manière à obtenir une prime de risque sur actions proche des 10,05 % estimés par le Prof. Damodaran pour le Cameroun.
- Une prime de risque pays de 5,00 % a été estimée sur la base de la différence entre les obligations du Trésor américain et camerounais à 10 ans.
- une prime de risque de crédit de 5,87% a été estimée sur la base des différences observées entre les obligations d'entreprises de qualité B+ et les obligations du Trésor américain.

Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux ci-dessous ; on peut constater que le niveau d'effet de levier dans les entreprises de Transport & Distribution est plus élevé que dans les entreprises de production. On obtient des CMPC réels avant impôt de 14,46% pour la production et de 14,19% pour le transport et la distribution.

Tableau 21 Estimation du CMPC pour le segment Production

CMPC pour Production

Composant	Abréviation	Valeur
Structure de capital		
Capitaux de tiers (dettes)	D/V	60,0%
Capitaux propres (fonds propres)	E/V	40,0%
Coût des fonds propres		
Taux sans risque	R _f	1,92%
Prime de risque marché	R _m	14,50%
US Beta Un-leveraged	β _{US UL}	0,484
Beta Levered	β _L	0,808
Prime de risque fonds propres	β _L * (R _m -R _f)	10,17%
Prime de risque pays	R _b	5,00%
Prime de risque fonds propres après impôts	K _e	17,09%

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Coût de la dette

Taux sans risque	R_f	1,92%
Prime de risque pays	R_b	5,00%
Prime de risque crédit	R_d	5,87%
Impôts US	T_{US}	30%
Impôts Cameroun	T_J	33%
Coût nominal de la dette	K_d	12,79%

CMPC

Nominal après impôts	CMPC _{nat}	11,98%
Inflation (US)	π_{US}	2,07%
Réel après impôts	CMPC _{rat}	9,70%

Coût nominal des fonds propres (après impôts)	Ke_{nat}	17,09%
Coût réel des fonds propres (après impôts)	Ke_{rat}	14,71%
Coûts nominal des fonds propres (avant impôts)	Ke_{npt}	25,51%
Coût réel des fonds propres (avant impôts)	Ke_{rpt}	22,96%
CMPC nominal (avant impôts)	$CMPC_{npt}$	17,87%
CMPC réel (avant impôts)	$CMPC_{rpt}$	13,86%

Source : élaboré par le Consultant

Tableau 22 Estimation du CMPC pour les segments Transport et Distribution

CMPC pour T&D

Structure de capital

Structure de capital		
Capitaux de tiers (dettes)	D/V	70,0%
Capitaux propres (fonds propres)	E/V	30,0%

Coût des fonds propres

Taux sans risque	R _f	1,92%
Prime de risque marché	R _m	14,50%
US Beta Un-leveraged	β _{US UL}	0,460
Beta Levered	β _L	0,769
Prime de risque fonds propres	β _L * (R _m -R _f)	9,67%

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

Prime de risque pays	R_b	5,00%
Prime de risque fonds propres après impôts	K_e	16,59%

Coût de la dette

Taux sans risque	R_f	1,92%
Prime de risque pays	R_b	5,00%
Prime de risque crédit	R_d	5,87%
Impôts US	T_{US}	30%
Impôts Cameroun	T_J	33%
Coût nominal de la dette	K_d	12,79%

CMPC

Nominal après impôts	$CMPC_{nat}$	10,97%
Inflation (US)	π_{US}	2,07%
Réel après impôts	$CMPC_{rat}$	8,72%

Coût nominal des fonds propres (après impôts)	Ke_{nat}	16,59%
Coût réel des fonds propres (après impôts)	Ke_{rat}	14,22%
Coûts nominal des fonds propres (avant impôts)	Ke_{npt}	24,76%
Coût réel des fonds propres (avant impôts)	Ke_{rpt}	22,23%
CMPC nominal (avant impôts)	$CMPC_{npt}$	16,38%
CMPC réel (avant impôts)	$CMPC_{rpt}$	13,02%

Source : élaboré par le Consultant

Il convient de noter que les conditions d'emprunt des entreprises du secteur de l'électricité au Cameroun sont probablement loin des conditions commerciales pour la dette des entreprises en dehors du secteur infrastructure, car les premières bénéficient de conditions concessionnelles. Les taux d'intérêt sur la dette d'EDC sont inférieurs à 1,5 %, et les taux d'intérêt sur les prêts d'ENEKO et de SONATREL (propriété de l'État) varient en fait entre environ 1 % et 8 %, avec une moyenne d'environ 4,5 %.

En prenant le coût des capitaux propres obtenu ci-dessus, mais en remplaçant le coût nominal de la dette par 4,5 % et avec un niveau d'endettement de 70%, on obtient un CMPC de :

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

Tableau 23 CMPC pour la Production et le T&D avec dette concessionnelle

	Production	Transport et Distribution
CMPC nominal après impôt	7,24%	7,24%
CMPC réel après impôt	5,53%	6,09%
CMPC nominal avant impôt	10,80%	10,80%
CMPC réel avant impôt	8,26%	9,10%

Source : élaboré par le Consultant

7. HYPOTHÈSES CONSIDÉRÉES POUR LE CALCUL DES DÉPENSES D’EXPLOITATION

7.1. HYPOTHÈSES POUR LA PLANIFICATION DU DISPATCHING

La planification de la production est basée sur des données fournies par l’ARSEL le 9 avril 2022. Le fichier contient la production historique par centrale, pour la période 2016-2020 et une prévision de production complète pour la période 2022-2026 et partielle pour la période 2027-2031. Les données de dispatch pour 2021 ont été fournies par l’ARSEL en septembre 2022.

Les hypothèses pour compléter les données manquantes de la période 2027-2031 sont:

- Les données manquantes sont supposées égales à la projection la plus proche;
- Aucune autre centrale n'est ajoutée.

7.2. DÉPENSES D’EXPLOITATION

En l’absence de données relatives aux dépenses d’exploitation, le Consultant a utilisé des dépenses d’exploitation de référence par type de technologie. Elles comportent 4 composantes:

- Capacité;
- Énergie;
- Combustible ;
- Droits d’eau (pour ENEO).

Ces dépenses, dérivées du PDSE 2014, sont reprises dans le tableau suivant :

Tableau 3 Dépenses d’exploitation de référence pour la production

Type de centrale	Capacité (USD/kW/year)	Énergie (USD/MWh)	Combustible (USD/MWh)
Hydro	47,22	2,28	
HFO	12,60	6,30	39,18
LFO	12,60	6,30	73,09
PV	9,64		
Gaz	10,50	2,50	31,10

Source : élaboré par le Consultant

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Les composantes Capacité et Energie représentent des prix réels, et ne sont par conséquent pas indexés. Par contre, un index est appliqué pour la composante Combustible : le LFO et le HFO sont indexés sur le Brent et le gaz naturel sur le gaz naturel européen. Les variations annuelles sont reprises dans le tableau suivant :

Tableau 4 Index considérés pour les Combustibles

Type	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Brent	69,5%	5,7%	-12,2%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Gaz	356,3%	-13,7%	-27,0%	-3,3%	-2,2%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%

Source : calculs propres d’après le Commodity Market Outlook de la Banque Mondiale (octobre 2021)

La composante « Droits d’eau » est calculée sur base du principe suivant : les opérateurs de centrales hydrauliques situés en aval des installations de stockage d’EDC doivent rémunérer EDC pour le service de stockage. La redevance totale considérée est 10 milliards de francs CFA (frais réels), et est répartie entre les différents opérateurs sur base de la capacité installée de leurs installations respectives.

7.3. PRODUCTEURS INDÉPENDANTS

Le calcul du coût de fourniture des producteurs indépendants est calculés sur base des hypothèses suivantes :

- Pour Dibamba et Kribi, sur la base des coûts de leurs contrats d’achat d’énergie;
- Pour Limbe, sur base du contrat de fourniture de Kribi
- Pour les autres IPP (Nachtigal, Kikot et centrales solaire PV) intégrés dans les LCOE estimés.

8. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR ENEO

8.1. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR LA PRODUCTION D’ENEKO

8.1.1. BASE TARIFAIRES – BAR

La valeur initiale de la BAR pour ENEO Production en 2022 a été obtenue à partir des données de la base d’actifs (actifs fixes) à la fin de l’année 2020. À cette base, on ajoute les CAPEX budgétés par ENEO pour la production en 2021 et on déduit une année d’amortissement.

La valeur nette indexée des actifs de production d’ENEKO était de 112.858 millions FCFA, auxquels il faut ajouter 3.102 millions FCFA d’actifs partagés avec la production (19,6% du total de 15.788 millions FCFA qui ne sont attribués ni à la production ni à la distribution et commercialisation dans le fichier des immobilisations 2020). Ce pourcentage de 19,6% a été estimé sur la base du poids relatif des effectifs de la production par rapport aux effectifs totaux d’ENEKO .

Tableau 24 – Estimation de la BAR fin 2021 – ENEO Production

	MILLIARDS	
	FCFA	MUSD
Valeur nette des actifs début 2021	371,1	207,4
CAPEX 2021	64,0	35,8
Dépréciation 2021	30,6	17,1
Valeur nette des actifs fin 2021	404,5	226,1

Source : élaboré par le Consultant

8.1.2. DÉPRÉCIATION

Pour la dépréciation de la BAR préexistante, le niveau d’amortissement enregistré en 2020 a été utilisé.

Pour l’amortissement des actifs ajoutés au cours de la période de projection, les durées de vie utiles moyennes suivantes sont proposées, qui sont à peu près conformes aux durées de vie utiles définies dans le contrat de concession d’ENEKO. Toutefois, il convient de noter qu’aucun investissement dans l’expansion de la capacité de production d’ENEKO n’est prévu au cours de la période. Les développements de la nouvelle génération seraient sous le format IPP.

Tableau 25 Durées d’amortissement appliquées pour l’amortissement par segment

Segment	Élément	Durées d’amortissement
Production	Solaire	20,00
Production	Hydro	65,00
Production	Thermique (diesel/gaz/jet-B)	25,00

Source : élaboré par le Consultant

8.1.3. CMPC

D’après les informations fournies par l’ARSEL, le CMPC officiel est fixé à hauteur de 15,2995% jusqu’à l’année 2025. Nous avons utilisé cette valeur dans nos calculs aussi bien pour le segment production que pour le segment distribution et commercialisation d’ENEKO.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Cette valeur est proche du niveau estimé ci-dessus, de 13,86% pour les activités Transport et Distribution.

8.1.4. Dépenses opérationnelles

Les dépenses opérationnelles de l'activité de production sont constituées par la somme de deux éléments : une composante calculée à partir des dépenses d'exploitation directes des différentes centrales, et une composante « frais généraux ».

Les dépenses d'exploitation directes sont calculées à partir des données présentées dans la Section 7.2.

La composante « frais généraux », est dérivée de la composante « frais fixes » des RMA 2021 de ENEO. Elle correspond au reste de la soustraction des dépenses d'exploitation directes, décrites ci-dessus, et des dépenses d'exploitations de l'activité Distribution telles que calculées dans la section 8.2.4

8.1.5. REVENUS ANNUELS REQUIS

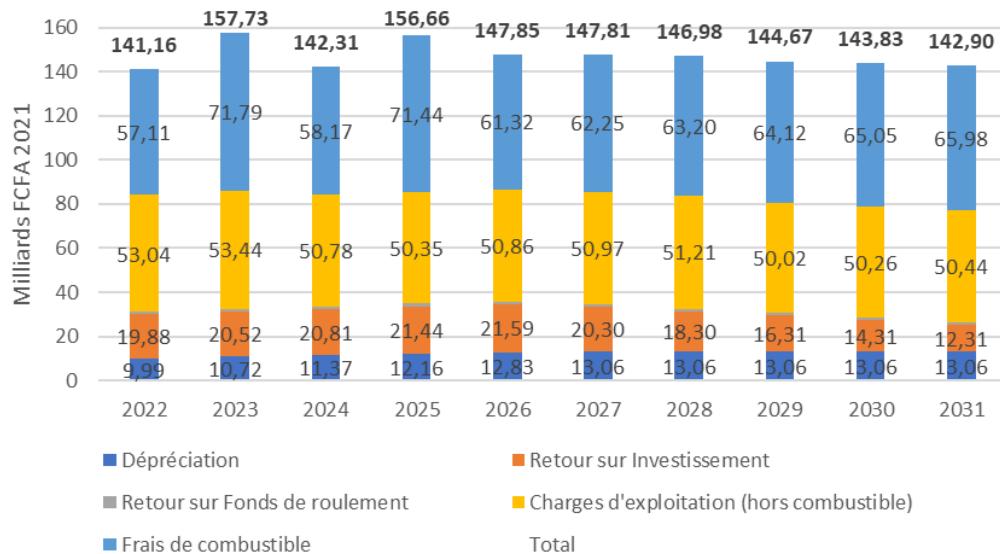
L'application de la formule de calcul des recettes avec la configuration des données d'entrée et les hypothèses décrites ci-dessus produit les RAR indiqués dans le graphique et le tableau ci-dessous, en termes réels (MILLIARDS FCFA de 2021).

ENEO ne prévoit pas d'investir massivement dans l'augmentation de sa capacité de production, se concentrant sur les investissements dans l'hybridation des centrales existantes et l'amélioration de leurs conditions d'exploitation.

Si la plupart des composantes de son RAR restent relativement constantes, il convient de noter l'augmentation relativement importante des coûts du combustible pour la production thermique.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 15 Évolution des RAR calculés pour ENEO Production 2022-2031



Source : élaboré par le Consultant

Tableau 26 RAR calculés pour ENEO Production 2022-2031

<i>Milliards FCFA 2021</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Production ENEO										
Dépréciation	9,99	10,72	11,37	12,16	12,83	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06
Retour sur Investissement	19,88	20,52	20,81	21,44	21,59	20,30	18,30	16,31	14,31	12,31
Retour sur Fonds de roulement	1,14	1,25	1,18	1,28	1,24	1,23	1,20	1,17	1,14	1,11
Charges d'exploitation (hors combustible)	53,04	53,44	50,78	50,35	50,86	50,97	51,21	50,02	50,26	50,44
Frais de combustible	57,11	71,79	58,17	71,44	61,32	62,25	63,20	64,12	65,05	65,98
Total	141,16	157,73	142,31	156,66	147,85	147,81	146,98	144,67	143,83	142,90

<i>MUSD 2021</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Production ENEO										
Dépréciation	17,87	19,18	20,33	21,75	22,96	23,36	23,36	23,36	23,36	23,36
Retour sur Investissement	35,56	36,71	37,23	38,36	38,63	36,32	32,75	29,17	25,60	22,02
Retour sur Fonds de roulement	2,04	2,24	2,11	2,28	2,22	2,20	2,15	2,09	2,04	1,99
Charges d'exploitation (hors combustible)	94,88	95,61	90,83	90,07	90,98	91,18	91,62	89,48	89,92	90,23
Frais de combustible	102,16	128,43	104,07	127,80	109,70	111,35	113,05	114,71	116,37	118,04
Total	252,52	282,16	254,58	280,26	264,49	264,42	262,93	258,81	257,29	255,64

Source : élaboré par le Consultant

8.2. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR LA DISTRIBUTION/COMMERCIALISATION D’ENEKO

8.2.1. BASE TARIFAIRES – BAR

La valeur initiale de la BAR pour ENEO Distribution en 2022 a été obtenue à partir des données de la base d’actifs (actifs fixes) à la fin de l’année 2020. À cette base, on ajoute les CAPEX projetés par le Consultant pour le Scénario Référence pour ENEO en 2021 et on déduit une année d’amortissement.

