

0000459
DECISION N° 0000459 D/ARSEL/DG/DREFT/DRT/SDAFT/SDRTGRT/CST du 19 DEC 2025

Fixant le cadre de définition et arrêtant les montants prévisionnels réajustés du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2025.

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/SDSIR/CSTai du 21 décembre 2021 fixant les conditions tarifaires pour la période 2021-2025 de la société ENEO Cameroun ;
- VU la décision N°0000015/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 janvier 2025 fixant les conditions tarifaires pour la période 2025-2029 de la Société Nationale de Transport de l'Electricité « SONATREL » ;
- VU la décision N°0000016/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 janvier 2025, fixant le profil tarifaire pour les activités de transport et Gestion du Réseau de Transport au titre de l'exercice 2025 ;
- VU la décision N°0000017/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 janvier 2025, fixant la grille tarifaire des activités de Transport et Gestion du Réseau de Transport au titre de l'exercice 2025 ;
- VU les dossiers tarifaires de la société ENEO Cameroun S.A au titre des exercices 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 et 2025 ;
- VU la décision N°0000018 /D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 janvier 2025, 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 2025 ;
- VU la décision N° 0000458 D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/CST du 19 DEC 2025,
Constatant les réalisations et arrêtant le montant de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2024 ;
- VU les dossiers tarifaires de la société ENEO Cameroun S.A au titre des exercices 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 et 2025 ;

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 fixe le cadre de définition et arrête les montants prévisionnels réajustés du Revenu Maximum Autorisé « RMA » et de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2025, tels que validés après examen des réalisations de l'Opérateur pour la période de janvier à juillet 2025 et le réajustement du dispatch pour la période de août à décembre 2025.

Article 2. Les montants prévisionnels réajustés du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire 2025 sont arrêtés sur la base des hypothèses réajustés 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 actualisées de l'évaluation des coûts prévisionnels du dispatch pour la période de août à décembre 2025 se présentent comme suit :

a) Hypothèses hydrologiques

- Dans le bassin versant la Sanaga :
 - Nœud Sombengue

| Nœud Sombengue | | Puissance moyenne (MW) | |
|----------------|--------------|------------------------|---------|
| Mois | Débit (m3/s) | Songloulou | Edéa |
| Août-Décembre | >1100 | 384 | 220-230 |

- Nœud Nachtigal

| Nœud Nachtigal | | Puissance moyenne (MW) |
|--------------------|--------------|------------------------|
| Mois | Débit (m3/s) | NHPC |
| Août | 800 | 340 |
| Septembre-Décembre | >980 | 412 |

- Dans le bassin versant de la Bénoué
 - crue entre août et octobre. Début de l'étiage en novembre.
- Dans le bassin versant du Ntem
 - petit étiage entre août et septembre (débit entre 60 et 450 m3/s) ;
 - bonne hydrologie de fin septembre à mi-décembre (débit supérieur à 450 m3/s).

b) Hypothèses de la Demande et de l'Offre

- Au niveau de la demande
 - croissance du PIB de 4,2 % en 2024 selon le rapport sur les risques budgétaires du projet de loi des finances 2024 ;

- mise en service totale du barrage hydroélectrique de Nachtigal au premier trimestre 2025 ;
 - la reconstruction des zones touchées par les conflits qui devrait continuer de stimuler la demande (accélération de la croissance des émissions dans le NOSO) ;
 - 130 000 branchements BT d'ici la fin d'année ;
 - demande industrielle additionnelle de +12 MW ;
 - poursuite de la forte dynamique de croissance au niveau de la BT (+11 %) et des MT hors spéciaux (+8 %) observée depuis le début de l'année au niveau des ventes d'énergie dans le RIN ;
 - poursuite de la dynamique de croissance au niveau des ventes de la BT (+ 4 %) et des MT spéciaux (+27 %) dans le RIS.
- Au niveau de l'offre de la production
 - Dans le Réseau Interconnecté Sud « RIS »
 - Songloulou : Disponibilité entre 336 MW et 384 MW en fonction des maintenances (mi-novembre et mi-décembre)
 - Edéa : Disponibilité de 243 MW avec une production en fonction de l'hydrologie ;
 - Mekin : Centrale en arrêt ;
 - Lom Pangar : Disponibilité entre 5 - 22 MW (retour en fonctionnement fin juillet); travaux sur 1 groupe de juillet - octobre ;
 - Limbé : Disponibilité garantie de 54 MW; Passage à 00 MW en heures pleines en décembre ;
 - Dibamba : Disponibilité garantie de 80 MW sauf aux mois de Août et Octobre période maintenance (70 MW) ;
 - Logbaba : disponibilité garantie de 5 MW ;
 - Kribi : Disponibilité moyenne garantie oscillant entre 89 et 165 MW suivant le plan de maintenance ;
 - Oyomabang : disponibilité garantie 12 MW ;
 - LFO Thermiques : Bamenda : 20 MW, Oyomabang : 12 MW ; Logbaba : 12 MW (dès septembre) ; Mbalmayo : 8 à 9 MW, Bertoua : 5,5 à 7 MW ;
 - Memve'ele : Disponibilité Moyenne oscillant entre 20 et 200 MW en fonction de l'hydrologie; travaux sur 2 groupes en aout ;
 - Nachtigal : Disponibilité à 7 groupes (Limitation à 6 du 01 au 05 août 2025 avec 1 groupe en maintenance); sollicitation en fonction des débits;
 - Dans le Réseau Interconnecté Nord « RIN »
 - Lagdo : Production max de 64MW. Arrêt d'un groupe entre Novembre et décembre 2025 ;
 - Thermiques LFO:
 - ✓ Guider 10 MW ; Maroua ENEO : 7 MW ; Maroua 2 : 10 MW ; Kousseri 1 : 1,6 MW ; Kousseri 2 : 5MW ; Djamboutou : 14-17 MW; Ngaoundéré : 10 MW;

