REPUBLIQUE DU CAMEROUN

Paix-Travail-Patrie

_____

Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité

ARSEL

Electricity Sector Regulatory Agency

REPUBLIC OF CAMEROON

Peace-Work-Fatherland

_____

Suivi des Indicateurs de performance Transport et Gestion du Réseau de Transport 2025

Table des matières

Introduction 3
Suivi de l'équilibre offre demande et des bilans énergétiques 3
Ateliers d'optimisation du dispatch 2025 3
Bilans énergétiques 6
Production 6
Transport 7
Rendement de transport 8
Taux de charge des transformateurs 8
Le facteur de puissance 9

Introduction

Au cours de l'exercice 2025, les actions de régulation technique menées par l'ARSEL se sont articulées autour des axes suivants :

- Suivi de l'équilibre offre-demande et des bilans énergétiques : analyse régulière de la disponibilité des capacités de production et de la consommation nationale afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement.
- Suivi de la performance technique des opérateurs : contrôle des indicateurs de qualité de service, des pertes techniques et de la fiabilité des réseaux.
- Suivi des investissements et des projets de développement : évaluation de la mise en œuvre des projets structurants, vérification de la conformité des investissements aux plans de développement du secteur.
- Autres activités techniques : interventions transversales visant à renforcer la supervision, l'innovation et l'amélioration continue des infrastructures électriques.

Suivi de l'équilibre offre demande et des bilans énergétiques

Dans le cadre du suivi de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, l'ARSEL conduit, l'atelier consacré à l'optimisation du Dispatch réunissant l'ensemble des acteurs du secteur de l'électricité et a participé aux ateliers de validation mensuel des bilans énergétiques des énergies injectées et soutirées sur le réseau national ainsi qu'à la validation des émissions en distribution.

Ateliers d'optimisation du dispatch 2025

Les travaux ont consisté à : (i) l'élaboration du dispatch prévisionnel fondé sur des hypothèses validées, (i) l'analyse des réalisations au regard des prévisions, et (iii) l'actualisation des hypothèses de dispatch en cas de variation significative de paramètre.

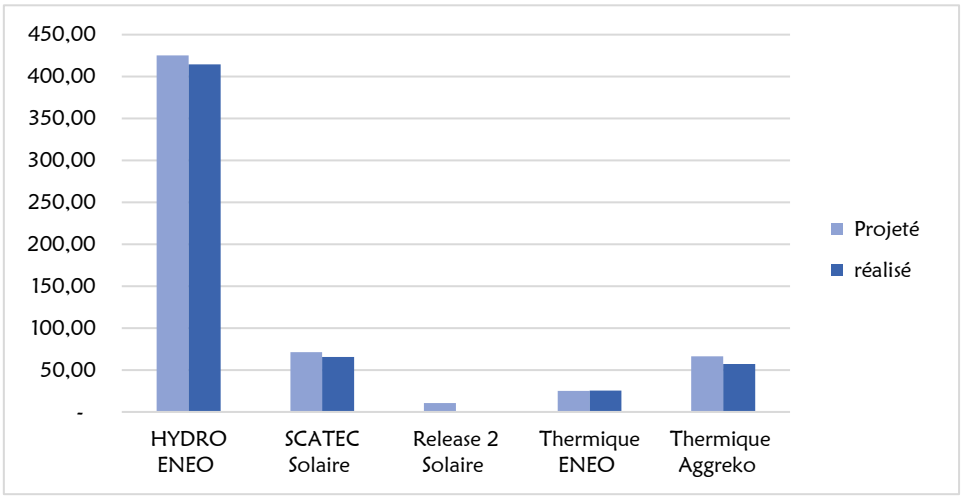
Les résultats des travaux sont inscrits dans les graphes ci-dessus

Figure 1: Prévision Vs réalisation du Dispatch 2025 dans le RIS (GWh)