La valeur nette indexée des actifs distribution et commercialisation d’ENEKO était de 161 140 millions FCFA, auxquels il faut ajouter 12 686 millions FCFA des actifs partagés avec la production (80,4% du total de 15 788 millions FCFA qui ne sont attribués ni à la production ni à la distribution et commercialisation dans le fichier des immobilisations 2020). Ce pourcentage de 80,4% a été estimé sur la base du poids relatif des effectifs associés à la distribution et commercialisation par rapport aux effectifs totaux d’ENEKO¹⁸.

Tableau 27 – Estimation de la BAR fin 2021 – ENEO Distribution et commercialisation

	Milliards FCFA	MUSD
Valeur nette des actifs début 2021	556,3	311,0
CAPEX 2021	137,6	76,9
Dépréciation 2021	51,5	28,8
Valeur nette des actifs fin 2021	642,4	359,1

Source : élaboré par le Consultant

8.2.2. DÉPRÉCIATION

Pour l’amortissement de la BAR préexistante, le niveau de dépréciation enregistré en 2020 a été utilisé.

Pour l’amortissement des actifs ajoutés au cours de la période de projection, les durées de vie utiles moyennes suivantes ont été appliquées, lesquelles sont à peu près conformes aux durées de vie utiles définies dans le contrat de concession d’ENEKO.

Tableau 28 Durées d’amortissement appliquées par élément

Segment	Élément	Durées d’amortissement
Distribution	Lignes et câbles	30,00
Distribution	Sous-stations	40,00
Distribution	Transformateurs	30,00
Distribution	Autres	20,00

Source : élaboré par le Consultant sur la base des durées de vie du Contrat de Concession ENEO

¹⁸ Cette approximation est nécessaire car il n’existe pas de comptes de résultat et de bilans d’actifs séparés par activité pour ENEO.

8.2.3. CMPC

D’après les informations fournies par l’ARSEL, le CMPC officiel est fixé à hauteur de 15,2995% jusqu’à l’année 2025. Nous avons utilisé cette valeur dans nos calculs aussi bien pour le segment production que pour le segment distribution et commercialisation d’ENEO.

Cette valeur est proche du niveau estimé ci-dessus de 13,02% pour les activités Transport & Distribution.

8.2.4. Dépenses opérationnelles

8.2.4.1. Modélisation des dépenses opérationnelles efficaces – Reference Utility Model

Les dépenses opérationnelles d’ENEO Distribution ont été évaluées avec le modèle de dépenses d’exploitation («Operating Expenditures Model – OEM» ou «Reference Utility model») d’une entreprise de référence. Une description du modèle est présentée dans l’Annexe 3.

Pour résumer la fonctionnalité du modèle, le modèle OEM crée une entreprise virtuelle comparable à l’entreprise analysée au meilleur niveau de performance possible dans des conditions d’exploitation similaires. La méthodologie fait intervenir des paramètres d’efficacité concernant les activités commerciales, administratives et d’exploitation et de maintenance (E&M) qui permettent de créer une entreprise virtuelle efficace à partir des activités les plus simples (de bas en haut). Les activités sont modélisées en termes de fréquence unitaire, de temps requis et de ressources nécessaires.

L’hypothèse principale derrière l’application du modèle de dépenses opérationnelles est que les activités réalisées par l’entreprise réel sont comparables en termes de portée et de caractéristiques à celles réalisées virtuellement par l’entreprise de référence.

Les résultats fournis par le modèle d’entreprise de référence sont basés sur les paramètres d’exploitation des entreprises efficaces. Cela signifie qu’ils sont applicables aux entreprises opérant avec un niveau de pertes d’énergie compris entre 6 % et 12 % et des niveaux de pannes modérés (SAIFI inférieur à 6 pannes/client-année et SAIDI inférieur à 15 heures/client-année). Ce niveau efficace doit donc être compris comme un objectif à moyen/long terme pour ENEO.

Les données d’entrée pour l’OEM ont été recueillies auprès de différentes sources pour configurer la distribution d’ENEO année 2020 :

- Actifs de distribution d’ENEO : lignes, poteaux, postes sources, transformateurs, compteurs, etc.
- Informations commerciales. Le nombre de clients par niveau de tension et la demande en énergie et en puissance de pointe par niveau de tension, tels que présentés dans la section sur les prévisions de la demande.
- Référence salariale nationale. Le consultant a estimé un niveau de salaire compétitif sur la base des informations disponibles sur le marché du travail camerounais.
- Coûts unitaires nationaux. Le consultant a calculé les coûts unitaires compétitifs des biens de consommation générale (voitures, PC, etc.) sur la base de ses propres recherches. Les coûts unitaires des biens de distribution (lignes, transformateurs) proviennent de références internationales avec un facteur d’ajustement pour inclure les surcoûts potentiels des matériaux importés.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Les principaux paramètres de configuration de l'OEM pour ENEO Distribution et Vente sont présentés ci-dessous :

- L'entreprise a été classée dans le groupe 5 en fonction du nombre de clients et dans le groupe 2 en fonction de la longueur du réseau. Ceci est nécessaire pour que l'OEM puisse appliquer des ajustements de taille aux paramètres de ressources par unité d'activité qu'il utilise.

Tableau 29 Classement de ENEO Distribution et Vente dans les groupes standards utilisés dans l'OEM

Customer clusters (#)		Grid Length clusters (km)	
Nº	Limits	Nº	Limits
Cluster 1	<100,000	Cluster 1	<20,000
Cluster 2	>100,000 - <300,000	Cluster 2	>20,000 - <75,000
Cluster 3	>300,000 - <500,000	Cluster 3	>75,000 - <125,000
Cluster 4	>500,000 - <1,000,000	Cluster 4	>125,000 - <175,000
Cluster 5	>1,000,000 - <1,500,000	Cluster 5	>175,000
Cluster 6	>1,500,000 - <2,000,000		
Cluster 7	>2,000,000 - <4,000,000		
Cluster 8	>4,000,000		

Source : élaboré par le Consultant

- Les statistiques de réseau pour l'année 2020 ont été utilisées. Les données sources ne sont disponibles que pour les chiffres totaux des actifs, de sorte que l'allocation aux sous-types utilisés dans l'OEM a été approximée par le consultant dans une tentative de capturer les caractéristiques qualitatives du système ENEO.

Tableau 30 Statistiques réseau ENEO distribution utilisées pour la configuration de l'OEM

Postes Source	Unité	Exterieur - Urbain	Exterieur - Rural	Intérieur - Urban	Intérieur - Rural
		Quantity	Quantity	Quantity	Quantity
Nombre de postes	#	7	10	10	0
Nombre de transformateurs	#	20	30	30	0

Transformateurs MT/BT	Unité	Poteau - Urbain	Poteau - Rural	Cabine
		Quantity	Quantity	Quantity
Nombre de transformateurs	#	0	9 970	4 273
Capacité de transformation	MVA	0	499	569

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

Lignes MT	Unités	Aériennes	Aériennes	Cable souterrain	Cable souterrain
	Urbain	Rural	Urbain	Rural	
	Quantité	Quantité	Quantité	Quantité	
Lignes	km	1 922	10 889	5 490	0
Structures en acier	#	9 608	54 443	0	0
Poteaux en béton	#	9 608	54 443	0	0

Lignes BT	Unités	Aériennes	Aériennes	Cable souterrain	Cable souterrain
	Urbain	Rural	Urbain	Rural	
	Quantité	Quantité	Quantité	Quantité	
Lignes BT	km	3 325	9 975	5 490	0
Structures en acier	#	0	0	0	0
Poteaux en béton	#	33 250	99 750	0	0
Poteaux en acier	#	0	0	0	0
Poteau en bois	#	33 250	99 750	0	0

Source : élaboré par le Consultant

- Les coûts locaux utilisés dans le calcul des OPEX comprennent : le coût des salaires, le coût des véhicules et leur coût en carburant. Les paramètres ont été configurés dans l'OEM comme indiqué dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 31 Autres paramètres de coûts utilisés dans l'OEM

Description	Unit	Value
Salaire moyen des employés de bureau (cols blancs) (charges sociales comprises)	USD/an	33 033,03
Salaire moyen des travailleurs de terrain (cols bleus) (charges sociales comprises)	USD/an	16 185,15
Cycle commercial		
Relevés de compteurs par jour (urbain)	#	500
Relevés de compteurs par jour (rural)	#	150
Call Center		
Nombre moyen d'appels par an et par client	Appels/client-an	1
Activité du centre d'appels	Total appels/an	1 442 100

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

Type de véhicule	Vehicle	Coût du véhicule	Durée de vie	Km/an	Consommation de combustible	Prix du combustible
		[USD]	Années	[km]	[l/km]	[USD/l]
v1	Berline	15 000	5	60 000	0,10	1,08
v2	Camionnette	25 000	5	60 000	0,12	1,08
v3	Moto	3 000	5	30 000	0,03	1,08

Source : élaboré par le Consultant

- Autres coûts liés au personnel et aux bâtiments ont été estimés à travers les paramètres montrés dans le tableau ci-dessous.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

Tableau 32 Autres coûts associés au personnel et aux bâtiments

Coûts de location		
m2/personne siège social	10	m ²
m2/personne centre d'appels	4	m ²
m2/personne bureaux commerciaux	20	m ²
US\$/m2 siège - mois	20,00	USD/m ²
US\$/m2 centre d'appels - mois	13,00	USD/m ²
US\$/m2 bureaux commerciaux - mois	13,00	USD/m ²
\$ loyer siège social/employé-mois	200	USD/month
Coût de location du centre d'appels/employé-mois	52	USD/month
Location de bureaux commerciaux/employé-mois	260	USD/month
Prix de location m2 O&M	6,00	USD/month
Location d'un m2 d'entrepôt	4,00	USD/month
Coûts des employés		
Nettoyage/employé-mois	6,00	USD/month
Surveillance/employé-mois	2,50	USD/month
Téléphone/employé-mois	30,00	USD/month
Électricité/employé-mois	10,00	USD/month
Prix de l'assurance/an	7 579,05	USD/year
Prix du marketing/an	2 884 200,00	USD/year
Communication générale/an	200 000,00	USD/year
Relations générales/an	500 000,00	USD/year
total/employé-mois (siège social)	48,50	USD/month
\$ total/employé-mois (centre d'appels)	48,50	USD/month
Total \$/employé-mois (bureaux commerciaux)	48,50	USD/month
Coûts des matériaux		
Autres matériaux (matériel de bureau)	67,44	USD/month

Source : élaboré par le Consultant

Le tableau suivant montre les résultats obtenus de la modélisation. Les résultats obtenus à partir de la modélisation de l'entreprise de référence efficace montrent que l'activité Distribution et Ventes d'ENEKO pourrait être exploitée avec un OPEX total de 87,3 millions USD (équivalent à 50 566 millions FCFA).

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 33 Dépenses opérationnelles efficaces modélisés pour ENEO distribution (USD 2021)

Structure	Département	Personnel	Véhicules	ICT	Autres	Total
Over Head	Siège	17 526 667	829 967	3 868 217	5 275 097	27 499 947
Régional	Gestions des opérations régionales	2 436 998	240 958	100 639	477 698	3 256 294
Régional	Bureaux commerciaux	7 786 049	896 899	161 900	1 675 180	10 520 029
Processus et activités	Call Centre	2 368 468	0	579 306	175 715	3 123 490
Processus et activités	Cycle Commercial	4 603 219	444 836	11 147	10 152 663	15 211 865
Processus et activités	E&M	8 587 517	3 282 636	0	15 789 314	27 659 467
Total		43 308 919	5 695 296	4 721 209	33 545 668	87 271 092

Source : élaboré par le Consultant

8.2.4.2. Dépenses opérationnelles réelles par rapport à celles du modèle

Malgré l'accord visant à séparer la comptabilité des activités de production, de distribution et de commercialisation d'ENEKO à partir de juillet 2021, les comptes séparés ne sont pas encore disponibles (ou du moins le consultant n'y a pas eu accès). Il n'a donc pas été possible d'analyser séparément les dépenses opérationnelles réelles des différents secteurs d'activité d'ENEKO.

Pour référence, les charges fixes d'exploitation d'ENEKO (pour toutes ses activités, hors combustible et hors achats aux IPPs) ont été de 124 296 millions FCFA (environ 222 millions USD¹⁹) en 2020. Cela contraste avec les niveaux de 180,4 MUSD (100.862 millions de FCFA) utilisés par l'ARSEL pour le calcul de la RMA d'ENEKO en 2021 et de 134,5 MUSD estimés par MRC-Phoenix.

Les estimations indiquent donc une différence, une réduction potentielle des OPEX, d'environ 41,6 MUSD (-18,7%) par rapport aux niveaux reconnus dans la RMA ou 87,5 MUSD (-39,3%) par rapport aux niveaux efficaces estimés par le consultant.

8.2.5. REVENUS ANNUELS REQUIS

L'application de la formule de calcul des recettes avec la configuration des données d'entrée et les hypothèses décrites ci-dessus produit les RAR indiqués dans le graphique et le tableau ci-dessous, en termes réels (milliards FCFA de 2021).

Les RAR indiqués dans cette section comprennent le rendement des besoins en fonds de roulement pour l'activité de distribution et de vente uniquement. S'il était confirmé qu'ENEKO Distribution et commercialisation serait la contrepartie des AAE avec les IPP, un rendement supplémentaire du fonds de roulement devrait être envisagé pour couvrir le volume des paiements aux IPP.

- L'évolution du RAR de l'activité Distribution et commercialisation suit un profil très proche de l'évolution de la demande. Il convient de noter le poids relatif élevé des dépenses opérationnelles, qui s'équilibre sur la période grâce à l'augmentation

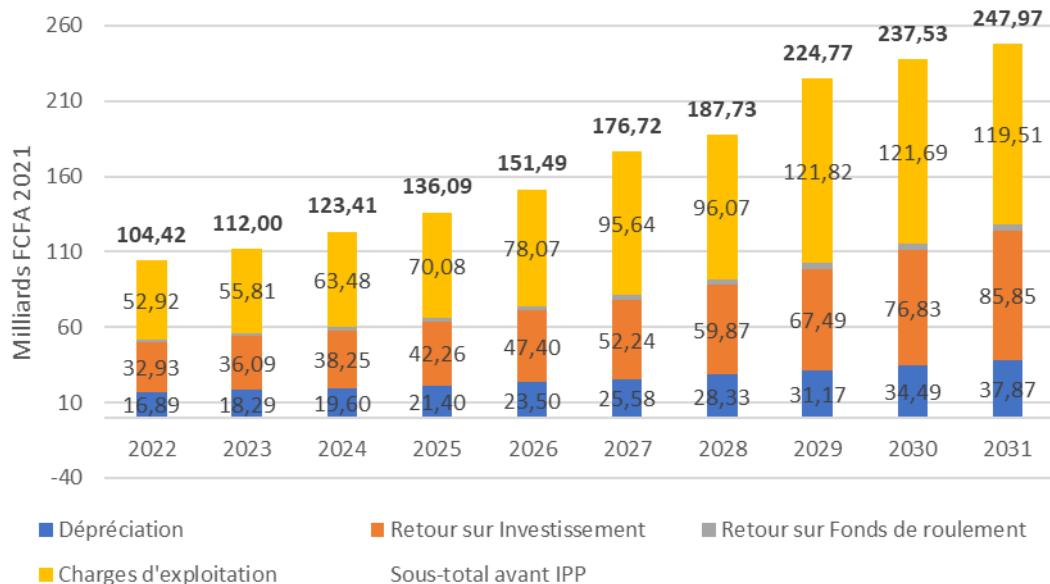
¹⁹ Charges fixes d'exploitation pour l'année 2020 d'après le Rapport de Gestion ENEO 2020.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

comparativement plus rapide des investissements, et donc du retour sur investissement et des amortissements.

