

N° B103 ARSEL/DG/DREFT/DRT/SDAFT/SDRTGRT/CSAMF/CST

Yaoundé, le **19 DEC 2025**

## EXPOSE DE MOTIFS

a/s

### **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 2026**

Conformément aux dispositions légale, réglementaire et contractuelle, l'ARSEL a tenu aux mois de septembre et novembre 2025 des ateliers tarifaires avec les différents opérateurs du secteur de l'électricité. A l'issue desdits ateliers, le Régulateur a produit à l'attention du Gouvernement, une décision qui fixe le cadre de définition et arrête les montants prévisionnels du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire de l'opérateur ENEO au titre de l'exercice 2026.

A cet effet, il me plaît de rappeler que l'équilibre offre-demande (EOD) en 2025 a connu de grosses perturbations à la suite de la non-réalisation de certaines hypothèses majeures du Dispatch, à l'instar des projections hydrologiques, le maintien en fonctionnement des centrales Globeleq ( DPDC et KPDC), la mise en service totale de NHPC dès janvier 2025 et l'utilisation du HFO3500.

En 2026, le système devra bénéficier d'une offre mécanique de production suffisante avec NHPC disponible à 420 MW. Par conséquent, il est primordial d'accélérer les travaux de certains ouvrages sur le réseau de transport afin de permettre de lever les contraintes réseaux. Cela permettra judicieusement à la captation de nouvelles demandes industrielles et une optimisation de la production de NHPC.

Aucours des travaux tarifaires 2026, les participants audits travaux ont procédé à l'analyses des données relatives aux prévisions de la demande, aux disponibilités horaires des centrales hydro et thermiques, aux plans de maintenance des centrales, aux trajectoires de vidange des lacs et les débits régularisés. Aussi, le Régulateur a pris en compte les contraintes réseaux et les contraintes contractuelles (take-or-pay, locations de groupes, etc.), les plans de maintenances des ouvrages de Transport et Distribution (poste HTA), les coûts de production et les facteurs de charge des centrales.

Les projections du Dispatch 2026 ont mis en lumière, les différents coûts de combustibles et achats d'énergies sur la base des considérations relatives à la projection de l'offre et de la demande, au réseau de transport et à l'hydrologie suivant diverses hypothèses, notamment :

#### **1. Hypothèses de la Demande et de l'Offre**

- Au niveau de la demande

- Croissance du PIB de 4,1 % en 2026 selon le rapport du FMI datant de mars 2025 ;
- Minimum 139 400 nouveaux clients BT ;
- Demande industrielle additionnelle HTA de +19 MW
  - Extension de Acero Metal +3MW, SINAFCIM +3MW, Port de Kribi +2MW, USINE ACIERIE +5MW, METAFRIQUE 1+5MW ;
  - Le nouveau client MIRA +13MW ;
  - PROMETAL 3 et 4 qui migrent en HT: -17 MW.
- Demande industrielle additionnelle HTB de +36 MW;
  - Prometal Industries: +33MW ;
  - CIMAFA: +3MW ;
- Demande d'Alucam de 130 MW
- Taux de croissance YTD
  - RIS : 5.1%
  - RIN : 10%
  - Isolées : 4.0%
  - Alucam : 14.5%
- Taux de croissance 2026
  - RIS : 5.3%
  - RIN : 11.5%
  - Isolées : 5.6%
  - Alucam 1.4%

○ Au niveau de l'offre de la production dans les Réseaux Interconnectés Sud (RIS), Nord (RIN) et dans les Centrales Isolées

- Dans le Réseau Interconnecté Sud « RIS »
  - Songloulou : Disponibilité entre 336 MW et 384 MW en fonction des maintenances (avril, juillet, octobre); production fonction des débits ;
  - Edéa : Disponibilité de 243 MW avec une production en fonction de l'offre ;
  - Nachtigal : Disponibilité à 6 groupes (janv- et juillet); 7 groupes le reste du temps; sollicitation en fonction des débits;
  - Lom Pangar : Disponibilité 22 MW (limitation); travaux annuels en période d'arrêt ;
  - Memve'ele : Disponibilité 200 MW en fonction de l'hydrologie; travaux sur 2 groupes en période de mauvaise hydrologie;
  - Kribi : Disponibilité moyenne garantie oscillant entre 166 et 167 MW (jan-mars) Avril-mai: 180 MW juin –sep 161MW suivant le plan de maintenance ;
  - Mékin : Centrale en arrêt ;
  - Dibamba : Disponibilité garantie de 80 MW ; maintenance durant le deuxième trimestre (maintenance en mai) (70 MW);