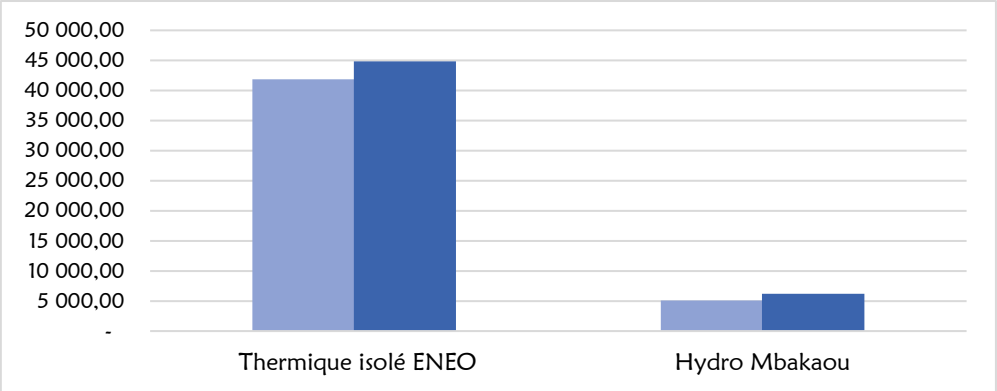
- la baisse de la production de Nachtigal (**-28%**) par rapport aux prévisions, due aux contraintes hydrologiques et "deemed" des centrales de KPDC et de DPDC ainsi qu'au non-respect du planning des maintenances des groupes de KPDC ayant atteint les 72 000 heures qui a eu pour conséquence une sollicitation accrue des centrales de Songloulou **(+43%)** et Memve'ele **(+129%)** ;
- les difficultés d'approvisionnement en combustible dues aux tensions de trésorerie ainsi que le décalage dans le retrait de la ligne 90 kV Logbaba – Mangombè a entraîné une baisse de la sollicitation des centrales thermiques ENEO **(-45%)**.

Figure 2: Prévisions Vs réalisation du Dispatch RIN (GWh)



- la mise en service du projet solaire release 2 de Maroua et Guider a été reporté en 2026 ;

Figure 3: Prévision Vs réalisation dans les centrales isolées



On constate une augmentation globale de la production **(+9%)** par rapport aux prévisions dans les centrales isolées. Ce qui traduit une augmentation de la demande.

Tableau 1:: Volumes d'achats d'énergie 2025

	Projeté	Réalisé	écart
NHPC	2 860,33	2 070,68	**-28%**
KPDC	1 031,24	559,67	**-46%**
DPDC	77,41	19,68	**-75%**
Memv'ele	243,41	557,00	**129%**
Lom Pangar	96,69	58,01	**-40%**
Mekin	4,40	-	**-100%**
Aggreko	66,35	57,34	**-14%**
SCATEC Solaire	71,37	65,70	**-8%**
Release 2 Solaire	10,76	-	**-100%**
Mbakaou	5,07	6,21	**23%**
Total	**4 467,03**	**3 394,30**	**-24%**

- une baisse globale de (– **24 %**) sur les volumes d'achat d'énergie projetés notamment des centrales de NHPC, KPDC et DPDC pour les raisons données un peu plus haut.
- le volume important d'achat d'énergie enregistré à Memve'ele en 2025 démontre son rôle central dans la mitigation des effets dus à la faible hydraulicité sur le bassin de la SANAGA.

Tableau 2: Volume de combustible 2025

		Volume combustible			Coût du combustible (en Milliards de FCFA)		
	Types combustibles	Projeté	Réalisé	Ecart	Projeté	Réalisé	Ecart
RIS	HFO (kg)	40 216 451	374 126	**-99%**	20 850	18 262,46	-12%
	LFO (litres)	4 290 515	22 519 240	425%			
RIN	LFO (litres)	23 501 792	21 789 950	-7%	17 386	17 475,54	1%
Centrales isolées	LFO (litres)	11 972 900	12 901 250	8%	9 789	10 346,80	6%
	Total LFO (litres)	39 765 207	57 210 440	**44%**			
Total		**79 981 658**	**57 584 566**	**-28%**	**48 025**	**46 085**	**-4%**