Comme mentionné ci-dessus, en l'absence de chiffres historiques ventilés par activité pour les dépenses opérationnelles, il n'a pas été possible d'évaluer la pertinence du référentiel utilisé pour estimer les dépenses opérationnelles utilisées dans les calculs.

Figure 16 Évolution des RAR calculés pour ENEO Distribution et commercialisation 2022-2031 (sans paiements aux IPPs)



Source : élaboré par le Consultant

Le montant annuel additionnel pour payer l'électricité produite par les IPP est indiqué dans le tableau suivant.

Tableau 34 RAR calculés pour ENEO Distribution et commercialisation 2022-2031

Distribution (Milliards FCFA)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Dépréciation	16,89	18,29	19,60	21,40	23,50	25,58	28,33	31,17	34,49	37,87
Retour sur Investissement	32,93	36,09	38,25	42,26	47,40	52,24	59,87	67,49	76,83	85,85
Retour sur Fonds de roulement	1,67	1,81	2,07	2,35	2,52	3,25	3,45	4,28	4,52	4,75
Charges d'exploitation	52,92	55,81	63,48	70,08	78,07	95,64	96,07	121,82	121,69	119,51
Sous-total avant IPP	104,42	112,00	123,41	136,09	151,49	176,72	187,73	224,77	237,53	247,97
Achats aux IPP	88,21	94,64	123,45	147,97	147,72	238,66	238,66	325,44	325,44	325,44
Total	192,62	206,63	246,85	284,06	299,21	415,37	426,38	550,21	562,97	573,42

Distribution (MUSD)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Dépréciation	30,21	32,72	35,07	38,28	42,03	45,76	50,68	55,76	61,71	67,74
Retour sur Investissement	58,92	64,56	68,43	75,60	84,80	93,45	107,10	120,74	137,44	153,58
Retour sur Fonds de roulement	2,99	3,23	3,71	4,20	4,51	5,82	6,18	7,65	8,08	8,49
Charges d'exploitation	94,68	99,84	113,56	125,37	139,65	171,09	171,86	217,93	217,69	213,80
Sous-total avant IPP	186,80	200,35	220,76	243,45	271,00	316,13	335,82	402,09	424,91	443,60
Achats aux IPP	157,79	169,29	220,83	264,71	264,26	426,94	426,94	582,19	582,19	582,19
Total	344,59	369,64	441,60	508,15	535,26	743,06	762,76	984,28	1 007,10	1 025,79

Source : élaboré par le Consultant

9. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR SONATREL

9.1. BASE TARIFAIRES – BAR

Des données limitées sur les actifs de SONATREL ont été reçues. Il a donc été décidé de partir d'une estimation de la base tarifaire initiale pour l'année 2022 basée sur le montant des actifs physiques observés pour l'année 2021 (selon les informations recueillies par la Banque Mondiale).

À cette fin, le montant des actifs a été multiplié par les prix unitaires de référence, et un facteur d'amortissement cumulatif global de 48% a été appliqué à ce montant brut, pour ramener le montant net de 612,7 millions de dollars à 318,6 millions de dollars. À ce montant, une valeur estimée à 10 millions USD a été ajoutée pour les actifs de l'activité de gestion des transports, ce qui donne un total de 328,6 millions USD comme base tarifaire d'ouverture pour 2022.

Tableau 35 Estimation de la base tarifaire initiale de la SONATREL

Lignes	Km	USD/km	Valeur Nouveau Remplacement (USD)	Valeur Nette
400 kV	0,0	245 000	0	0
225 kV	956,6	190 000	181 754 000	94 512 080
110 kV	337,7	155 000	52 335 750	27 214 590
90 kV	1 207,8	155 000	187 215 200	97 351 904
			421 304 950	219 078 574
<hr/>				
Postes	#	MVA	USD/#	USD/MVA
			Valeur Brute	Valeur Nette
400 kV	0	0,0	10 000 000,0	16 000
				0
				0
225 kV	5	735,0	6 500 000,0	18 000
				45 730 000
				23 779 600
110 and 90 kV	4	170,0	4 000 000,0	19 000
				19 230 000
				9 999 600
90 kV	25	1 392,0	4 000 000,0	19 000
				126 448 000
				65 752 960
				191 408 000
				99 532 160
<hr/>				
Base Tarifaire				
Total Transport				612 712 950
Total GRT				10 000 000
Total SONATREL				328 610 734

Source : élaboré par le Consultant

9.2. DÉPRÉCIATION

Pour l'amortissement de la BAR préexistante, le niveau de dépréciation enregistré en 2020 a été utilisé.

Pour l'amortissement des actifs ajoutés au cours de la période de projection, les durées de vie utiles moyennes suivantes ont été appliquées, qui sont à peu près conformes aux durées de vie utiles définies dans le contrat de concession d'ENEKO.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 36 Durées d'amortissement appliquées pour la dépréciation par segment

Segment	Élément	Durées d'amortissement
Production	Solaire	20,00
Production	Hydro	45,00
Production	Thermique (diesel/gaz/jet-B)	25,00
Transport	Lignes et câbles	40,00
Transport	Sous-stations	40,00
Transport	Transformateurs	30,00
Transport	Autres	20,00
Distribution	Lignes et câbles	30,00
Distribution	Sous-stations	40,00
Distribution	Transformateurs	30,00
Distribution	Autres	20,00

Source : élaboré par le Consultant sur la base du Contrat de Concession ENEO

9.3. CMPC

Dans ses états financiers de 2019, la SONATREL indique qu'elle n'a pas encore contracté d'emprunt. Cependant, l'étude tarifaire du transport réalisée par RTE-Nodalis-pwc en 2017/2018 et les décisions tarifaires pour SONATREL font référence à un CMPC de :

- CMPC = 4,89% pour la première période quinquennale (nominal avant impôts);
- CMPC = 6,3% pour la deuxième période quinquennale (nominal avant impôts).

Comme présenté dans la section CMPC pour ENEO, dans des conditions commerciales, le CMPC de l'activité de transport serait significativement plus élevé, environ 13,02%. Toutefois, étant donné que SONATREL est une entreprise publique et qu'elle aurait accès à des prêts concessionnels, un scénario de financement par la dette à 100 % avec un coût de la dette de 3 % est adopté.

Pour le calcul du RAR, le CMPC en termes nominale est égal au coût de la dette (3%) et en termes réels avant impôts le CMPC serait 0,91% (avec une hypothèse d'inflation aux Etats Unis de 2,07%).

9.4. Dépenses opérationnelles

Les dépenses opérationnelles efficaces de SONATREL ont été estimées sur la base de sa base d'actifs (pour l'activité de Transport) et d'une hypothèse de coût de gestion du réseau.

Le tableau suivant montre le calcul, où les dépenses opérationnelles de Transport sont prises égales à 2,5% de la valeur de remplacement des actifs. Normalement, au niveau international, on considère qu'un niveau optimal dépenses opérationnelles se situe autour de 1,6% - 2,0%, mais il a été décidé d'augmenter la référence pour prendre en compte les difficultés

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

géographiques et logistiques du Cameroun. Il en résulte un montant de 15,32 millions de dollars pour l’activité de transport.

Aux dépenses opérationnelles décrites ci-dessus s’ajoute une dépense pour la gestion du réseau de 4,3 millions USD, estimation issue de l’étude RTE-Nodalis-pwc.

Tableau 37 Estimation des dépenses opérationnelles de référence pour l’année 2021

Lignes	Km	USD/km	Valeur Nouveau Remplacement (USD)	OPEX (USD)
400 kV	0,0	245 000		0 0
225 kV	956,6	190 000	181 754 000	4 543 850
110 kV	337,7	155 000	52 335 750	1 308 394
90 kV	1 207,8	155 000	187 215 200	4 680 380
			421 304 950	10 532 624
<hr/>				
Postes	#	MVA	USD/#	USD/MVA
400 kV	0	0,0	10 000 000,0	16 000
225 kV	5	735,0	6 500 000,0	18 000
110 and 90 kV	4	170,0	4 000 000,0	19 000
90 kV	25	1 392,0	4 000 000,0	19 000
				191 408 000
				4 785 200
<hr/>				
Total Transport				612 712 950
Total GRT				4 300 000
Total SONATREL				19 617 824

Source : élaboré par le Consultant

Selon les états financiers de 2019, les dépenses opérationnelles de la SONATREL se sont élevées à environ 15 millions USD. L’augmentation de la longueur du réseau de transport qui a eu lieu au cours de cette période est inconnue, ce qui pourrait justifier une partie de la différence entre les dépenses opérationnelles historiques pour 2019 et le niveau efficace estimé pour 2021. En tout état de cause, à l’avenir, les dépenses opérationnelles sont projetées à partir du niveau efficace estimé pour 2019 et augmentent au fil du temps en proportion de l’augmentation de la base tarifaire.

Tableau 38 Dépenses Opérationnelles de SONATREL 2019

	FCFA (2019)	USD
Charges de personnel	5 339 447 780	9 127 261
Autres OPEX	3 435 614 210	5 872 845
Total OPEX	8 775 061 990	15 000 106

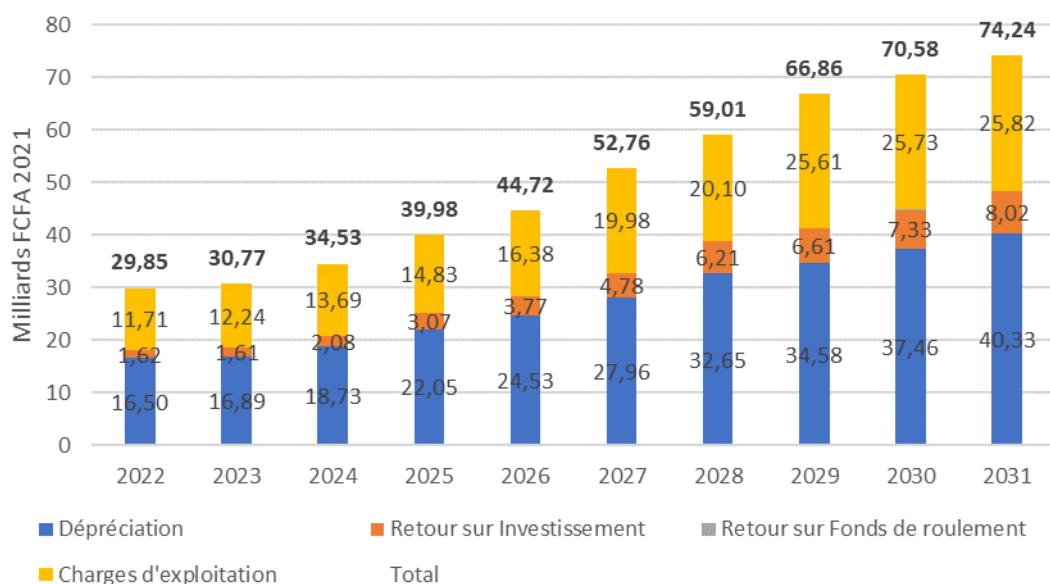
Source : élaboré par le Consultant

9.5. REVENUS ANNUELS REQUIS

L'application de la formule de calcul des recettes avec la configuration des données d'entrée et les hypothèses décrites ci-dessus produit les RAR indiqués dans le graphique et le tableau ci-dessous, en termes réels (MILLIARDS FCFA de 2021).

Le RAR de la SONATREL montre une forte augmentation des besoins en recettes entre 2022 et 2023. Ceci est dû au fait que l'évolution des actifs comptabilisés dans le BAR subit une augmentation significative en raison de la mise en service prévue des investissements précédents en 2023.

Figure 17 Évolution des RAR calculés pour la SONATREL (transport)



Source : élaboré par le Consultant

Tableau 39 RAR calculés pour la SONATREL 2022-2031

Milliards FCFA 2021										
Transport	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Dépréciation	16,50	16,89	18,73	22,05	24,53	27,96	32,65	34,58	37,46	40,33
Retour sur Investissement	1,62	1,61	2,08	3,07	3,77	4,78	6,21	6,61	7,33	8,02
Retour sur Fonds de roulement	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06	0,06
Charges d'exploitation	11,71	12,24	13,69	14,83	16,38	19,98	20,10	25,61	25,73	25,82
Total	29,85	30,77	34,53	39,98	44,72	52,76	59,01	66,86	70,58	74,24

Source : élaboré par le Consultant

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

MUSD 2021										
Transport	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Dépréciation	29,51	30,22	33,51	39,44	43,89	50,02	58,40	61,87	67,01	72,15
Retour sur Investissement	2,90	2,88	3,73	5,50	6,74	8,55	11,11	11,83	13,11	14,35
Retour sur Fonds de roulement	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,11
Charges d'exploitation	20,95	21,89	24,49	26,53	29,31	35,74	35,96	45,81	46,04	46,19
Total	53,41	55,04	61,78	71,52	80,00	94,39	105,56	119,61	126,26	132,80

Source : élaboré par le Consultant

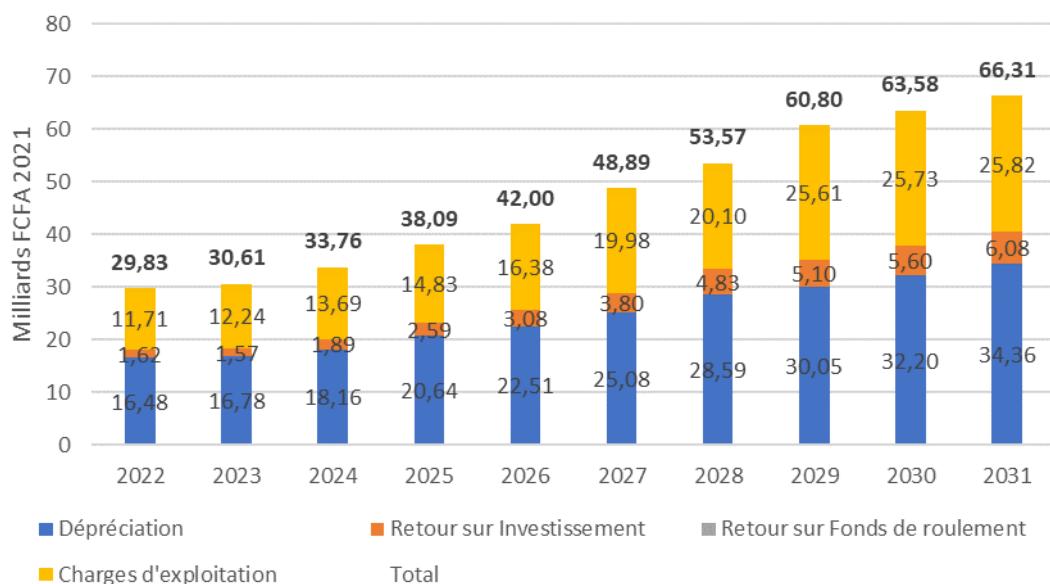
9.6. ANALYSE DE SENSIBILITÉ AU NIVEAU D’INVESTISSEMENT

Compte tenu de l'incertitude concernant le plan d'investissement de la SONATREL, une analyse de sensibilité a été réalisée pour montrer quelle serait la variation du RAR de la société pour différents niveaux d'investissement.