- Limbé : Disponibilité garantie de 54 MW avec une limitation à 42 MW durant la phase 2 des travaux de réhabilitation au premier trimestre ;
- Logbaba : disponibilité garantie de 12 MW ;
- Oyomabang : disponibilité garantie 12 MW ;
- LFO Thermiques : BAMENDA : 20 MW, MBALMAYO : 09 MW, Bertoua : 07 MW ;
- Dans le Réseau Interconnecté Nord « RIN »
- Lagdo : puissance garantie de  $P_{max} = 64$  MW. Arrêt d'un groupe en Juin et Novembre ;
- LFO Thermiques :
  - ✓ Guider : 10 MW ; Maroua 2 : 10 MW ; Maroua ENEO : 7 MW ;
  - ✓ Djamboutou : 17 MW; Ngaoundéré : 10 MW; Kousseri 1: 2 MW ; Kousseri 2: 5 MW ;
- Solaire :
  - ✓ Guider : 15 MW + 10MWh batterie ;
  - ✓ Maroua : 15 MW + 10MWh
- Nouveaux solaires :
  - ✓ Mise en Service au troisième et quatrième trimestre 2026 respectivement pour Release Guider (9 MWc) et Release Maroua (18 MWc +18 MWh).
- Dans les Centrales Isolées
  - Mbakaou : Disponibilité de 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 centrale : 19,87 MW.

## 2. Hypothèses hydrologiques

- Bassin Versant de la Sanaga
  - Hypothèses crue 2026
    - Non remplissage de la retenue en fin de crue avec un taux de remplissage de 70% soit 10 000 Millions de m<sup>3</sup>
  - Hypothèses Etiage 2026 (hydrologie moyenne)
    - BVI Song Mbengue : 50% ;
    - BVI Elang I : moyenne des 5 dernières années ;
    - Apports en eau dans les lacs en étiage 2026 : 50% à Mbakaou et Mapé, 50% Bamendjin; 85% à Lom Pangar ;
      - Arrêt de l'usine de pied de Lom Pangar entre Mai et Juillet

WA 2

- Le Taux de remplissage global projeté est de 72% soit de 10 000 106 m<sup>3</sup>
- Débit régularisé.

| (m <sup>3</sup> /s) | janv-26 | févr-26 | mars-26 | avr-26 | mai-26 | juin-26 |
|---------------------|---------|---------|---------|--------|--------|---------|
| Song Mbengue        | 1000    | 1000    | 900     | 900    | 900    | 950     |
| Nachtigal           | 700     | 700     | 650     | 600    | 600    | 600     |

| (m <sup>3</sup> /s) | juil-26 | Août-26 | Sep-2026 | Oct-26 | Nov-26    | Dec-26 |
|---------------------|---------|---------|----------|--------|-----------|--------|
| Song Mbengue        | 1100    | 1100    | 1100     | 1100   | 1100      | 1050   |
| Nachtigal           | 650     | 850     | 980      | 980    | 980 - 750 | 750    |

- Bassin Versant de la Bénoué
  - Hypothèses crue 2026
    - Non remplissage de la retenue en fin de crue avec un taux de remplissage de 79% pour un volume de 3600 millions de m<sup>3</sup> ;
    - Volume turbiné en moyenne de 16 à 18 millions de m<sup>3</sup>/jour ;
    - Hydraulicité des apports : 45%.
  - Hypothèses Etiage 2026
    - Evaporation 630 106m<sup>3</sup> (similaire à 2020) ;
    - Irrigation : 0 106m<sup>3</sup> ;
    - Hydraulicités des apports : moyenne des 5 dernières années.
  - Volume de la retenue au 31 octobre 2025 : 3 600 106 m<sup>3</sup> (taux remplissage de 80%) ;
  - Cote Min atteinte le 16 juillet 2025 : 206,47 m Volume Min : 123,86 106 m<sup>3</sup>

