

00004391

DECISION N° _____ D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 29 DEC 2023

Fixant le cadre de définition et arrêtant les montants prévisionnels du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2024.

LE DIRECTEUR GENERAL,

- VU la constitution ;
- VU la loi n° 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité ;
- VU la loi n° 2017/010 du 12 juillet 2017 portant Statut Général des Etablissements Publics ;
- VU le décret N°2000/016 du 26 janvier 2000 portant nomination du Directeur Général Adjoint de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité ;
- VU le décret N° 2001/021 du 29 janvier 2001 fixant le taux, les modalités de calcul, de recouvrement et répartition de la redevance sur les activités du secteur de l'électricité ;
- VU le décret N° 2012/2806/PM du 24 septembre 2012 portant application de certaines dispositions de la loi n° 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun ;
- VU le décret N° 2013/203 du 28 juin 2013 abrogeant les dispositions antérieures contraires du décret n° 99/125 du 15 juin 1999 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du secteur de l'électricité ;
- VU le décret N° 2019/246 du 21 août 2019 portant nomination du Directeur Général de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité ;
- VU les dispositions du Contrat Cadre de Concession et de Licence et des Contrats dérivés, ensemble leurs Cahiers de Charges et leurs Avenants, signés entre la République du Cameroun et la société ENEO ;
- VU la décision N°00000475/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDESIR/CSTai du 21 décembre 2021 fixant les conditions tarifaires pour la période 2021-2025 de la société ENEO Cameroun ;
- VU la décision N°00000473/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/CSTai du 30 novembre 2021, fixant le cadre de définition et arrêtant le montant additionnel de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2021 ;
- VU la décision N°00000482/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CSTai du 24 décembre 2021, fixant le cadre de définition et arrêtant le montant prévisionnel de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2022 ;
- VU la décision N°00000185/D/ARSEL/DG/DREFT/SDESIR/SDAFT/SDESIR/CSTai du 17 juin 2022, fixant le profil tarifaire pour les activités de transport et Gestion du Réseau de Transport au titre de l'exercice 2022 ;
- VU la décision N°00000186/D/ ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDESIR/CSTai du 17 juin 2022, fixant la grille tarifaire des activités de Transport et Gestion du Réseau de Transport au titre de l'exercice 2022 ;
- VU la décision N°00000259/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/CSTai du 04 Août 2023, Constatant les réalisations et arrêtant le montant de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2022
- VU la décision N°00000435/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDESIR/CST du 11 octobre 2023, fixant le cadre de définition et arrêtant le montant prévisionnel réajusté de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2023 ;

VU les dossiers tarifaires de la société ENEO Cameroun S.A au titre des exercices 2020, 2021, 2022, 2023 et 2024 ;

Considérant les missions de l'ARSEL, notamment le contrôle et le suivi des tarifs, des formules tarifaires, des éléments de coût des services et les différents travaux tarifaires effectués avec les opérateurs.

DECIDE :

Article 1^{er}. La présente décision fixant le cadre de définition et arrêtant les montants prévisionnels du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2024, tels que validés après examen du dossier tarifaire de l'opérateur au titre de l'exercice 2024.

Article 2. Le montant prévisionnel de la compensation tarifaire 2024 est arrêté sur la base des hypothèses du dispatch, d'une part, et des hypothèses contractuelles de calcul du Revenu Maximum Autorisé de la période quinquennale (2021-2025), d'autre part :

2.1 : les hypothèses du dispatch prévisionnel sont basées sur le scénario suivant :

- o Dans le Réseau Interconnecté Sud « RIS » :
 - la demande de Alucam est projetée à 135 MW ;
 - les placements pour Contraintes réseaux, notamment le placement de la centrale thermique de Logbaba pour la limitation du Transformateur 180 MVA de Logbaba et le placement de la centrale thermique de Dibamba pour les congestions de la Ligne 225kV Mangombe-Logbaba ;
 - le respect du calendrier de mise en service de Nachtigal ayant comme impact :
 - ✓ la mise en service du deuxième groupe de NHPC qui permettra de résorber le déficit causé par l'étiage dans le Ntem ;
 - ✓ la montée de NHPC à 400 MW en septembre 2024 qui entrainera une baisse de la production de Memve'ele.
- o Dans le Réseau Interconnecté Nord « RIN »

Une bonne hydraulité comme celle enregistrée en 2022-2023 avec une couverture intégrale de la demande en journée comme en heure de pointe. La production en journée sera essentiellement couverte par la production de Lagdo et les centrales solaires.