Les niveaux d'investissement se réfèrent au profil d'investissement de référence indiqué dans la section 5.2.3 (qui correspondrait à 100%). Un % réduit de ce total est adopté dans chaque cas.

Le graphique ci-dessous montre les résultats pour des cas particuliers (75%, 50% et 25% d'investissement par rapport au cas de référence). Il s'agit d'une analyse *ceteris paribus*, c'est-à-dire que tous les autres paramètres restent inchangés.

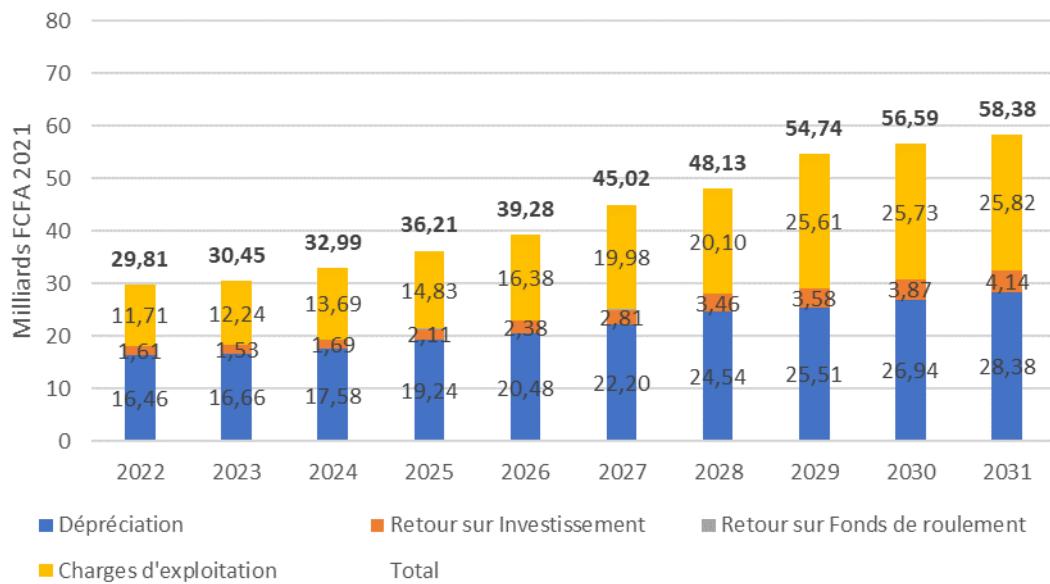
Figure 18 RAR pour SONATREL dans le scénario d'un CAPEX à 75% de la référence



Source : élaboré par le Consultant

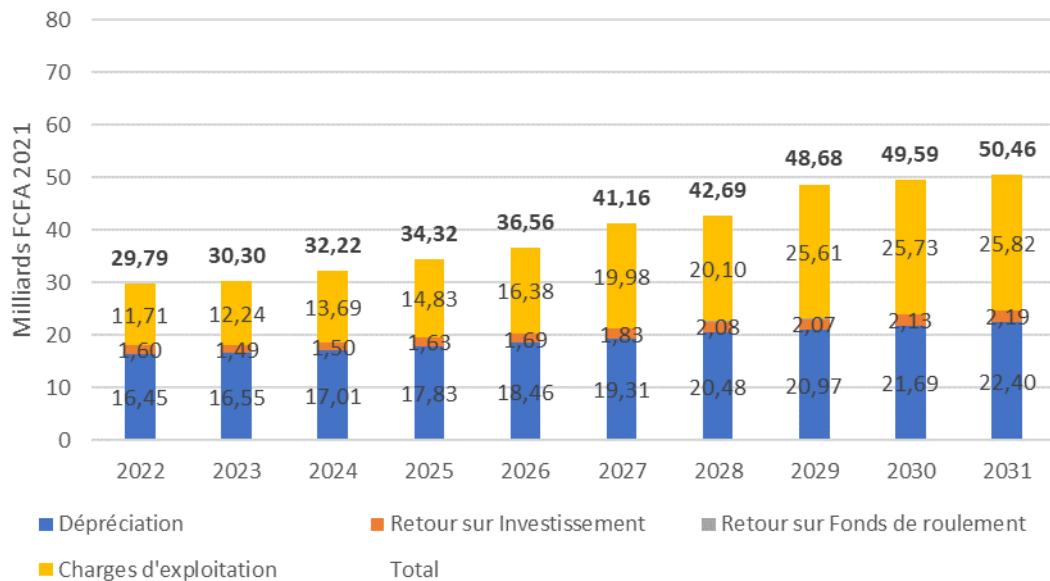
R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 19 RAR pour SONATREL dans le scénario d'un CAPEX à 50% de la référence



Source : élaboré par le Consultant

Figure 20 RAR pour SONATREL dans le scénario d'un CAPEX à 25% de la référence

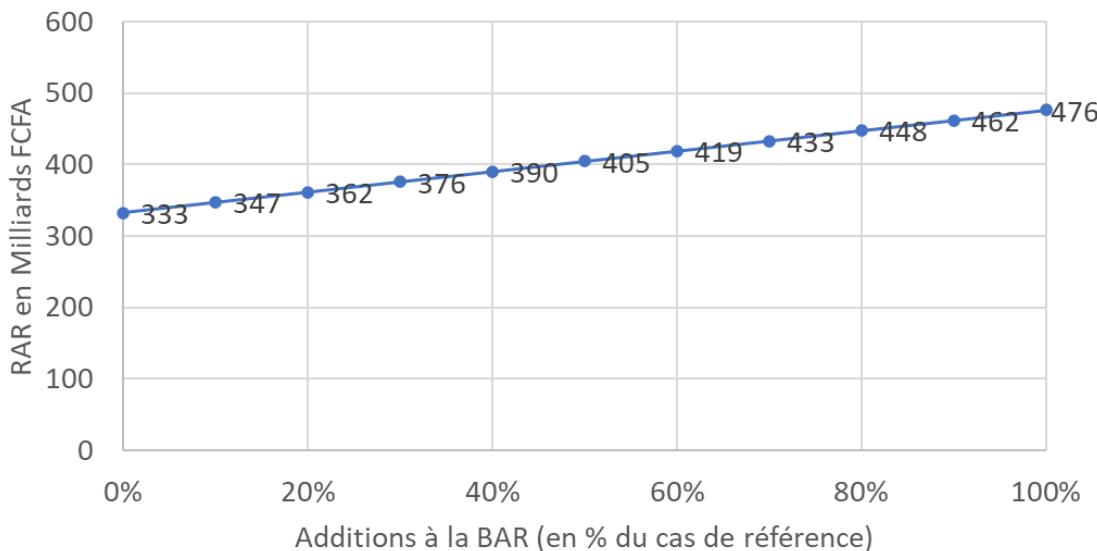


Source : élaboré par le Consultant

Plus généralement, la ligne de variation suivante du RAR en fonction du niveau total des ajouts au BAR sur la période 2022-2031 a été déduite et présentée à suivre. L'impact n'est évidemment pas négligeable et il est important de définir plus clairement le plan d'investissement dans les transports. D'après les informations recueillies lors de la visite au Cameroun, le nouveau PDSE serait la source de ces données, mais il est en cours de préparation

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 21 RAR pour SONATREL en fonction de la variation du niveau d’actifs mis en service et ajoutés à la BAR

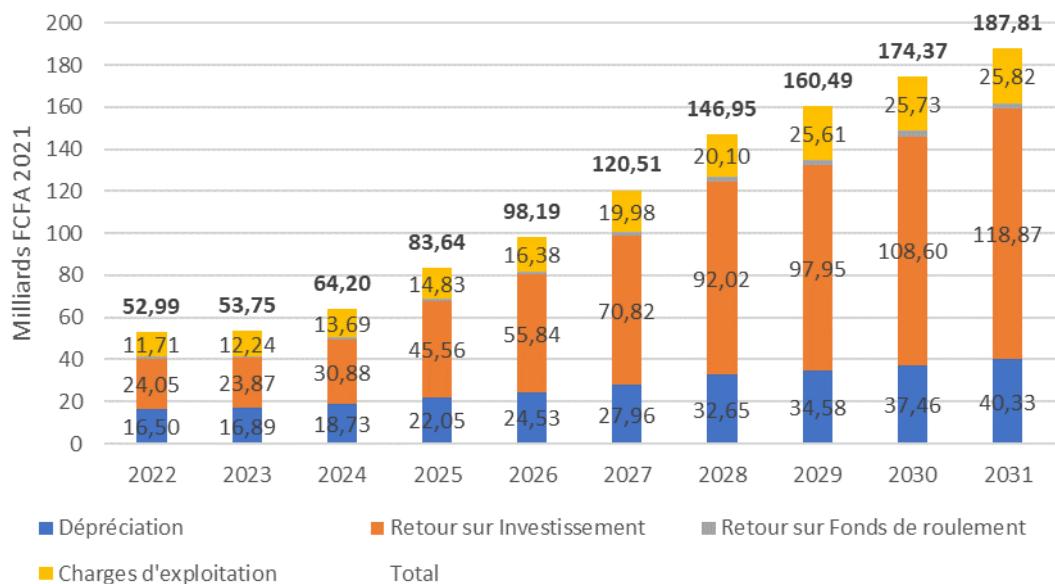


Source : élaboré par le Consultant

9.7. SCÉNARIO SUR LE CMPC

Si au lieu du CMPC présenté ci-dessus, un CPMC de 13,5% réel avant impôts (plus proche des conditions de financement commerciales, non concessionnelles) était utilisé, les RAR de la SONATREL seraient augmentés à ceux indiqués ci-dessous. Il s’agit d’une analyse *ceteris paribus*, c'est-à-dire que tous les autres paramètres restent inchangés.

Figure 22 RAR pour la SONATREL dans le scénario avec un CMPC de 13,5% réel avant impôts



Source : élaboré par le Consultant

10. REVENUS ANNUELS REQUIS POUR EDC

Depuis 2020 (Décret N° 2020/244 du 04 mai 2020 et Décret N° 2020/245 du 05 mai 2020) l’État concède à EDC le Patrimoine des aménagements hydroélectriques de Lom Pangar, Mbakaou, Bamendjin, Mapé, Memve’élé et les aménagements thermiques du Programme Thermique d’Urgence.

EDC a deux activités distinctes : la gestion de l’eau, d’une part, et la production d’électricité, d’autre part.

Dans cette étude, les revenus de ces activités ont été calculés séparément :

- a) Gestion de l’eau : recettes nécessaires projetées sur la base de l’Arrêté Conjoint n° 000394/MINEE/MINFI du 07 août 2012 (comme décrit dans la section 3.3.3). Il convient de noter que, selon le contrat de concession, à partir de la sixième année, sous réserve d’une augmentation de la capacité de production en aval, 20 % des recettes de la redevance eau ne seraient pas conservées par EDC mais seraient affectées au développement sectoriel.
- b) Production d’électricité : application de la méthodologie de calcul présentée dans ce rapport pour l’activité de production d’ENEO. Si EDC devait signer un PPA validé par le Ministère/ARSEL à l’avenir, cette méthodologie pourrait être remplacée par une répercussion des termes du PPA.

10.1. REVENUS GESTION DE L’EAU : REDEVANCE EAU

Les revenus associées à la gestion des barrages de régulation de l’eau (Mbakaou, Mape et Bamendjin) sont estimées par l’ARSEL à 10,000 millions FCFA pour l’année 2022 (17,89 millions USD/an). L’application de la formule d’indexation prévue pour cette redevance appliquée à la prévision de développement de la capacité de production hydroélectrique dans la Sanaga fournit la prévision de revenus suivante :

Tableau 40 Prévision des revenus pour la gestion de l’eau pour EDC

Prix constants 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Millions FCFA	10,000	10,454	12,362	12,362	12,362	12,362	12,362	14,233	14,233	14,233
Millions USD	17.89	18.70	22.12	22.12	22.12	22.12	22.12	25.46	25.46	25.46

Ce besoin de revenu prévu est traité comme une composante supplémentaire des revenus réglementés d’EDC et est ajouté en totalité à la RMA requise pour la production d’électricité. Ainsi, les deux composantes du besoin en recettes font partie du besoin en recettes sectoriel.

10.2. REVENUS PRODUCTION ÉLECTRICITÉ

10.2.1. BASE TARIFAIRES – BAR

Le rapport de gestion 2020 d’EDC montre un total d’immobilisations de 136 249,4 millions de FCFA au 31 décembre 2020 (hors BFR). Cette valeur, ajustée pour une année de dépréciation

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

(en appliquant une durée de vie moyenne de 75 ans aux barrages de régulation), a été retenue comme BAR d’ouverture pour l’année 2022 (240,5 millions USD).

En raison du manque d’informations détaillées sur les actifs fixes d’EDC, il n’a pas été possible de vérifier si l’investissement pour Memve’ele est déjà inclus dans les comptes 2020 d’EDC ou s’il est resté au sein d’ENEO.

D’après les informations reçus du MINEM, les emprunts pour le financement de Memve’ele n’ont pas été rétrocédés à EDC.

10.2.2. DÉPRÉCIATION

Pour la dépréciation de la BAR préexistante, le niveau d’amortissement a été estimé à 3,21 millions USD/an, en utilisant une durée de vie de 75 ans à la base nette d’actif préexistants (en ligne avec la durée de vie de référence pour les barrages dérivées du Contrat de Concession d’ENEO).

Pour l’amortissement des actifs ajoutés au cours de la période de projection, le Consultant a utilisé une durée de vie de 45 ans pour les centrales hydro, ce qui est à peu près conforme au Contrat de concession.

Si ces durées de vie sont adéquates d’un point de vue technico-économique, elles sont nettement plus longues que les durées habituelles des contrats de financement (10 à 20 ans). Cet aspect sera approfondi dans l’analyse financière de notre étude (livrable R3) afin d’évaluer les directives en matière de flux de trésorerie et les éventuels problèmes associés.

10.2.3. CMPC

Le même CMPC a été utilisé pour EDC que pour la SONATREL. C’est-à-dire, un CMPC de 0,91% en termes réels avant impôts, résultant d’un financement 100% dette avec un coût de la dette de 3% et une inflation de 2,07%.

10.2.4. DÉPENSES OPÉRATIONNELLES

Les dépenses opérationnelles pour la production électrique ont été estimées pour l’exploitation des centrales de Lom Pangar et Memve’ele, en utilisant les hypothèses déjà décrites pour cette technologie.