Du tableau ci-dessus, il ressort une baisse globale du volume de combustible **(-28%)** par rapport aux prévisions 2025. Celle-ci est principalement due aux difficultés d'approvisionnement en HFO du fait des tensions de trésorerie rencontrées par ENEO. Dans le même temps, cette diminution du volume de combustible n'est pas perceptible au niveau du coût, où on n'observe qu'une diminution de **(-4%)** par rapport à la prévision. Il est important de noter qu'une utilisation du HFO 3500 aurait induit un gain d'environ **4,5 milliards de FCFA.**

Bilans énergétiques

Les travaux ont consisté à la validation mensuelle des bilans énergétiques des énergies injectées et soutirées sur le réseau national en présence de tous les opérateurs et la validation des émissions en distribution avec l'équipe de ENEO. Les informations suivantes présentent les résultats des travaux menés.

Production

Le traitement des données collectées avec Power BI ressort une puissance installée de 2033 MW dont 1003 MW pour ENEO et 1030 MW pour les IPPs pour une énergie totale de produite de **8 119 916,129 MWh** en 2025. Les figures ci-après illustrent les taux correspondants par source primaire, propriétaire, type de centrale et mix énergétique produit.

Figure 4: Puissance installée par source primaire

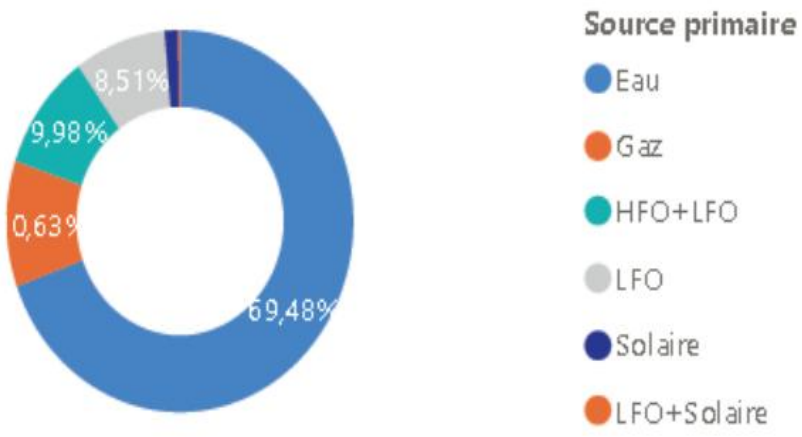
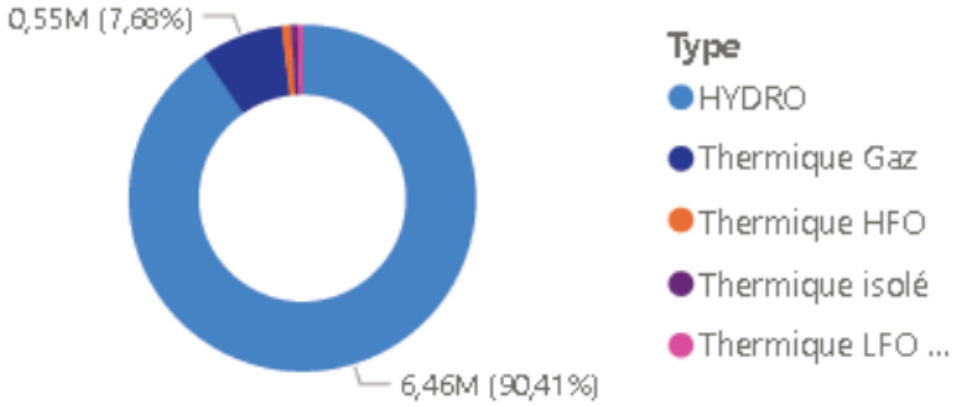


Figure 5: Puissance installée par type de centrale



Des illustrations ci-dessous, il faut retenir que l'eau est la source primaire la plus exploitée, la centrale hydroélectrique de Nachtigal porte la plus grande part dans la production de l'énergie électrique à base de l'eau qui est aussi un producteur indépendant qui alimente le plus grand réseau interconnecté notamment celui du Sud.