2.2 les hypothèses contractuelles de la période quinquennale (2021-2025) qui suivent:

- l'utilisation de la formule tarifaire contenue dans l'avenant n°2 et modifiée dans l'Avenant n°3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence:

$$RMA_t = (CI_{t-1}/CI_{t-2}) \times CE_t + A_t + (WACC \times BT_t) + CC_t + AE_t + RI_t + AF_t - X_t - K_t - P_{t-1}$$

- le plafonnement des Charges d'Exploitation (OPEX) hors combustibles et achats d'énergie, après revue annuelle du niveau de réalisation des inducteurs de coûts par nature de charge à un montant indexé de FCFA 104,667 milliards ;
- le Coût Moyen Pondéré du Capital d'ENEO (WACC) à 15,2995%;
- le montant des immobilisations retenu provisoirement pour le compte de l'exercice 2024 s'élève à environ FCFA 30 milliards ;



- la base tarifaire 2024 s'élève à un montant d'environ FCFA 270,878 milliards ;
- le coût d'opportunité et les amortissements découlant des retraitements de la base tarifaire supra mentionnés s'élèvent respectivement à FCFA 41,443 milliards et FCFA 18,347 milliards;
- la prise en compte des charges de combustibles d'un montant de FCFA 29,912 milliards sous réserve de l'audit ultérieur desdites charges;
- la prise en compte des achats d'énergies auprès des IPPs de l'exercice 2024 d'un montant de FCFA 202,455 milliards ;
- la prise en compte dans les achats d'énergie de l'arrivée de Natchigal avec un montant prévisionnel de FCFA 93,079 Milliards et une estimation de pénalités de retard de FCFA 3,857 Milliards.
- la prise en compte des charges de transport d'énergie d'ENEO, conformes à la grille tarifaire de la SONATREL en vigueur susvisée évaluées à FCFA 56,967 milliards ;
- la prise en compte des droits d'eau turbinée en conformité avec la réglementation en vigueur, pour un montant de 14,445 milliards FCFA ;
- la prise en compte des énergies de la centrales de Memve'ele à 43,27 FCFA/kWh pour 406,083 GWh d'énergie injectée ;
- l'utilisation du rendement de distribution contractuel de 75,50% pour l'exercice 2024 conformément aux annexes 2 et 3 de l'avenant n°3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence de ENEO ;
- la prise en compte des énergies régulateurs MT et BT pour 4 215 GWh, sous réserves des vérifications contradictoires et sur la base des Bilans Energétiques Mensuels qui seront cosignés par les différents acteurs ;
- la prise en compte du prix moyen perçu MT et BT de 84,84 F CFA/kWh sous réserves des réajustements en valeur et en énergie qui seront apportés aux montants des factures annuelles de l'éclairage public et celles des consommations des administrations publiques.

Article 3. Sur la base des hypothèses sus évoquées, le Revenu Maximum Autorisé (Moyenne Tension et Basse Tension) projeté en 2024 s'élève à un montant de **FCFA 419 622 206 719 (quatre cent dix-neuf milliards six cent vingt-deux millions deux cent six mille sept cent dix-neuf francs)** pour un tarif perçu de **84,84 FCFA/kWh** et un tarif moyen calculé et projeté de **99,55 FCFA/kWh**. La compensation tarifaire globale prévisionnelle qui en résulte est estimée à **FCFA 62 006 454 623 (soixante-deux milliard six millions quatre cent cinquante-quatre mille six cent vingt-trois franc)** répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de Memve'ele au titre de l'exercice 2024 d'un montant de **FCFA 17 571 225 918 (dix-sept milliards cinq cent soixante-onze million deux cent vingt-cinq mille neuf cent dix-huit francs)** ;
- une compensation tarifaire de l'exercice 2024 pour ENEO d'un montant de **FCFA 44 435 228 706 (quarante- quatre milliards quatre cent trente-cinq millions deux cent vingt-huit mille sept cent six francs)**.

MA >

Article 4. Le montant de la compensation tarifaire indiqué à l'article 3 ci-dessus est susceptible de réajustement aux termes de :

1. la constatation des réalisations du dispatch ;
2. la prise en compte des résultats des diligences réglementaires additionnelles de contrôle des revenus, consécutifs aux audits des performances de l'Opérateur ENEO réalisées au cours des années 2021, 2022, 2023 et 2024 portant notamment sur :
 - le contrôle des justificatifs des investissements réalisés par l'opérateur et à transférer en immobilisations;
 - les déclassements ou sorties des immobilisations ;
 - l'audit des charges de combustibles et des créances irrécouvrables.
3. La prise en compte des effets induits de la séparation des rendements MT et BT conformément aux dispositions des annexes 2 et 3 de l'avenant n°3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence de l'opérateur ENEO.

Article 5. Les travaux de réajustement du coût de la dette, paramètre du Coût Moyen Pondéré du Capital (WACC) conformément aux dispositions de la décision fixant les conditions tarifaires pour la période 2021-2025 se poursuivront au cours des exercices 2023-2024.

Article 6. Les résultats des travaux indiqués aux articles 4 et 5 ci-dessus viendront réajuster et constater les réalisations du revenu de l'exercice 2024 conformément au mécanisme prévu dans la formule tarifaire. Par ailleurs, conformément au point 12 de l'avenant n°3 au contrat cadre de concession, la date limite d'arrêt des réalisations de l'exercice 2024 est fixée au 30 janvier 2025.