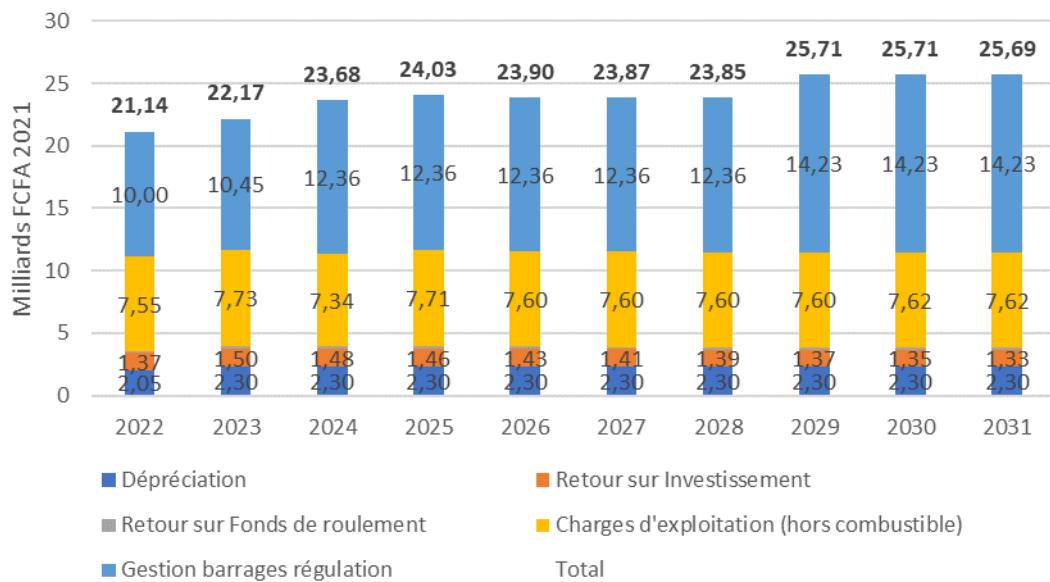
10.3. REVENUS ANNUELS REQUIS

L’application de la formule de calcul des recettes avec la configuration des données d’entrée et les hypothèses décrites ci-dessus produit les RAR indiqués dans le graphique et le tableau ci-dessous, en termes réels (milliards de FCFA de 2021).

Le profil RAR d’EDC est apparemment très stable, mais, comme nous l’avons indiqué plus haut, il existe une grande incertitude quant à la composition exacte de son actif.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 23 Évolution des RAR calculés pour EDC



Source : élaboré par le Consultant

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Tableau 41 RAR calculés pour EDC 2022-2031 (Milliards FCFA 2021)

Milliards FCFA 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Production EDC										
Dépréciation	2,05	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30
Retour sur Investissement	1,37	1,50	1,48	1,46	1,43	1,41	1,39	1,37	1,35	1,33
Retour sur Fonds de roulement	0,17	0,19	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21
Charges d'exploitation (hors combustible)	7,55	7,73	7,34	7,71	7,60	7,60	7,60	7,60	7,62	7,62
Gestion barrages régulation	10,00	10,45	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	14,23	14,23	14,23
Total	21,14	22,17	23,68	24,03	23,90	23,87	23,85	25,71	25,71	25,69

Source : élaboré par le Consultant

Tableau 42 RAR calculés pour EDC 2022-2031 (MUSD 2021)

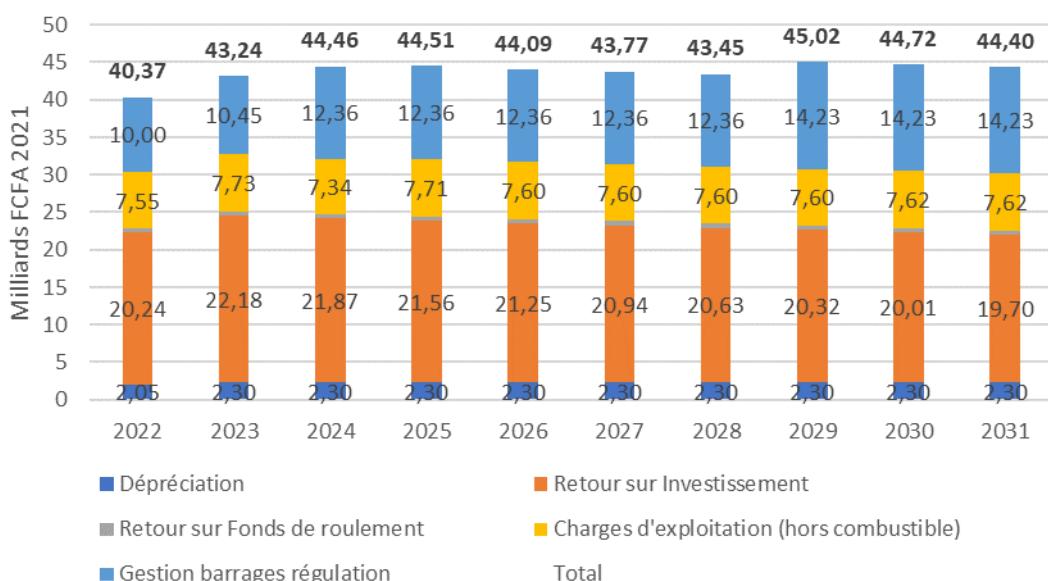
MUSD 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Production EDC										
Dépréciation	3,66	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
Retour sur Investissement	2,44	2,68	2,64	2,60	2,57	2,53	2,49	2,45	2,42	2,38
Retour sur Fonds de roulement	0,31	0,33	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,37	0,37	0,37
Charges d'exploitation (hors combustible)	13,50	13,82	13,13	13,80	13,60	13,59	13,59	13,59	13,63	13,63
Gestion barrages régulation	17,89	18,70	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	25,46	25,46	25,46
Total	37,81	39,65	42,35	42,99	42,75	42,71	42,67	46,00	45,99	45,95

Source : élaboré par le Consultant

10.4. SCÉNARIO SUR LE CMPC

Si au lieu du CMPC présenté ci-dessus, un CPMC de 13,5% réel avant impôts (plus proche des conditions de financement commerciales, non concessionnelles) était utilisé, les RAR de EDC seraient augmentés à ceux indiqués ci-dessous. Il s'agit d'une analyse *ceteris paribus*, c'est-à-dire que tous les autres paramètres restent inchangés.

Figure 24 RAR pour EDC dans le scénario avec un CMPC de 13,5% réel avant impôts



Source : élaboré par le Consultant

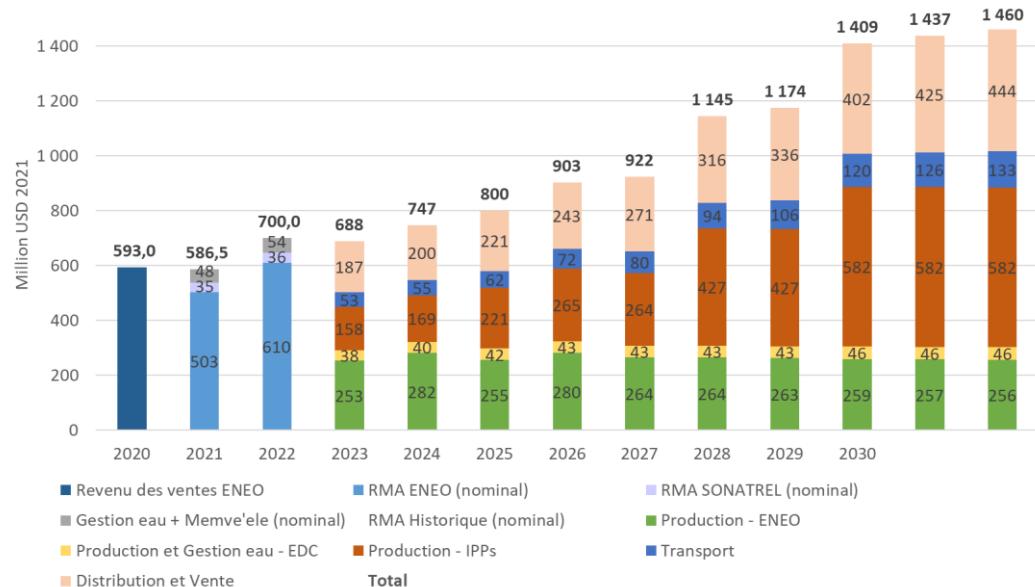
11. RAR GLOBAL ET REVENU MOYEN

Les graphiques inclus dans cette section détaillent le résultat agrégé pour le système électrique camerounais des RAR calculés ci-dessus pour chaque opérateur et segment d'activité. Le niveau de RAR historique pour 2020 et le niveau de RAR prévu par l'ARSEL pour 2021 pour ENEO, en monnaie nominale de ces années, est également indiqué. Les données reçues ne permettent pas de savoir clairement si ces données historiques incluent l'activité de transmission, elles ont donc été étiquetées comme "ENEO" uniquement.

Note : le revenu moyen historique a été calculé sur la base du RMA autorisé par l'ARSEL (avant ajustements pour les incitations, les charges sectorielles et les ajustements pour les années précédentes). Ce RMA a divisé par les ventes totales d'énergie d'ENEO (à tous les niveaux de tension).

On observe une augmentation des besoins en recettes entre 2022 et 2025 (+16% dans les RAR et +3.1% dans les tarifs moyens en trois ans), le revenu requis par MWh reste par contre stable. À partir de 2025, la croissance de la demande est plus importante que l'augmentation du RAR et le revenu moyen évolue donc à la baisse, toujours en termes réels.

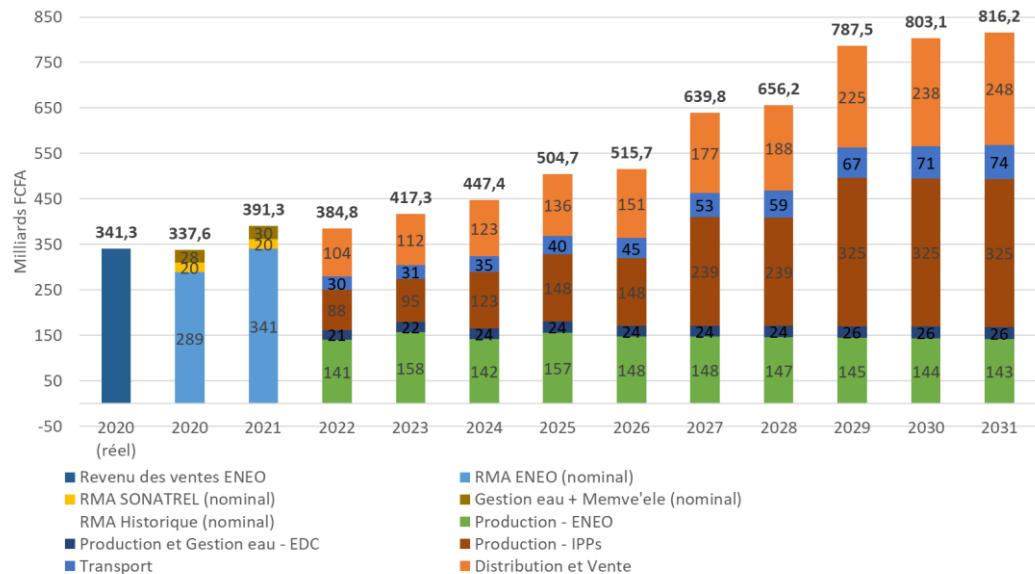
Figure 25 RAR projeté pour le système électrique du Cameroun 2022-2031 (Millions USD 2021)



Source : élaboré par le Consultant

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

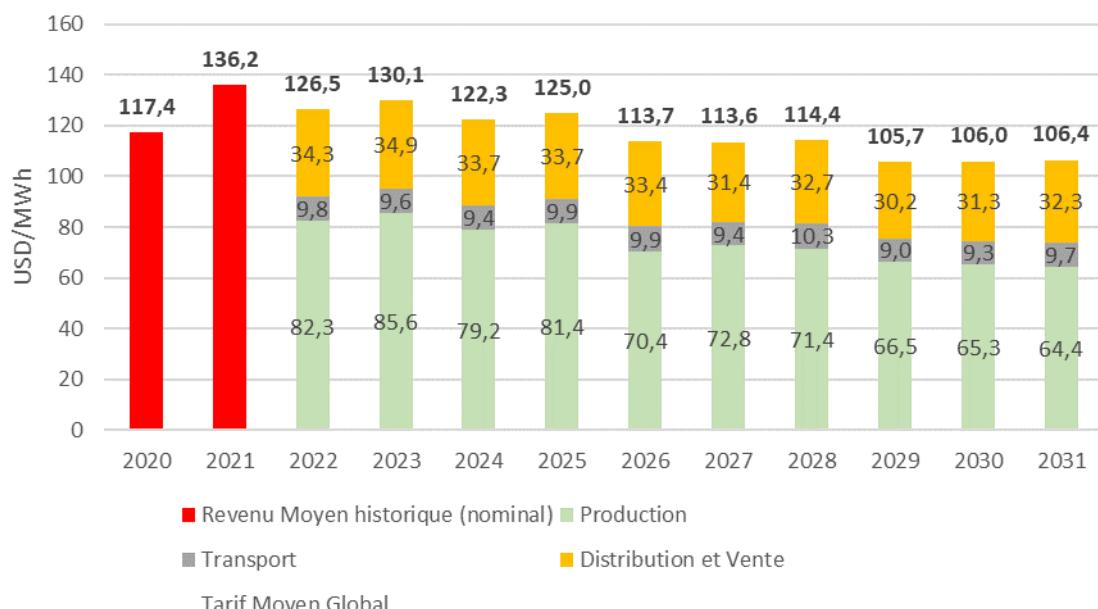
Figure 26 RAR projeté pour le système électrique du Cameroun 2022-2031 (Milliards FCFA 2021)



Source : élaboré par le Consultant

Alors que les niveaux de revenus totaux estimés pour 2022 seraient similaires à ceux des années précédentes (comme on peut le voir dans le graphique ci-dessus pour le total ENEO+SONATREL), les niveaux de revenus requis pour SONATREL devraient augmenter rapidement, conformément aux investissements prévus.

Figure 27 Revenu moyen associé aux RAR en USD/MWh

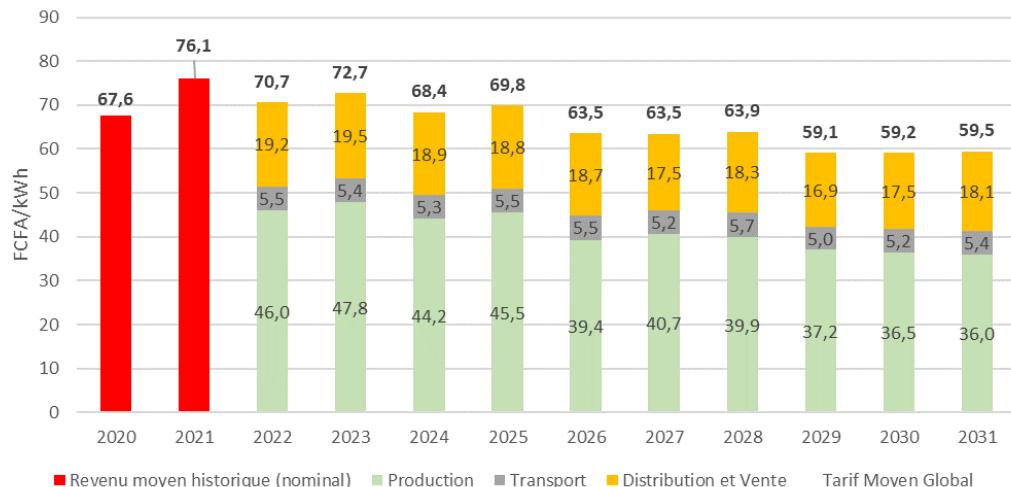


Source : élaboré par le Consultant

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Le graphique suivant montre les mêmes tarifs moyens mais exprimés en FCFA par kWh, aux prix réels de 2021. Les chiffres pour la « Production » incluent la production d'électricité et la gestion de l'eau.