Transport

Conformément aux dispositions des Contrats d'Accès au Réseau de Transport (CART), se tient chaque mois la validation du bilan énergétique transport entre la SONATREL et les Utilisateurs du Réseau de Transport notamment pour justifier les factures mensuelles émises par les opérateurs à l'endroit de leurs clients. L'ARSEL y participe en tant qu'observateur afin de s'assurer du bon déroulement du processus.

- **Energies injections/soutirées sur le réseau de transport**

Les données issues de ces validations ont permis au Régulateur de disposer d'informations fiables relatives au volume d'énergies injectées et soutirées sur le réseau de transport en 2025 présentées dans le tableau suivant :

Tableau 3: énergies injectées et soutirées en 2025 sur le réseau de transport

	Energies injectées (MWh)			Energies soutirées (MWh)		
		2024	2025		2024	2025
RIS	Injection ENEO	4 026 660.58	3 654 360.06	Soutirage ENEO	5 687 579.13	5 946 218.55
	Injection Producteurs Indépendant (IPP)	2 492 612.63	3 240 503.13	Soutirage Clients HT	462 502.74	561 285.78
				IPPs	6 851.13	9 462.89
	Total RIS	**6 519 273.21**	**6 894 864.19**		**6 156 933.00**	**6 516 967.22**
RIN	Injection ENEO	395 731.15	417 003.89	Soutirage ENEO	377 836.90	399 522.00
	Total RIN	**395 731.15**	**417 003.89**		**377 836.90**	**399 522.00**
TOTAL (RIS+RIN)		**6 915 004.36**	**7 311 867.08**		**6 534 769.90**	**6 916 489.22**

- Le secteur affiche une dynamique positive avec une augmentation de **5,7 %** des énergies injectées au total (passant de 6,91 à 7,31 TWh). Cette hausse de l'offre est alignée sur la progression de la demande (soutirages), qui croît de **5,8 %** ;
- On observe un changement structurel majeur dans le Réseau Interconnecté Sud (RIS) :
    - Diminution des injections issues des centrales ENEO chutent de **9,2 %.**
    - les IPPs représentent désormais près de **47 %** de l'injection totale du RIS, contre 38 % en 2024.
- Le RIN connaît une croissance plus linéaire et équilibrée de **5,4 %**, tant en injection qu'en soutirage. Contrairement au Sud, le Nord reste exclusivement dépendant des injections ENEO.

Source : PVs des bilans énergétiques transport 2025.

- **Signature du Contrat d'Accès au Réseau (CART) entre la SONATREL et le Groupe PROMETAL**

Le secteur a été marqué par la mutation du groupe **Prometal** du régime Moyenne Tension (MT) vers la **Haute Tension (HT)**. Cette transition a été formalisée par la signature du Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART) avec la **SONATREL** pour l'alimentation des usines PROMETAL 3 et 4. Ce raccordement, soutenu par la mise en service d'un transformateur dédié de **50 MVA** au poste de **Logbaba**, permet de sécuriser l'approvisionnement énergétique du groupe et de booster significativement la production sidérurgique nationale.

Rendement de transport

L'analyse de l'efficacité du transport électrique montre une légère dégradation du rendement global, qui passe de **95,00** % en 2024 à **94,60 %** en 2025.