- Solaire :
 - ✓ Guider : 15 MW + 10MWh (variable en journée avec l'ensoleillement) ;
 - ✓ Maroua : 15 MW + 10MWh
- o Centrales Isolés
 - Mbakaou : Disponibilité 1,49 MW ;
 - Solaire : Djoum : 237 kW, Lomié : 110 kW, Garoua Boulai: 600kW ;
 - Ngaoundal : 0,796 MW avec montée à 1,816 MW dès Novembre 2025 ;
 - Autres centrales : 19,87 MW

c) Travaux Majeurs et Renforcement sur le Réseau Public Transport « RTP »

- démantèlement de la ligne 90 kV MANGOMBE – LOGBABA : quatrième trimestre 2025 ;
- mise sous tension (ouvrages du poste et lignes d'alimentation) du poste de MISSOLE: Novembre 2025 ;
- mise en service de la ligne DT 400 kV NYOM II – NKOLKOUMOU – EDEA BEON : Septembre 2025 ;
- mise en service poste de NYLON : Juin 2025 ;
- mise en service de la ligne 225 kV PITI-DIBAMBA – NGODI BAKOKO et poste 225/90 kV de NGODI BAKOKO : Novembre 2025 ;
- mise sous tension du poste de BEON et de la ligne 225 kV Kribi – Edéa Béon – Mangombe : Septembre 2025 ;
- indisponibilité de la centrale de Limbe dès le 15 décembre 2025 pour travaux de maintenance;

d) Contraintes combustibles

Concernant le fuel, compte tenu des difficultés d'approvisionnement en HFO 3500, l'hypothèse d'utilisation exclusive du LFO a été retenue.

2.2 : les hypothèses contractuelles de détermination de revenu de la période quinquennale (2021-2025) se déclinent comme suit:

- a. mise en œuvre des recommandations fortes issues de la séance de travail de haut niveau tenue en date du 26 février 2024 à Douala et portant sur la validation des justificatifs des investissements réalisés. A cet effet, ne sont pas éligibles à la constitution de la base d'actifs à immobiliser :
 - les intérêts capitalisés qui conformément au Contrat de Concession, sont pris en charge par le WACC sinon cela va constituer un double emploi ;
 - les dépenses liées aux charges de normalisations PNT, qui comportent des charges d'exploitation qui sont déjà remboursées à l'opérateur et d'autres qui sont facturées aux clients;

- les frais de commissions et les frais juridiques sur le prêt syndiqué qui sont considérés comme des charges financières déjà prises en compte dans les OPEX et aussi par le fait de la couverture par ledit prêt des charges autres que les investissements ;
- des pièces justificatives et des montants liés déjà valorisés et prises en compte au cours des exercices précédents (les doublons) ;
- les pièces justificatives qui sont auto-certifiées par ENEO (les Bons de Sorties Magasin).