Figure 28 Revenu moyen associé aux RAR en FCFA/kWh



Source : élaboré par le Consultant

Les résultats ci-dessus conduisent aux commentaires suivants :

- L'évolution des revenus requis, comme celle des tarifs moyens, est très dépendante des investissements à réaliser pour satisfaire la demande, spécialement dans le cas de SONATREL : la pertinence du scénario de prévision de demande (et d'investissements) est donc fondamentale.
- L'évolution du revenu moyen résultant semble montrer que les niveaux actuels des tarifs ne sont pas incompatibles avec le développement prévu, à condition toutefois (i) de maintenir le niveau en termes réels (prise en compte de l'inflation) et (ii) que les opérateurs soient efficaces (hypothèse prise en compte dans les calculs des RAR).
- Il est donc évident que beaucoup dépendra des choix qui seront faits, d'une part, pour développer le système production / transport au moindre coût et, d'autre part, pour développer les réseaux de distribution de façon optimale et, surtout, en mettant en œuvre des programmes ambitieux d'amélioration des performances permettant au distributeur de satisfaire à ses obligations de qualité de service. Cela doit commencer par la fiabilisation des données correspondantes (nécessité du SCADA distribution).
- En pratique, compte tenu de la situation financière actuelle du secteur (pour le moins compliquée), l'analyse des aspects financiers (objet de la Tâche 3) permettra de savoir si cette viabilité apparente peut véritablement se réaliser.

Il ressort de ce qui précède que la finalisation du Plan de développement optimal du système de Production – Transport et Distribution d'électricité au Cameroun à l'horizon 2030 / 35 pour satisfaire la demande attendue à cet horizon, puis sa bonne réalisation, revêtent la plus grande importance.

Outre les spécificités propres à chaque compagnie, il faut souligner l'existence d'une chaîne de non-paiement entre tous les acteurs impliqués dans le secteur de l'électricité. Toutes les entreprises ont accumulé des dettes et des créances envers les autres agents. Comme les revenus perçus par ENEO auprès des utilisateurs finaux ne suffisent pas à couvrir tous les coûts,

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

les paiements transmis au reste des agents sont également inférieurs aux besoins. Ce cumul progressif des charges à payer a entraîné des ratios financiers médiocres pour les trois entreprises et un manque de mouvements de trésorerie. Si l'on veut améliorer la situation, on peut envisager l'annulation des dettes croisées et/ou leur conversion en dettes à long terme. Ce point sera détaillé dans la Tâche 3.

Dans le cas d'ENE, il faut également souligner l'importance des problèmes de liquidités due à l'importance de factures non payées par des clients privés ou publics. Les contributions des acteurs publics peuvent prendre la forme de subventions d'exploitation et peuvent ne pas être intégralement versées. Les états financiers indiquent en effet que la reconnaissance des subventions est indiquée sous la forme d'une subvention d'exploitation, mais sans indiquer que le paiement correspondant doit être réalisé. Il est également optimiste de considérer que la totalité de ces factures peut effectivement être recouvrées. La combinaison de ces observations peut indiquer que la société puisse ne pas disposer des liquidités nécessaires au financement du service de la société.

12. FORMULES D’AJUSTEMENTS DES REVENUS ANNUELS REQUIS

La formule d’ajustement des recettes requises doit refléter les changements de coûts dus à l’inflation nationale (pour les coûts locaux), à l’inflation étrangère et au taux de change (pour les coûts internationaux) et aux variations d’autres facteurs exogènes (coût des achats d’énergie à des tiers).

La définition de la formule doit être cohérente avec la monnaie utilisée dans la définition du RAR de base (en FCFA et en termes réels de l’année de base de la définition des prix), afin d’éviter une double indexation des revenus.

A cet effet, un bon point de départ est la formule reflétée dans le Contrat Cadre de la Concession AES-SONEL²⁰ pour le facteur d’ajustement CI ; en remplaçant dans cette formule l’année de base des indices par l’année de base de la définition des RAR.

Les facteurs α , β , γ et δ doivent être déterminés en fonction des poids relatifs des éléments de revenu associés à ces coûts dans le revenu annuel requis de chaque opérateur. La formule originale est montrée ci-dessous, pour le facteur d’ajustement (CI).

CI_t est déterminé selon la formule suivante :

$$CI_t = \alpha \times IHPC_t + \beta \times \frac{IPC_t \times TC_t}{TC_o} + \gamma \times IPF_t + \delta \times \frac{PIE_t}{PIE_o}$$

Dans laquelle :

$IHPC_t$ est une moyenne pondérée pour les deux trimestres précédant le trimestre de référence, des indices trimestriels des prix à la consommation globale des ménages, recalibrée pour que $IHPC_t$ soit égal à 1 à l’année 1 de la Concession ;

IPC_t est la moyenne arithmétique de l’indice des prix des biens intermédiaires, publié mensuellement par *l’Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE)* en France, recalibré pour que IPC_t soit égal à 1 à l’année précédent le début de la Concession ;

TC_t est la valeur moyenne annuelle arithmétique du FCFA contre l’EURO (en FCFA par EURO) telle que publiée par la Banque Centrale des Etats de l’Afrique Centrale ;

TC_o est la valeur du FCFA contre l’EURO (en FCFA par EURO) au 30 juin 2001, à savoir 1 EURO = 655,957 FCFA ;

IPF_t est un indice du prix du gazole, égal à la moyenne arithmétique du prix du gazole au Cameroun, qui est rendu public chaque mois par le Ministre chargé des Prix, recalibré pour que IPF_t soit égal à 1 à l’année 1 de la Concession ;

PIE_t est le coût moyen du kilowattheure acheté par la SONEL auprès des Producteurs Indépendants, et PIE_t sera égal à zéro tant que la SONEL

²⁰ Article 11 – Dispositions Tarifaires du Contrat Cadre de Concession et de Licence relatif à l’exploitation de plusieurs parties du secteur de l’électricité sur le territoire de la République du Cameroun, entre la République du Cameroun et AES SONEL (2001).

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

ne réalisera pas un premier achat d'électricité auprès d'un Producteur Indépendant ;

PIE_0 est le coût moyen du kilowattheure acheté par la SONEL auprès du premier Producteur Indépendant auquel la SONEL achètera de l'électricité ;

$t-2$ désigne l'année antérieure à l'année $t-1$;

X_t est un facteur de gain d'efficacité. X_t est égal à zéro pour cent (0%) pendant chaque année t des 5 premières années de la Concession et à un pour cent (1%) pendant chaque année t des années 6 à 10 de la Concession ;

α est un paramètre fixé à 0,58 pendant chaque année t des 5 premières années de la Concession ;

β est un paramètre fixé à 0,21 pendant chaque année t des 5 premières années de la Concession ;

γ est un paramètre fixé à 0,21 pendant chaque année t des 5 premières années de la Concession ;

δ est un paramètre fixé à 0 pendant chaque année t des 5 premières années de la Concession.

Cette même structure de formule d'ajustement peut être utilisée à l'avenir en ajustant les valeurs des facteurs de pondération (alpha, beta, gamma, delta) pour refléter les poids relatifs des coûts locaux, internationaux, du combustible (selon la répartition thermique prévue) et des achats à des tiers pour chaque acteur / segment et période tarifaire.

ANNEXE 1 : MODÉLISATION DES INVESTISSEMENTS DISTRIBUTION – DÉTAIL RÉSULTATS ANNUELS

Scénario Référence

TOTAL

(Prix constants 2021 - MUSD)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Transformateurs MT/BT	3,20	3,31	12,44	11,15	13,28	31,76	3,77	40,14	4,26	3,23
Lignes MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	54,24	0,00	53,58	91,33
Lignes BT	10,79	10,51	41,07	37,89	42,62	88,84	5,57	128,42	6,10	5,70
Postes source	0,00	1,12	1,12	0,00	1,12	3,37	1,12	2,24	1,12	1,12
Compteurs et équip. Associé	7,16	7,32	7,48	7,65	7,82	8,00	8,18	8,36	8,55	8,74
CAPEX de Expansion	21,15	22,26	62,11	56,69	64,84	131,96	72,88	179,17	73,61	110,12
Renouvellement	26,70	27,04	28,00	28,86	29,86	31,88	32,99	35,74	36,86	38,55
TIC	2,20	7,05	5,08	1,82	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Plan Réduction Pertes	4,50	7,50	8,00	10,00	8,25	7,50	7,50	7,50	7,50	4,25
TOTAL	54,56	63,86	103,19	97,37	103,55	171,33	113,38	222,40	117,98	152,93

(Unités physiques)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
# transf. MT/BT	102	162	167	628	563	671	1 604	191	2 027	215
MVA transf. MT/BT	20	32	33	126	113	134	321	38	405	43
km MT Aérien	0	0	0	0	0	0	0	1 211	0	1 196
km MT Souterrain	0	0	0	0	0	0	0	519	0	513
km BT Aérien	1 013	96	99	848	783	881	1 835	115	2 653	126
km MT Souterrain	434	171	163	364	335	377	787	49	1 137	54
Compteurs MT	38	59	60	61	63	64	65	67	68	70
Compteurs BT	21 593	32 875	33 615	34 371	35 145	35 936	36 744	37 571	38 416	39 281
# Postes source	0	0	1	1	0	1	3	1	2	1

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Scénario Référence : Détail de l'estimation du CAPEX de renouvellement

(MUSD 2021)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Transformateurs MT/BT	107,8	111,0	114,3	126,7	137,9	151,2	182,9	186,7	226,8	231,1	234,3
Lignes MT aériennes	241,4	241,4	241,4	241,4	241,4	241,4	241,4	264,3	264,3	286,8	325,2
Lignes MT souterraines	332,4	332,4	332,4	332,4	332,4	332,4	332,4	363,9	363,9	394,9	447,8
Lignes BT aériennes	402,3	405,0	407,8	431,6	453,6	478,4	529,9	533,2	607,8	611,3	614,6
Lignes MT souterraines	290,6	298,6	306,4	323,6	339,5	357,4	394,6	397,0	450,8	453,4	455,8
Postes source	30,3	30,3	31,4	32,5	32,5	33,7	37,0	38,2	40,4	41,5	42,6
Branchements (compteurs)	318,0	325,1	332,4	339,9	347,6	355,4	363,4	371,6	379,9	388,5	397,2
Valeur NRV	1 722,8	1 743,9	1 766,2	1 828,3	1 885,0	1 949,8	2 081,8	2 154,7	2 333,9	2 407,5	2 517,6
CAPEX Renouvellement	26,4	26,7	27,0	28,0	28,9	29,9	31,9	33,0	35,7	36,9	38,6

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Scénario Demande Faible

TOTAL

(Prix constants 2021 - USD)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Transformateurs MT/BT	2,58	2,67	2,84	2,97	3,26	3,19	3,31	3,44	3,58	3,98
Lignes MT	9,54	9,75	12,46	12,44	16,17	11,27	11,75	12,25	12,76	16,56
Lignes BT	8,25	9,21	17,82	19,51	21,54	18,13	18,89	19,69	20,53	21,40
Postes source	0,00	1,12	0,00	1,12	0,00	0,00	1,12	0,00	1,12	0,00
Compteurs et équip. Associé	7,16	7,32	7,48	7,65	7,82	8,00	8,18	8,36	8,55	8,74
CAPEX de Expansion	27,52	30,07	40,61	43,70	48,78	40,58	43,25	43,74	46,55	50,68
Renouvellement	26,17	26,63	27,25	27,92	28,67	29,29	29,95	30,62	31,34	32,11
TIC	2,20	7,05	5,08	1,82	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Plan Réduction Pertes	4,50	7,50	8,00	10,00	8,25	7,50	7,50	7,50	7,50	4,25
TOTAL	60,40	71,26	80,94	83,44	86,30	77,37	80,71	81,87	85,38	87,04

TOTAL

(Unités physiques)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
# transf. MT/BT	130	135	144	150	165	161	167	174	181	201
MVA transf. MT/BT	26	27	29	30	33	32	33	35	36	40
km MT Aérien	213	218	278	278	361	252	262	273	285	370
km MT Souterrain	91	93	119	119	155	108	112	117	122	158
km BT Aérien	96	99	368	403	445	375	390	407	424	442
km MT Souterrain	117	136	158	173	191	161	167	174	182	189
Compteurs MT	59	60	61	63	64	65	67	68	70	72
Compteurs BT	32 875	33 615	34 371	35 145	35 936	36 744	37 571	38 416	39 281	40 164
# Postes source	0	1	0	1	0	0	1	0	1	0

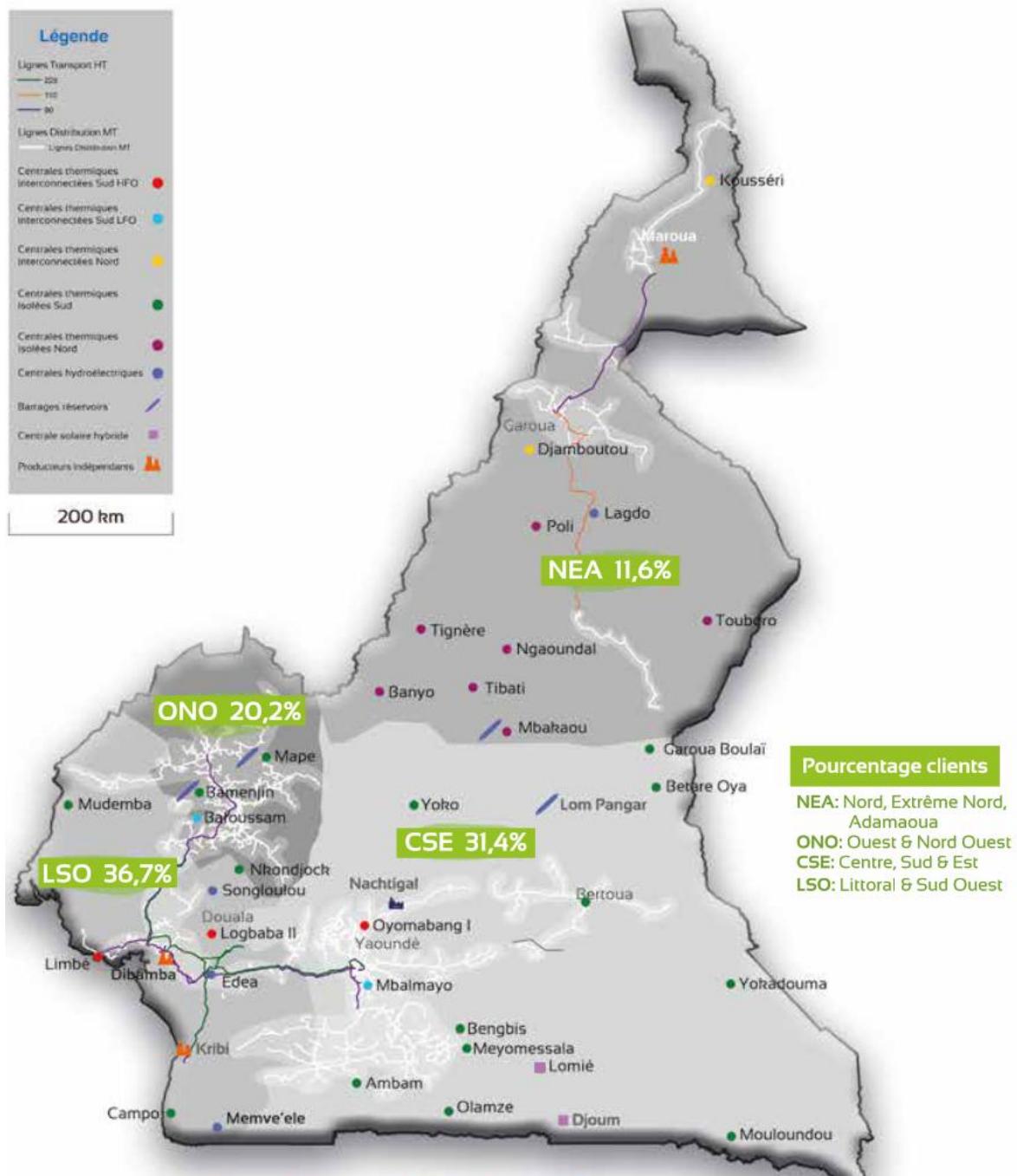
R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Scénario Demande Faible : Détail de l'estimation du CAPEX de renouvellement

(MUSD 2021)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Transformateurs MT/BT	110,0	112,7	115,5	118,5	121,8	124,9	128,3	131,7	135,3	139,3	110,0
Lignes MT aériennes	245,5	249,6	254,8	260,0	266,8	271,6	276,5	281,7	287,0	294,0	245,5
Lignes MT souterraines	338,0	343,6	350,8	358,0	367,4	373,9	380,7	387,8	395,2	404,8	338,0
Lignes BT aériennes	381,3	384,1	394,4	405,7	418,2	428,8	439,7	451,2	463,1	475,5	381,3
Lignes MT souterraines	279,0	285,4	292,9	301,1	310,1	317,7	325,6	333,9	342,5	351,5	279,0
Postes source	30,3	31,4	31,4	32,5	32,5	32,5	33,7	33,7	34,8	34,8	30,3
Branchements (compteurs)	325,1	332,4	339,9	347,6	355,4	363,4	371,6	379,9	388,5	397,2	325,1
Valeur NRV	1 709,1	1 739,2	1 779,8	1 823,5	1 872,3	1 912,9	1 956,1	1 999,9	2 046,4	2 097,1	1 709,1
CAPEX Renouvellement	26,2	26,6	27,3	27,9	28,7	29,3	30,0	30,6	31,3	32,1	26,2

ANNEXE 2 : CARTE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DU CAMEROUN

Carte des centrales de production et du réseau de transport (rapport annuel ENEO 2020).