| Volumes       | janv-26 | févr-26 | mars-26 | avr-26 | mai-26 | juin-26 |
|---------------|---------|---------|---------|--------|--------|---------|
| journaliers à | 14      | 15      | 15      | 15     | 13     | 12      |
| turbiner      |         |         |         |        |        |         |

| Volumes       | juil-26 | Août-26 | Sep-2026 | Oct-26 | Nov-26 | Dec-26 |
|---------------|---------|---------|----------|--------|--------|--------|
| journaliers à |         |         |          |        |        |        |
| turbiner      | 15      | 20      | 18       | 18     | 15     | 14     |

- bassin versant du Ntem

| Débits<br>moyens<br>mensuels | janv-<br>26 | févr-<br>26 | mars-<br>26 | avr-<br>26 | mai-<br>26 | juin-<br>26 | juil-<br>26 | Août-<br>26 | Sep-<br>2026 | Oct-<br>26 | Nov-<br>26 | Dec-<br>26 |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|--------------|------------|------------|------------|
|                              | 170         | 75          | 150         | 325        | 450        | 480         | 300         | 110         | 250          | 695        | 985        | 575        |

**NB:** Ces hypothèses restent optimistes au regard des tendances observées sur les 03 dernières années.

### 3. Contraintes réseaux

- Congestion des TFOs 225/90 kV de Logbaba et Bekoko en cas de forte charge;
- Congestions des postes sources HTB/HTA (Bekoko, Makepe, Deido, Ngodi, Koumassi) ;
- Plan de tensions dégradé sur le corridor Bekoko – Limbé ;
- Besoins en Placement thermique pour mitigation des contraintes réseaux (en MW).

### 4. Résultat des coûts prévisionnels du dispatch 2026

- Hypothèses Valorisation
  - Hypothèses Valorisation Fuel
    - Utilisation du HFO 3500 dans les centrales de Limbé, Dibamba, Logbaba et Oyomabang ;
    - Prix Unitaire HFO 3500 à Limbé : PU = 531,6F/L. Charge Transport Dibamba et Logbaba: 8F/L et 32F/L Oyomabang ;
    - Prix Unitaire LFO : Moyenne des prix unitaire CSPH enregistré entre Avril 2025 et Septembre 2025 ;
    - Consommation spécifique fuel :
      - ✓ Considération des moyennes des consommations spécifiques enregistrées entre Janvier 2024 et Septembre 2025.
      - ✓ Et Prise en compte des actions de maintenances 2026 devant améliorer la performance 2026 des centrales.
  - Les Achats d'Energies
    - Centrale hydroélectrique de Nachtigal « NHPC » : Considération d'une capacité globale démontrée de 412 MW ;
    - Centrales thermique Globeleq (DPDC et KPDC) : Pas de deemed en 2026.

### 5. Coût du dispatch

Au regard du niveau de réalisation des hypothèses sus-évoqués, le coût global du dispatch de l'exercice 2026, sous réserve des diligences régulateurs ultérieures, se présente dans le tableau suivant.