Par ailleurs, il a été arrêté dans la présente décision une provision d'un montant de 27,3 milliards FCFA, sous réserve de la transmission des justificatifs des investissements réalisés en 2025. Le Régulateur effectuera un contrôle physique des investissements concernés et le résultat permettra de corriger le montant de la provision dans la décision tarifaire définitive.

b. les diligences réglementaires additionnelles de contrôle des revenus, consécutifs aux audits des performances de l'Opérateur ENEO réalisés au cours de la période quinquennale (2021-2025) portant notamment sur :

- les déclassements ou sorties des immobilisations comptabilisés au cours des années 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 et 2025 ;
- la prise en compte des charges de combustibles issues des simulations des coûts du dispatch réajustés de août à décembre 2025, sous réserve des résultats de l'audit ultérieur desdites charges;
- la prise en compte des achats d'énergie des IPPs en intégrant les montants des charges qui ont un caractère passthrough, notamment les charges de transport et des droits d'eaux de KPDC , DPDC et NHPC;
- l'ajustement du montant autorisé des charges opérationnelles en corrélation avec les inducteurs de coûts arrêtés pour la période 2021-2025 conformément à la décision fixant les conditions tarifaires quinquennales susvisée ;
- la correction des ventes pour le compte de l'exercice 2025 par l'alignement de la grille tarifaire du Prepaid sur la décision tarifaire de 2012 ;
- le retraitement du prix perçu de l'exercice 2025 pour refléter les corrections des factures de l'éclairage public et des consommations des administrations publiques ;
- la prise en compte des charges de transport conformément à la décision sus-visée qui fixe la nouvelle grille tarifaire de la SONATREL.

c. les conditions tarifaires 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 celles liées aux 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 104,897 milliards FCFA;
- le Coût Unitaire Moyen Pondéré du Capital d'ENEO (WACC) à 15,2995% ;

- le montant des immobilisations retenu provisoirement pour le compte de l'exercice 2025 s'élève à 27,3 milliards FCFA ;
- la base tarifaire 2025 s'élève à un montant d'environ 269,837 milliards FCFA ;
- le coût d'opportunité et les amortissements découlant des retraitements de la base tarifaire supra mentionnés s'élèvent respectivement à 41,284 milliards FCFA et 17,716 milliards FCFA ;
- la prise en compte des charges de combustibles de l'exercice 2025 après réajustement du dispatch d'un montant de 50,048 milliards FCFA sous réserve de l'audit ultérieur desdites charges ;
- la prise en compte des achats d'énergies auprès des IPPs de l'exercice 2025 après réajustement du dispatch d'un montant de 254,252 milliards FCFA ;
- la prise en compte des charges de transport d'énergie d'ENEO, conformes à la grille tarifaire de la SONATREL en vigueur susvisée et affinées à l'issue des travaux de ventilation du RMA de la SONATREL entre les différentes catégories de clients s'élèvent à 38,365 milliards FCFA ;
- la prise en compte des droits d'eau turbinée affinés à l'issue des travaux avec EDC en conformité avec la réglementation en vigueur pour un montant de 10,576 milliards FCFA ;
- la prise en compte des achats d'énergie injectée par la centrale de Memve'ele et Lom Pangar pour un montant de 17,136 milliards FCFA ;
- l'utilisation du rendement de distribution contractuel de 77,50% pour l'exercice 2025 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 régulatrices MT et BT pour 4410 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 83,46 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) réalisé et réajusté en 2025 s'élève à un montant de **465 022 678 183 FCFA (quatre cent soixante-cinq milliards vingt-deux millions six cent soixante-dix-huit mille cent quatre-vingt-trois francs)** pour un tarif perçu de **83,46 FCFA/kWh** et un tarif moyen calculé et projeté de **105,46 FCFA/kWh**.

La compensation tarifaire globale prévisionnelle réajustée qui en résulte est estimée à **96 990 230 542 FCFA (quatre-vingt-seize milliards neuf cent quatre-vingt-dix millions deux cent trente mille cinq cent quarante-deux francs)** répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de Memve'ele et de Lom Pangar au titre de l'exercice 2025 d'un montant de **17 136 217 444 FCFA (dix-sept milliards cent trente-six millions deux cent dix-sept mille quatre cent quarante-quatre francs)** ;

- une compensation tarifaire de l'exercice 2025 pour ENEO d'un montant de 79 854 013 099 FCFA (Soixante-dix-neuf milliards huit cent cinquante-quatre millions treize mille quatre-vingt-dix-neuf francs).

Article 4.

4.1 : La mise à la disposition du Régulateur des éléments justificatifs des actifs à immobiliser pour le compte de l'exercice 2025, notamment les détails des normalisations et réhabilitations par immobilisation et par nature, ainsi que des déclassements ou sorties des immobilisations au cours dudit exercice feront l'objet de diligences régulatrices de contrôle. L'impact de ces résultats sera pris en compte dans les prochaines décisions tarifaires.

4.2 : Les résultats des 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 seront pris en compte dans les prochaines décisions tarifaires.