ANNEXE 3 : PRÉVISION DE PRODUCTION DES DIFFÉRENTES CENTRALES (GWH)

CENTRALES	Type	Année mise en service	Puissance Installée (MW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
AGREKO	LFO		5,0	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ahala	LFO		49,0	1,1	0,5	1,3	0,0	0,0	0,0					
Ambam	LFO	1979	2,0	2,2	2,8	4,6	5,9	5,4	6,6	6,1	5,9	6,0	6,1	6,5
Bafoussam	LFO	1986	3,0	0,1	4,1	0,7	0,0	0,0	0,0					
Bakebe		1991		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bamenda	LFO		23,0	22,7	7,9	10,7	0,0	0,0	0,0					
Bamenjin	LFO	1994	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Banyo	LFO		2,6	3,0	4,0	6,2	7,2	6,3	7,4	6,5	7,9	7,8	8,2	8,5
Barrage de Bini à Warak	Hydro	2026	75,0	0,0				300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Bassa & Logbaba Gaz			50,0	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	474,7					
Bassa 2	HFO	1980		0,0										
Bassa 3	HFO	2001		0,0										
Bengbis	LFO	1995	0,4	0,7	0,5	0,8	1,0	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
Bertoua	LFO	1972	12,6	24,3	70,6	73,4	71,3	80,0	77,4	86,5	87,0	91,7	94,7	97,0
Betare oya	LFO	1987	1,2	1,7	1,6	3,8	3,7	4,1	4,0	4,5	4,5	4,8	4,9	5,0
Campo	LFO	1986	0,7	0,7	0,6	1,0	1,2	1,1	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,4
Centrale à gaz Bekoko			0,0											
Dibamba	HFO	2013	87,0	108,0	148,7	231,1	12,1	23,5	0,0					
DJAMABOUTOU	LFO	1971	19,2	111,7	72,2	52,5	124,0	133,4	135,7					
Djoum	LFO	1979	2,0	2,0	1,9	2,6	3,3	3,0	3,7	3,4	3,3	3,3	3,4	3,6
Ebolowa	LFO		13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
Edea	Hydro	1953	276,2	1778,2	1788,5	1788,5	1788,5	1793,4	1788,5					
Ekok	LFO	2001		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ekondo Titi	LFO	1995		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endom	LFO	1986		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eyumodjock	LFO	2001		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Garoua Boulai	LFO	1995	3,1	4,3	3,1	9,0	8,7	9,8	9,5	10,6	10,7	11,2	11,6	11,9
Guider (Aggreko)	LFO	2022	10,0	0,0	0,0	20,7	21,8	22,5	22,6					
Kikot	Hydro	2029	560,0	0,0						3450,0	3450,0	3450,0		
Kousseri	LFO	1976	2,8	1,6	0,0	0,4	7,4	10,0	11,2					
Kribi	Gaz	2013	216,0	1329,4	1241,7	1254,0	716,0	1079,1	854,3					
Kye-ossi	LFO		1,3	0,7	1,0	1,9	2,4	2,2	2,7	2,5	2,4	2,4	2,5	2,6
Lagdo	Hydro	1983	72,0	149,1	229,3	260,6	261,6	260,7	260,7					
Limbe (HFO)	HFO	2004	85,0	236,5	185,9	300,8	45,2	147,0	0,5	2250,0	2250,0	2250,0	2250,0	2250,0
Limbé Gaz	Gaz	2027	350,0	0,0						2250,0	2250,0	2250,0	2250,0	2250,0

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

CENTRALES	Type	Année mise en service	Puissance Installée (MW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Logbaba 1	HFO	2002		0,0											
Logbaba 2	HFO	2009	12,0	0,0											
Lom pangar	Hydro	2023	30,0	0,0	0,0	140,0	80,7	130,6	107,0						
Lomie	LFO	1997	1,0	1,1	1,1	2,4	2,3	2,6	2,5	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	
Mape	LFO	1993	1,5	2,5	1,6	3,3	4,2	3,8	4,7	4,3	4,2	4,2	4,3	4,6	
Maroua (Aggreko)	LFO	2018	12,0	77,2	62,9	54,7	0,0	0,0	0,0						
Mbakau	LFO	1996	0,4	0,3	0,4	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	
Mbalmayo	LFO		13,0	0,2	0,5	1,1	0,0	0,0	0,0						
Memve'ele	Hydro	2019	216,0	455,5	663,1	664,2	411,1	641,6	575,0						
Meyomessala	LFO	2004	2,3	2,1	1,6	1,6	2,0	1,9	2,3	2,1	2,0	2,1	2,1	2,2	
Mouanko	LFO	1981	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Mouloundou	LFO	1999	0,6	0,6	0,5	1,5	1,5	1,7	1,6	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	
Mundemba	LFO	1983	0,7	0,8	0,4	1,1	1,5	1,3	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	
Nachtigal	Hydro	2024	420,0	0,0	0,0	151,2	2031,9	2660,4	2583,2						
NGAMBE TIKAR	LFO		0,5	2,3	0,0	0,5	0,6	0,5	0,6	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	
Ngaoundal	LFO	2003	2,2	2,1	2,2	4,6	5,2	4,6	5,4	4,7	5,8	5,7	6,0	6,2	
Ngaoundéré	LFO	2022	10,8	49,3	6,6	5,9	47,6	59,2	63,6						
Nkondjock	LFO	1989	0,7	0,7	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	
Olamze	LFO	2004	0,5	0,3	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	
Oyomabang 1	HFO	2000	18,0	13,4	8,2	17,0	0,2	0,3	0,0						
Oyomabang 2	HFO	2002		0,0											
Poli	LFO	1981	1,2	0,8	1,1	1,6	1,9	1,7	2,0	1,7	2,1	2,1	2,1	2,2	
Projet GDS Ngaoundere	PV	2024	30,0	0,0			45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
SCATEC Solar	PV	2020		0,0	73,3	75,9	76,3	76,2	76,3						
Songloulou	Hydro	1981	384,0	2647,9	2823,0	2789,6	2790,7	2065,0	2791,4						
Tibati	LFO	1981	1,4	2,2	3,4	5,2	6,0	5,2	6,2	5,3	6,6	6,5	6,8	7,1	
Tignere	LFO	1983	1,2	1,3	1,4	2,5	2,9	2,5	3,0	2,6	3,2	3,2	3,3	3,5	
Touboro	LFO	1983	0,9	2,0	2,3	3,5	4,1	3,6	4,2	3,6	4,5	4,4	4,6	4,8	
Yokadouma	LFO	1982	1,6	3,0	3,4	7,4	7,2	8,1	7,8	8,7	8,8	9,2	9,6	9,8	
Yoko	LFO	1994	0,6	0,2	0,5	0,9	1,2	1,1	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	

Source : MINEE, ajusté par le consultant

ANNEXE 4 : DESCRIPTION DU « REFERENCE UTILITY MODEL » (OPEX DISTRIBUTION ET VENTE)

12.1. DESCRIPTION GÉNÉRALE DU MODÈLE

L'estimation des OPEX, hors coûts d'acquisition d'énergie, d'ENEKO Distribution et Vente a été obtenue au moyen d'un modèle de dépenses opérationnelles (OEM).

L'OEM est basé sur le modèle d'entreprise de référence ascendant du benchmarking. Il est basé sur l'identification et la conception de processus techniques bien conçus, visant à une gestion optimale des entreprises de réseau.

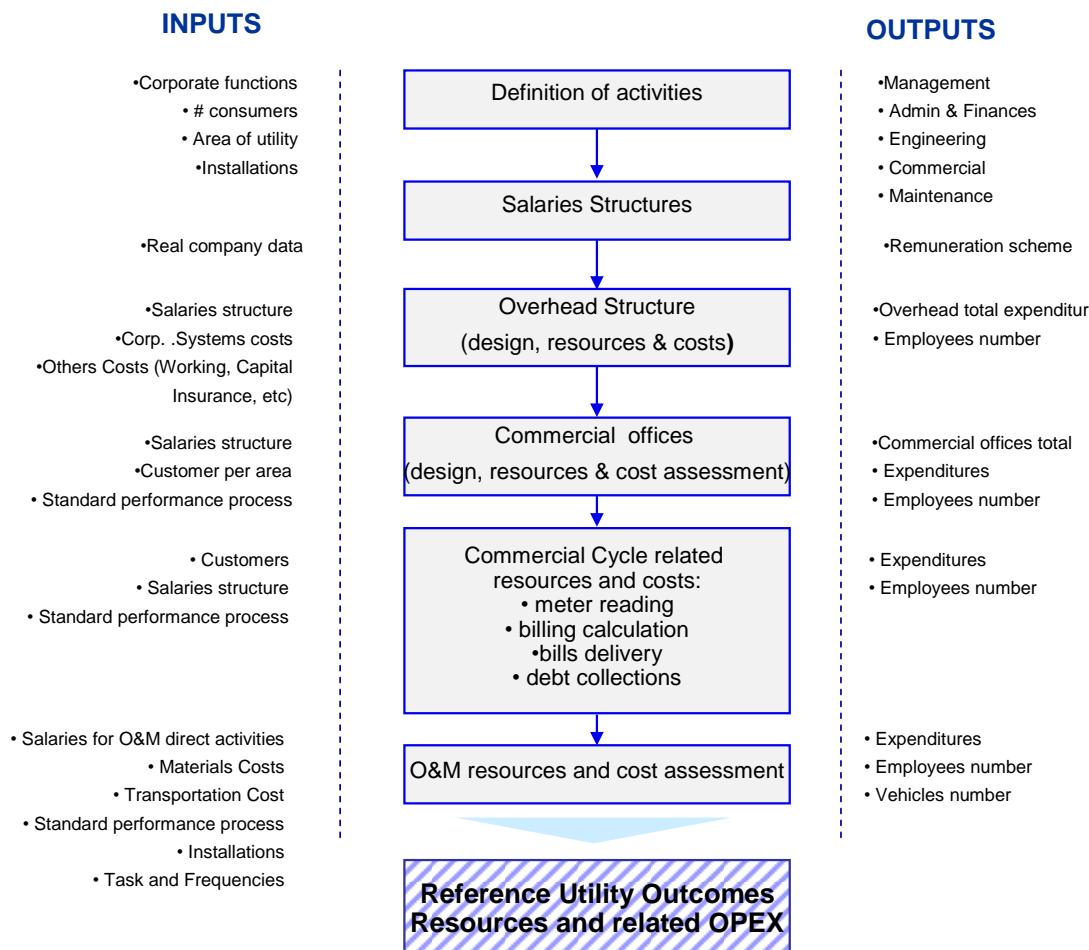
Les principaux avantages de l'approche du modèle d'entreprise de référence sont les suivants :

- Emule une entreprise compétitive, productive et efficace,
- Permet d'estimer la valeur ajoutée de distribution (VAD) efficace, c'est-à-dire le revenu efficace de l'entreprise chargée de la distribution d'électricité et de la fourniture au détail qui doit être pris en compte pour fixer des tarifs justes et raisonnables à payer par les consommateurs finaux, tout en améliorant les performances de l'entreprise.

Les éléments constitutifs du processus et de la conception des activités de l'Entreprise de référence (entrées et sorties) sont brièvement illustrés dans la figure ci-dessous.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Figure 29 Schéma de la structure du modèle OEM



Le modèle OEM crée une entreprise virtuelle comparable à l'entreprise analysée, au meilleur niveau de performance possible dans des conditions d'exploitation similaires. La méthodologie fait intervenir des paramètres d'efficacité concernant les activités commerciales, administratives et d'exploitation et de maintenance (E&M) qui permettent de créer une entreprise virtuelle efficace à partir des activités les plus simples (de bas en haut). Les activités sont modélisées en termes de fréquence unitaire, de temps requis et de ressources nécessaires.

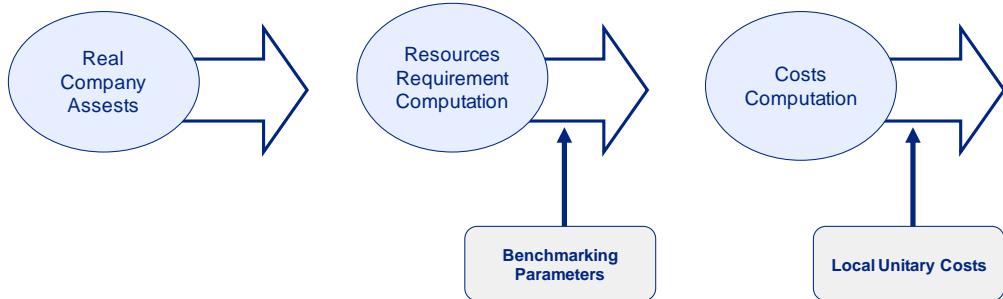
Les paramètres d'efficacité sont sélectionnés pour chaque activité à partir de l'expérience internationale d'entreprises opérant dans des conditions similaires pour cette activité, que les conditions de l'ensemble de l'entreprise soient ou non très différentes de celles de la référence. Ils ont été recueillis à partir des meilleures pratiques de plus de 100 entreprises en Amérique latine, en Europe et en Asie. Le consultant a recherché la meilleure solution fournie par les entreprises pour chaque activité, quelles que soient les conditions environnementales. Ensuite, le modèle utilise la meilleure valeur de chaque paramètre et fournit au client le résultat de la performance des meilleures pratiques pour sa solution particulière ; cette référence des meilleures pratiques est ensuite ajustée par un "facteur d'inefficacité" pour permettre une marge raisonnable dans le chemin vers une efficacité maximale.

Le résultat du calcul des paramètres est le calcul des besoins totaux en ressources pour une performance efficace, sous forme de quantité de personnel, de véhicules, de locaux et de

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

ressources informatiques, ce qui donne les besoins totaux en dépenses opérationnelles après application des coûts locaux.