Taux de charge des transformateurs

Pour garantir un fonctionnement sûr et durable des transformateurs de puissance, le taux de charge ne doit pas excéder 80 % en régime normal. En deçà de ce seuil, la marge thermique permet d'absorber les pointes de charge sans dépasser la température limite de l'isolation. Au-delà de 80 %, l'augmentation des pertes Joule accélère le vieillissement de l'isolation cellulosique et de l'huile, réduisant drastiquement la durée de vie du transformateur. De plus, un taux de charge excessif dégrade le rendement, augmente les risques de claquage diélectrique en cas de défaut externe, et peut conduire à un emballement thermique. **Le maintien d'un taux inférieur à 80 % constitue donc une règle d'or de l'ingénierie électrique, reprise dans les normes internationales (CEI 60076).**

Suivre les transformateurs ayant un taux de charge supérieur à 85% (> 85 %) permet de **cibler les équipements déjà en situation de surcharge avérée**, justifiant des actions correctives immédiates.

Tableau 4: Taux de charge des transformateurs

Transformateur	Max annuel	Nb mois > 85 %	Nb mois > 95 %	Statut
Ahala II	90 %	8	0	Alerte
Kondengui	94 %	9	0	Alerte
Ngousso N°3(90/15 kV)	99 %	10	6	Critique
Logbaba N°1 (225/90 kV)	124 %	8	5	Critique
Logbaba N°2 (225/90 kV)	112 %	7	4	Critique
Oyomabang N°2	100,5 %	4	1	Critique
Makepe N°1 (90/15 kV)	101,3 %	9	1	Critique
Bekoko (90/30 kV)	101,7 %	10	2	Critique
Guider (90/30 kV)	135,9 %	7	4	Critique
Nkongsamba 90/30 kV	106,8 %	6	2	Critique

Il convient également de noter que certains transformateurs, comme ceux de Nsimalen (90/15 kV) et d'Ebolowa (Djop) (225/90 kV et 90/30 kV), présentent des taux de charge relativement bas, inférieurs à 30 % et à 15 % respectivement tout au long de l'année 2025. Bien que cette situation ne constitue pas un risque immédiat pour la sécurité du réseau, elle interroge sur l'adéquation entre la capacité installée et les besoins réels de transport dans ces zones. Une sous-utilisation prolongée peut en effet générer des coûts d'investissement et d'entretien difficilement justifiables.

Le facteur de puissance

Au poste de Guider, le facteur de puissance est descendu jusqu'à 0,56 en mai 2025 et est resté systématiquement inférieur à 0,75 sur plusieurs mois, ce qui démontre un excès de puissance réactive non compensé. Pour y remédier, il est impératif d'installer des batteries de condensateurs ou de réviser le réglage des compensateurs existants le cas échéant.

Le facteur de puissance d'un poste source doit impérativement être maintenu à 0,9 minimum, car en dessous de ce seuil, l'augmentation de la puissance réactive circulante accroît les pertes Joule en ligne (proportionnellement au carré du courant), réduit la capacité de transport utile du réseau (en saturant les transformateurs et les lignes par de l'énergie réactive non productive) et dégrade la stabilité de la tension aux extrémités des feeders, ce qui peut conduire à des défaillances prématurées des équipements et à une qualité de fourniture non conforme aux normes.

- **Les pertes actives des lignes HT**

L'analyse des pertes lignes actives pour l'année 2025 révèle plusieurs liaisons présentant des taux anormalement élevés, bien au-delà des seuils techniques admissibles (fixés à 5 %). À titre d'exemple, la liaison **L90kV Logbaba – Bassa 1** a enregistré des pertes de **10 258 MWh en mai (14,7 %)** et de **22 326 MWh en novembre (44,7 %)**. De même, la liaison **L90kV Garoua – Guider** a affiché des pertes comprises entre **8,2 % et 18,9 %** sur six mois consécutifs. Ces écarts, confirmés par les relevés mensuels, traduisent soit des défauts physiques sur les lignes (sous-dimensionnement, vétusté, mauvais état des conducteurs), soit des erreurs systématiques de mesure (compteurs non synchronisés,

dérives d'étalonnage). Face à cette situation, le Régulateur a recommandé à l'opérateur :

- **d'auditer les chaînes de mesure** sur les liaisons critiques (Logbaba – Bassa 1, Garoua – Guider, Bekoko – Nkongsamba 1) ;
- **d'engager un programme de révision ou de remplacement des compteurs défaillants** ;
- **de réaliser une étude technique des lignes à pertes structurellement élevées** pour identifier d'éventuels renforcements nécessaires.