4.3 : Les travaux d'affinage relatifs à 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, ainsi que la dissociation des rendements des clients disposant de lignes dédiées, sont susceptibles d'entraîner un réajustement de la compensation tarifaire mentionnée à l'article 3 ci-dessus.

Article 5. Les résultats des travaux indiqués à l'article 4 ci-dessus viendront constater et réajuster, le revenu de l'exercice 2025 conformément au mécanisme prévu dans la formule tarifaire. En outre, Conformément au point 12 de l'avenant n°3 au contrat cadre de concession, la date limite de validation des réalisations de l'exercice N est fixée au 31 janvier de l'exercice N+1.

Article 6. La présente décision qui prend effet pour compter de sa date de signature sera enregistrée, puis publiée partout où besoin sera. /-

Copies :

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

Le Directeur Général



Jan Pascal Nkoo

19 DEC 2025

Annexe : Revenu Maximum Autorisé 2025 réajusté

| Paramètres RMA ENEO | RMA 2025 Prévisionnel | RMA 2025 réajusté au 17/12/2025 |
|--|-----------------------|---------------------------------|
| Base tarifaire nette (KFCFA) | 267 065 237 | 269 836 670 |
| Achat d'Energie (KFCFA) | 252 160 877 | 254 251 882 |
| Achats d'énergie IPP (Hors transport et Hors Droit d'eau) (KFCFA) | 238 874 225 | 241 378 883 |
| Charges de Transport KPDC | 2 150 011 | 1 861 561 |
| Charges de Transport DPDC | 776 845 | 763 467 |
| Droits d'eau NHPC (KFCFA) (2024 et 2025) | 6 719 998 | 6 330 279 |
| Charges de Transport NHPC (2024 et 2025) | 3 639 797 | 3 917 692 |
| Pénalité retard mise en service de NHPC | | |
| Combustibles (KFCFA) | 48 024 884 | 50 047 647 |
| Combustibles au titre de l'exercice 2025 | 48 024 884 | 50 047 647 |
| Droits d'eau (KFCFA) | 10 576 000 | 10 576 000 |
| Droits d'eau ENEO (KFCFA) | 10 576 000 | 10 576 000 |
| WACC | 15,30% | 15,30% |
| CoK=BTMN*WACC (KFCFA) | 40 859 657 | 41 283 672 |
| Coût d'opportunité exercice | 40 859 657 | 41 283 672 |
| Amortissement (KFCFA) | 17 649 500 | 17 716 151 |
| Amortissement exercice | 17 649 500 | 17 716 151 |
| OPEX indexés (KFCFA) | 113 527 956 | 114 035 579 |
| OPEX w/o Bad Debt, Arsel fees and prorata VAT (KFCFA) | 102 193 304 | 104 896 526 |
| Créances Irrécouvrables (KFCFA) | 101 074 | |
| Redevance Arsel (KFCFA) | 6 322 000 | 5 248 212 |
| Fonds de développement (FDSE) (KFCFA) | 4 911 578 | 3 890 840 |
| Charges de Transport et GRT (KFCFA) | 38 223 964 | 38 365 394 |
| Charges de Transport ENEO (production et distribution)(KFCFA) | 38 223 964 | 38 365 394 |
| Revenu Maximum Autorisé hors pénalités et facteur de correction (KFCFA) | 521 022 838 | 526 276 325 |
| Facteur de Correction (Kt) (KFCFA) | | |
| Trop perçus | | |
| Revenus des Clients spéciaux (KFCFA) | 67 696 241 | 61 253 646 |
| | | |
| Revenu Maximum Autorisé clients Régulés (MT-BT) (KFCFA) | 453 326 597 | 465 022 678 |
| Prix moyen BT+MT perçu (CFA/kWh) | 84,06 | 83,46 |
| Energies | | |
| Energies injectées en Distribution (GWh) | 6 609 | 6 635 |
| Energie injectée en Distribution hors MT spéciaux (GWh) | 5 866 | |
| Energies clients spéciaux (GWh) | 706 | 732 |
| Rendement de distribution régulateur | 77,50% | 77,50% |
| Ventes Clients régulés (MT-BT) (GWh) | 4 416 | 4 410 |
| Tarif Moyen Clients Régulés (MT-BT) (FCFA/kWh) | 102,65 | 105,46 |
| Compensation Tarifaire Préliminaire Globale (KFCFA) | 52 097 688 | 96 990 231 |
| Provision achat d'énergie MEMVE'ELE et LOM PANGAR (KFCFA) | 14 466 419 | 17 136 217 |
| Compensation ENEO (KFCFA) | 67 631 269 | 79 854 013 |