Figure 30 Paramètres du modèle OPEX



Les activités d'exploitation et de maintenance du réseau sont définies pour chaque entreprise en fonction des actifs que la compagnie exploite pour fournir le service. Cela permet de s'assurer que les dépenses liées à ces activités sont adaptées à la quantité réelle d'actifs dont dispose la société, indépendamment de l'optimisation potentielle que la société pourrait mettre en œuvre à l'avenir.

Des paramètres concernant la géographie, la densité du réseau (clients/km de réseau), l'alphabétisation et les installations de communication sont également inclus dans le modèle afin d'adapter les résultats aux conditions réelles de la région.

12.2. STRUCTURE DU MODÈLE

Comme l'entreprise réelle analysée, l'Entreprise de Référence a une structure organisationnelle composée de plusieurs départements (6 départements). Ces départements dépendent de l'un des trois domaines principaux qui sont utilisés pour classer les fonctions exercées par une entreprise de distribution d'électricité :

- - La structure générale, qui comprend les services généraux et la direction générale.
- - La distribution, qui fait référence à l'exploitation et à la maintenance des actifs électriques utilisés pour alimenter les consommateurs.
- - Commercial, qui comprend la gestion commerciale (comptage, facturation et recouvrement), l'attention portée à la clientèle (dans les bureaux commerciaux et par le biais de centres d'appels), etc.

La société de distribution de référence est organisée en six départements :

- Services généraux de la société ;
- Opérations régionales (en fonction de la taille de l'entreprise et de la zone de concession) ;
- Planification commerciale et gestion de la clientèle ;
- Planification de la distribution et ingénierie ;
- Administration ; et
- Finances.

La méthodologie utilisée dans l'OEM estime d'abord les actifs requis par l'entreprise, puis les coûts de ces actifs afin de calculer les besoins OPEX totaux de l'entreprise. Le calcul des actifs nécessaires ainsi que de leurs coûts est effectué par OEM à l'aide de *modèles core* et de *modèles transversaux*.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

Les *modèles core* sont des modèles qui calculent les besoins et les coûts en personnel, véhicules, PC et autres coûts, des départements/activités de base de la Société de Référence.

Les *modèles core* consistent en des modèles spécifiques se référant aux aspects suivants :

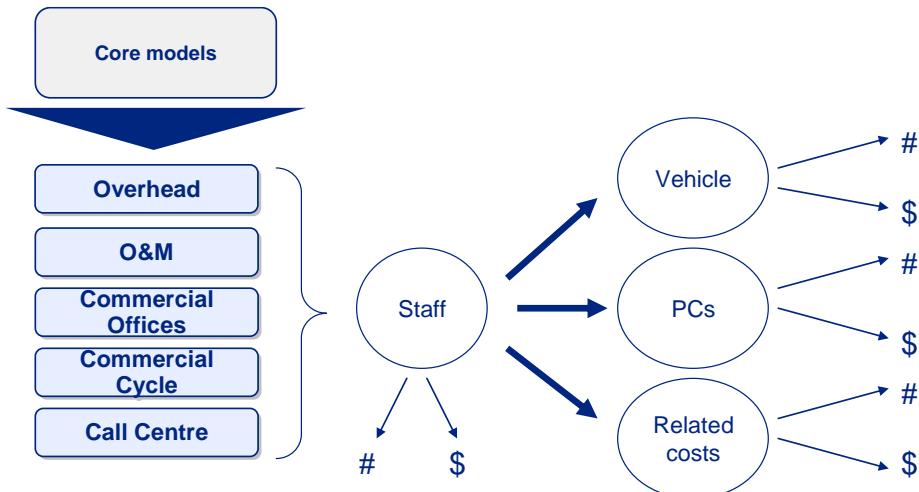
- **Modèle d'organisation (ou de personnel de frais généraux).** Ce modèle calcule le nombre optimal de personnel de frais généraux requis en fonction des caractéristiques de l'entreprise et des meilleures pratiques du secteur.
- **Activités d'exploitation et de maintenance.** Le module des activités d'exploitation et de maintenance de l'OEM calcule les besoins en termes de personnel, de véhicules, de pièces de rechange, de temps et d'autres coûts associés aux activités requises pour les besoins d'exploitation et de maintenance à zéro, à court et à long terme de la société de distribution. Le calcul du coût des pièces de rechange et du temps effectif total des activités tient compte des immobilisations de l'entreprise (lignes, compteurs, sous-stations et transformateurs principalement) et des facteurs d'inefficacité compris dans les modèles transversaux. Les activités, leur coût et le temps nécessaire sont déjà inclus dans le modèle.
- **Bureaux commerciaux.** Le modèle calcule le nombre de bureaux commerciaux nécessaires pour couvrir de manière adéquate les clients de l'entreprise de distribution.
- **Cycle commercial.** Le modèle du cycle commercial couvre les activités nécessaires pour effectuer le relevé des compteurs, les calculs de facturation, l'impression et la livraison des factures, le traitement des erreurs de facturation, le recouvrement des créances et la livraison d'autres documents commerciaux.

Le modèle considère que l'activité de relevé des compteurs est externalisée, tandis que la livraison des factures, le traitement des erreurs de facturation et les activités de recouvrement sont réalisés en interne.

- **Call Center.** Le personnel nécessaire et les coûts associés pour le centre d'appels sont calculés par ce modèle.

Pour chaque aspect, le modèle correspondant fournit les résultats concernant le nombre et le coût du personnel, des véhicules, des ordinateurs personnels (PC) et d'autres coûts connexes.

Figure 31 Modèles core du Reference Utility Model OEM



R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

En outre, l'OEM adopte un ensemble de modèles transversaux qui fonctionnent en parallèle avec les modèles de base et aident à estimer les exigences et les coûts calculés dans les modèles de base.

Les *modèles transversaux* sont constitués de modèles spécifiques auxquels il est fait référence :

- **IT.** Ce modèle calcule d'une part les dépenses des systèmes d'information de gestion (SIG) et d'autre part celles des PC et des périphériques. Les prix internationaux du matériel et des logiciels sont utilisés car la plupart des fournisseurs de ces équipements et services sont internationaux.

Les dépenses du MIS ne sont pas incluses dans le prix unitaire des PC et périphériques car les dépenses du MIS ne sont pas directement liées aux dépenses de personnel. Les systèmes suivants sont considérés comme des MIS : le système de distribution de gestion, le système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA), le système d'information géographique (GIS), les systèmes administratifs et financiers (tels que ERP, ressources humaines, administration, gestion des achats) et les systèmes logistiques.

Le prix MIS est obtenu en additionnant les prix unitaires suivants :

- *Annuité des coûts d'investissement en logiciels et matériels (en considérant une durée de vie utile de 10 ans ; paramètre d'entrée modifiable)*
- *Annuité du coût de mise en œuvre du système*
- *Maintenance de haut niveau du matériel et du système (y compris les mises à jour des logiciels)*

Le prix unitaire PC et périphériques est calculé en additionnant les prix unitaires suivants :

- *Annuité du matériel informatique de bureau (y compris l'annuité des imprimantes et autres périphériques)*
- *Annuité du logiciel de l'ordinateur de bureau*
- *Annuité des frais de maintenance*

- **Salaires (coût personnel).** Pour une meilleure adaptation, les salaires sont divisés en deux grandes catégories (cols bleus et cols blancs). La catégorie des cols bleus est utilisée pour les travailleurs de terrain et celle des cols blancs pour le personnel de bureau.

Le salaire annuel d'un poste est calculé selon la formule suivante :

$$\text{Coût personnel total}[\$] = \text{Salaire Brut Annuel} + \text{Autres dépenses}$$

Les autres dépenses comprennent : les coûts supplémentaires dus aux postes de travail, à la formation, aux heures supplémentaires, à la compensation des postes à risque et à l'équipement des personnes et des outils.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D'AJUSTEMENT

- **Véhicules.** Trois types de véhicules sont chargés dans le modèle (berline, camionnette et moto).

Le coût annuel des véhicules tient compte du coût total de chaque véhicule (annuité), plus le carburant, l'entretien et les autres dépenses. La période d'amortissement est déterminée en fonction des conditions locales.

- **Coûts liés au personnel.** Le modèle transversal des coûts liés au personnel comprend plusieurs coûts généraux associés aux employés de l'entreprise mais qui ne sont pas directement liés à leur salaire. Les dépenses générales sont calculées selon les normes internationales et adaptées aux conditions locales.

Les paramètres et les coûts inclus dans ce modèle transversal sont les suivants :

- o m²/personne (siège social)
- o m²/personne (centre d'appels)
- o m²/personne (bureaux commerciaux)
- o US\$/m² (loyer du siège)
- o US\$/m² (loyer du centre d'appels)
- o US\$/m² (loyer des bureaux commerciaux)
- o US\$/mois (loyer O&M)
- o US\$/mois (loyer entrepôt)
- o US\$ nettoyage/employé-mois
- o US\$ surveillance/employé-mois
- o US\$ téléphone/employé-mois
- o US\$ électricité/employé-mois
- o US\$ assurance/an
- o US\$ marketing/client-année
- o US\$ communication générale/année
- o US\$ relations générales/an

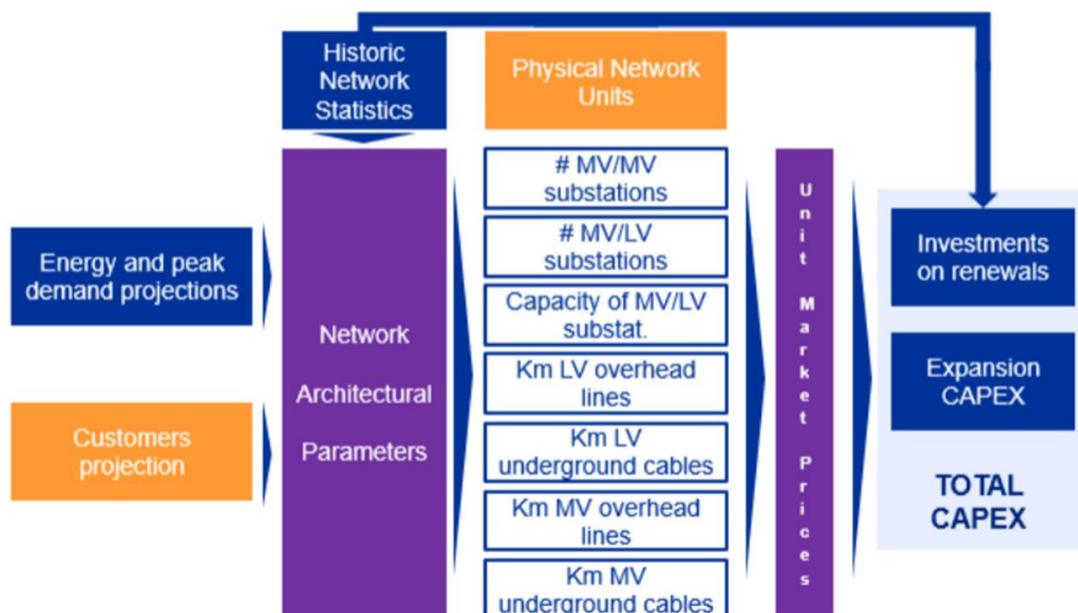
Les coûts de location sont pris en compte en fonction des conditions du marché local et sont ventilés entre les différents coûts de localisation (siège, bureaux et entrepôts). La quantité totale de mètres carrés dont l'entreprise a besoin est estimée en fonction des besoins en personnel de chaque unité.

ANNEXE 5 : DESCRIPTION DU PCM : MODÈLE PARAMÉTRIQUE POUR LE CALCUL DU CAPEX DISTRIBUTION

Le modèle utilisé par MRC pour la prévision des CAPEX est un modèle paramétrique. L’expérience nous montre que le développement (expansion et densification, ainsi que les remplacements et la réhabilitation) des réseaux de distribution d’électricité, bien qu'il ne soit pas totalement prévisible, a tendance à suivre des chemins qui maintiennent certains ratios constants ou avec une évolution globale lente. Ces ratios ou paramètres sont liés à la structure intrinsèque d'un système de distribution : la distribution d'énergie aux consommateurs finaux nécessite des transformateurs abaisseurs, qui sont nécessairement reliés par des conducteurs de moyenne tension et qui fournissent de l'énergie aux consommateurs par le biais de transformateurs MT/BT et de conducteurs BT.

Le PCM est basé sur l'identification et la quantification de ces paramètres caractéristiques du réseau à partir des données historiques sur le réseau de distribution et leur utilisation sous un angle critique. Ces paramètres ont tendance à être assez stables dans le temps (ils ne sont pas statiques mais leur évolution est globalement lente), en raison du faible impact que représente le petit pourcentage du réseau qui est installé/modifié par rapport à la structure totale du réseau déjà en place.

La validité des résultats fournis par ce modèle repose sur certaines hypothèses qui, bien que valables dans un avenir proche, devraient subir des variations à plus long terme : stabilité réglementaire et continuité de l'architecture du réseau et des caractéristiques de la clientèle.



L'avantage d'utiliser un modèle paramétrique est double :

- D'une part, l'utilisation de paramètres simples permet d'identifier rapidement et facilement la structure du réseau actuel en établissant des relations directes entre les actifs du réseau et entre ces actifs et les niveaux de demande et le nombre de clients.
- D'autre part, puisque les paramètres peuvent être calculés avec des données relativement simples, la comparaison entre DisCos est possible et des hypothèses peuvent être faites sur l'évolution de ces paramètres dans le temps.

R2 – DÉTERMINATION DES REVENUS REQUIS ET DE LEURS FORMULES D’AJUSTEMENT

Le remplacement des actifs dans le PCM est basé sur la durée de vie utile moyenne des actifs et sur leur état par type d'actif, le remplacement réel dans le remplacement des actifs peut varier en fonction de l'état réel de chaque actif spécifique.

Tableau 43 Example de résultats typiques du modèle PCM

(Physical Units)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
# MV/LV transf.	141	134	158	162	167	154	164
MVA MV/LV transf.	51	49	57	59	61	56	60
km MV OHL	349	329	386	394	404	370	392
km MV UGC	35	36	44	47	51	49	55
km LV OHL	835	3,682	5,711	5,373	5,151	3,568	4,111
km LV UGC	2	11	23	27	31	25	33
MV Meters	15	12	13	11	11	11	11
LV Meters	99,725	81,913	84,498	85,175	87,820	90,546	93,355
# Primary substations	1	2	2	2	1	2	2

(2013 Real prices - USD)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MV/LV transformers	5,466,779	5,196,294	6,131,632	6,258,922	6,470,573	5,950,066	6,350,123
MV conductors	11,719,173	11,266,756	13,437,241	13,933,846	14,525,152	13,543,148	14,580,926
LV conductors	17,834,486	78,922,005	122,935,964	116,159,870	111,834,516	77,779,520	90,004,262
Primary substations	1,373,846	2,747,692	2,747,692	2,747,692	1,373,846	2,747,692	2,747,692
Meters	5,413,587	4,446,543	4,587,092	4,623,083	4,766,523	4,914,356	5,066,690
Expansion CAPEX	41,807,872	102,579,290	149,839,622	143,723,413	138,970,609	104,934,783	118,749,694
Renewal	46,655,169	48,091,775	50,190,253	52,203,075	54,149,334	55,618,928	57,281,997
Total CAPEX	88,463,041	150,671,065	200,029,875	195,926,488	193,119,944	160,553,711	176,031,691