|                                                                                        | Projection<br>Initiale<br>2025 | Projection<br>Réajustée<br>2025 | Projection<br>2026 | Variation 2026<br>%<br>Projection<br>Réajustée<br>2025 | Variation 2026<br>%<br>Projection initiale<br>2025 |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| MFCFA                                                                                  |                                |                                 |                    |                                                        |                                                    |
| <b>F Charges de combustible</b>                                                        |                                |                                 |                    |                                                        |                                                    |
| RIS                                                                                    | 20 850                         | 20 502                          | 20 012             | -491                                                   | -838                                               |
| RIN                                                                                    | 17 386                         | 19 076                          | 45 893             | 26 817                                                 | 28 507                                             |
| Centrales Isolées                                                                      | 9 789                          | 10 469                          | 10 729             | 260                                                    | 940                                                |
| <b>Total Charges de combustible</b>                                                    | <b>48 025</b>                  | <b>50 048</b>                   | <b>76 634</b>      | <b>26 587</b>                                          | <b>28 609</b>                                      |
| <b>Services du secteur électrique<br/>(charges de transport et de<br/>droit d'eau)</b> | <b>62 087</b>                  | <b>61 382</b>                   | <b>61 742</b>      | <b>360</b>                                             | <b>-344</b>                                        |
| Achat d'énergie Memve'ele                                                              | 10 784                         | 17 136                          | 15 613             | -1 523                                                 | 4 829                                              |
| Achats d'énergie autre IPPs                                                            | 228 091                        | 224 243                         | 239 132            | 14 889                                                 | 11 041                                             |
| <b>Total Achat d'Energie</b>                                                           | <b>238 874</b>                 | <b>241 379</b>                  | <b>316 487</b>     | <b>75 108</b>                                          | <b>77 613</b>                                      |
| <b>Total Coût du Dispatch</b>                                                          | <b>348 986</b>                 | <b>352 809</b>                  | <b>393 122</b>     | <b>40 313</b>                                          | <b>44 136</b>                                      |

Les coûts prévisionnels du dispatch 2026 issus des hypothèses susmentionnées, sous réserve des diligences réglementaires ultérieures, connaissent une augmentation globale de 11,4% par rapport à 2025 portée principalement par :

- Une hausse de 44,5% de coûts de combustibles justifiée par une hausse +140,6% dans le RIN conséquent au non remplissage de Lagdo et une hausse de la demande ;
- Une hausse de 5,5% d'achat d'énergie portée par : (i) disponibilité à plein pot de Nachtigal (ii) aucun deemed projetée à KPDC et DPDC (iii) Mise En Service de Release2

## 6. Hypothèses contractuelles de détermination de revenu de la période quinquennale (2021-2025).

Sous réserve des travaux ultérieurs de réajustement des conditions tarifaires tarifaire pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030), celles en vigueur se déclinent comme suit:

- l'utilisation de la nouvelle formule tarifaire contenue dans l'avenant N°2 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 (la longueur de lignes, le nombre de client, la capacité disponible et la capacité installée) par nature de charge à un montant indexé de FCFA 107,659 milliards ;
- le Coût Moyen Pondéré du Capital d'ENEO (WACC) à 15,2995%;

- l'utilisation d'un rendement de distribution régulateur de 79,50% pour l'exercice 2026 sous réserve des travaux de réajustement des conditions tarifaires pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030) ;
- l'utilisation d'un rendement de distribution pour les clients avec un départ dédié pour l'exercice 2026 sous réserve des résultats des travaux d'affinage relatifs à la séparation des rendements MT et BT, dans le cadre des travaux de réajustement des conditions tarifaires pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030).
- la prise en compte des énergies régulatrices MT et BT pour 5 012 GWh, sous réserves des vérifications contradictoires et sur la base des Bilans Energétiques Mensuels qui seront cosignés par les différents acteurs ;

Sur la base des hypothèses sus évoquées, le Revenu Maximum Autorisé (Moyenne Tension et Basse Tension) projeté en 2026 s'élève à un montant de **482 709 323 634 FCFA (quatre cent quatre-vingt-deux milliards sept cent neuf millions trois cent vingt-trois mille six cent trente-quatre franc)** pour un tarif perçu de **85,23 FCFA/kWh** et un tarif moyen calculé et projeté de **96,31 FCFA/kWh**. La compensation tarifaire globale prévisionnelle qui en résulte est estimée à **55 520 420 705 FCFA (cinquante-cinq milliards cinq cent vingt millions quatre cent vingt mille sept cent cinq francs)** répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de Memve'ele et Lom Pangar au titre de l'exercice 2026 d'un montant de **15 612 834 311 FCFA (quinze milliards six cent douze millions huit cent trente-quatre mille trois cent onze francs)** ;
- une compensation tarifaire de l'exercice 2026 pour ENEO d'un montant de **39 907 586 394 FCFA (trente-neuf milliards neuf cent sept millions cinq cent quatre-vingt-six mille trois cent quatre-vingt-quatorze francs)**.

**Copies :**

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



Le Directeur Général

*Signature*  
**Jean Pascal Nkomo**