Article 7. La présente décision qui prend effet pour compter de sa date de signature sera enregistrée, puis publiée partout où besoin sera. /-

Yaoundé, le 29 DEC 2023

Copies :

- MINETAT-SG/PR ;
- M-SG/PM ;
- MINEE ;
- MINFI ;
- PCA/ARSEL ;
- Intéressés ;
- Archives

Le Directeur Général *JM*



Jean Pascal Nkou

Annexe

Paramètres RMA ENEO	RMA Réajusté 2023 au 20/10/2023	RMA Projeté 2024
Base tarifaire nette (KFCFA)	260 519 769	270 877 806
Achat d'Énergie (KFCFA)	141 931 270	202 455 253
Achats d'énergie IPP (KFCFA)	141 931 270	202 455 253
Combustibles (KFCFA)	36 163 724	29 912 519
Droits d'eau (KFCFA)	10 220 022	14 444 797
WACC	15,30%	15,30%
CoK=BTMN*WACC (KFCFA)	42 094 067	41 442 950
Coût d'opportunité exercice	39 858 222	41 442 950
Rattrapage coût d'opportunité Immobilisations 2020	1 470 775	
Rattrapage coût d'opportunité Immobilisations 2021	- 2 024 984	
Rattrapage coût d'opportunité Immobilisations 2022	2 790 054	
Amortissement (KFCFA)	17 046 165	18 347 056
Amortissement exercice	15 953 328	18 347 056
Rattrapage amortissement immobilisations 2020	1 252 185	
Rattrapage amortissement immobilisations 2021	- 1 276 072	
Rattrapage amortissement immobilisations 2022	1 116 724	
OPEX indexés (KFCFA)	112 186 858	115 779 299
OPEX w/o Bad Debt, Arsel fees and prorata VAT (KFCFA)	101 074 464	104 666 904
Créances Irrecouvrables (KFCFA)	101 036	101 036
Redevance Arsel (KFCFA)	6 606 815	6 606 815
Fonds de developpement (FDSE) (KFCFA)	4 404 543	4 404 543
Charges de Transport et GRT (KFCFA)	56 966 697	56 966 697
Charges de Transport ENEO (production et distribution)(KFCFA)	56 966 697	56 966 697
Revenu Maximum Autorisé hors pénalités et facteur de correction (KFCFA)	416 608 804	479 348 571
Penalité déductible du RMA (KFCFA)		
Penalité à reverser au FDSE (KFCFA)		
Facteur de Correction (Kt) (KFCFA)		
Trop perçus		- 4 970 347
Revenus des Clients spéciaux (KFCFA)	43 449 967	54 756 017
Revenu Maximum Autorisé clients Régulés (MT-BT) (KFCFA)	373 158 837	419 622 207
Prix moyen BT+MT perçu (CFA/kWh)	83,45	84,84
Energies		
Energies injectées en Distribution (GWh)	5 941	6 207
Energies clients spéciaux (GWh)	426	471
Rendement de distribution régulateur	73,90%	75,50%
Ventes Clients régulés (MT-BT) (GWh)	3 964	4 215
Tarif Moyen Clients Régulés (MT-BT) (FCFA/kWh)	94,14	99,55
Compensation Tarifaire Préliminaire Globale (KFCFA)	42 360 718	62 006 455
Provision achat d'énergie MEMVE'ELE (KFCFA)	47 331 065	17 571 226
Compensation ENEO (KFCFA)	-4 970 347	44 435 229



Annexe 2 : Evolution de la Base Tarifaire

	BT 2023	BT 2024
Base tarifaire nette (KFCFA)	260 519 769	270 877 806
Valeur Net Comptable exercice antérieur	236 993 894	260 519 769
Valeur résiduelle des Immobilisations supplémentaires 2020	1 931 114	
Valeur résiduelle des Immobilisations supplémentaires 2021	- 3 972 893	
Valeur résiduelle des Immobilisations supplémentaires 2022	8 830 122	
Provision Investissements immobilisés exercice 2023	33 962 186	
Provision Investissements immobilisés exercice 2024		30 000 000
Amortissement exercice	14 628 855	- 17 046 165
Sorties/déclassés des immobilisations 2022	-2 595 798	-2 595 798
Taux d'amortissement	6,00%	6,5%



44

Annexe 3 : Hypothèses majeures du Dispatch 2024

	Hypothèses
H1	3,5% de croissance du PIB en 2023 et 4,1% en 2024 selon le cadrage du MINEPAT, Avril 2023
H2	La demande de ALUCAM est projetée à 135 MW ;
H3	Memve'ele à 211MW (production de 200MW sauf en étiage)
H4	Mise en service progressive des groupes de Nachtigal