Source : Bilans énergétiques 2025.

- ***Lignes de transport en vue de l'évacuation de l'énergie de Nachtigal vers la région du Littoral***

Ligne 400 kV Nkolkoumou – Edéa (Béon) : Considérée comme la "nouvelle autoroute électrique" du pays avec une capacité de transit de 1 500 MW. Elle est cruciale pour l'évacuation de l'énergie produite par le barrage de Nachtigal. Les travaux présentent un taux d'avancement global d'environ 65 % à 66 % selon les derniers rapports.

Les autres ouvrages en construction sont les suivants :

- poste de 225/90/30 kV de Missolè ;
- ligne 225 kV Beon – Missolè -Piti Dibamba – Ngodi Bakoko ;
- 01 travée 225kV au poste de Ngodi Bakoko avec installation d'un banc transformateurs 3*60MVA



Ligne 400 kV Nkolkoumou – Edéa (Béon)

- ***Ligne 90 kV Ngousso - Nyom II***

Ce projet s'inscrit dans le cadre du bouclage de la ville de Yaoundé pour sécuriser l'alimentation de la capitale et décongestionner la ligne 90 kV Oyomabang - Ngousso.

La ligne a été mise en service au mois de novembre. L'objectif à terme sera de terminer la boucle 90 kV (Ahala - Nkolanga - Kondengui - Ngousso - Oyomabang - Ahala) pour stabiliser la tension dans les quartiers Nord et Est de Yaoundé.

a. Contrôle physique des immobilisations des opérateurs

i. *Inventaire physique des transformateurs de la SONATREL*

Les équipes de l'ARSEL et de la SONATREL ont procédé à un inventaire physique des transformateurs HTB du parc SONATREL en vue de la mise à jour du fichier des immobilisations de la SONATREL. Le tableau suivant présente une synthèse des résultats obtenus.

Transformateurs inventoriés sur le RIS	107
En service : 225/90/30/15 kV – 60/50/40/35/25/20/10 MVA	76
En réserve : 225/110/90/30/15 kV – 60/50/40/35/10 MVA	18
En panne : 225/90/30/15 kV – 50/35 MVA	06
A déclasser : 90/30/15 kV – 50/35/20 MVA	07



Transformateurs 225/90/15kV-60*3 MVA de Logbaba

Transformateurs inventoriés sur le RIN	15
En service : 225/110/90/30/15 kV – 50/35 MVA	07
En réserve : 110/90/30/15 kV – 20/10 MVA	06
En panne : 110/15 kV – 20 MVA	01
A déclasser : 90/15 kV – 20 MVA	01



Transformateur 90/30/15 kV-20MVA de Maroua

Source : rapport de mission conjoint ARSEL/SONATREL 2025.

ii. *Rétrocessions des ouvrages*

a. ligne 2*225kV Nachtigal-Nyom

L'ARSEL a participé aux inspections contradictoires de pré-transfert de la ligne de transmission 2x225 kV Nachtigal – Nyom II, élément clé de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal-Amont.

Accompagnée des équipes du MINEE, de la SONATREL et de NHPC, la commission d'inspection avait initialement relevé plusieurs anomalies techniques et des difficultés d'accès, notamment des isolateurs défectueux. Une remise en état complète avait été exigée à NHPC avant le 31 juillet 2025 afin de garantir la conformité et la sécurité de l'ouvrage.

Conformément aux exigences, NHPC a procédé aux corrections nécessaires avant la fin de l'année 2025. À ce jour, les ouvrages ont été officiellement rétrocédés à la SONATREL, qui en assure désormais l'exploitation et le suivi technique opérationnel.



Ligne 2*225kV Nachtigal – Nyom II