



**ÉVALUER L'APPROCHE ACTUELLE POUR LA PLANIFICATION
ET LA MISE EN ŒUVRE DE L'EXPANSION DU SECTEUR DE
L'ÉLECTRICITÉ AU CAMEROUN**

ET

**PROPOSER DES AMÉLIORATIONS BASÉES SUR LES
MEILLEURES PRATIQUES EN EXPÉRIENCE INTERNATIONALE
SUR DES PAYS AVEC UNE DEMANDE CROISSANTE**

Barthélémy TSALA, Ph.D

Senior Consultant - Electricity Markets Integration Specialist

THE WORLD BANK GROUP

Table of Contents

Résumé Exécutif	5
1. Introduction et Contexte du Projet	8
2. Méthodologie et Approche	10
1. Partie I: Evaluation de l'Approche Actuelle de la Planification et la Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité au Cameroun	11
2. Partie II : Fournir une Analyse des Ecart avec les Meilleures Pratiques en Expérience Internationale en Matière de Planification et de Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité dans les Pays ayant une Demande Croissante en Electricité:	
3. Partie III : Améliorations Proposées à l'Approche Actuelle au Cameroun	11
3. Résultats - Partie I: Evaluation de l'Approche Actuelle pour la Planification et la Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité au Cameroun	13
1. Planification de Système d'Énergie: Fondement de la Construction d'un Réseau Moderne	13
2. Aperçu du Réseau Electrique au Cameroun	14
3. Cadre Institutionnel et Opérationnel du Secteur de l'Electricité au Cameroun	18
4. Planification et Mise en Œuvre du Secteur de l'Electricité au Cameroun	22
1. <i>Planification des Ressources Hydroélectriques sur le Fleuve Sanaga</i>	26
2. <i>Intégration de l'Hydroélectricité de Natchigal dans le Réseau et Investissement dans la Distribution pour Répondre à la Demande Industrielle Croissante</i>	29
3. <i>Coordination entre les Fonctions de Production, de Transport et de Distribution</i>	30
i. Fonction de Production	30
a) Production en Réseaux Interconnectés	31
b) Petite Centrale Hydroélectrique et Energie Renouvelable Variable	33
c) Electrification Hors Réseau et Rurale	37
ii. Gestion en Approvisionnement de Combustible Thermique et en Eau.....	40
iii. Fonctions de Transport et de Distribution.....	42
4. <i>Accords de Concession entre ENEO, IPPs et le Gouvernement</i>	47
5. <i>Mécanismes de Surveillance et Système d'Information Concernant la Performance Financière et Opérationnelle</i>	49

6. Dispatching et Procédures d'Ordre de Mérite	52
7. Code Réseau et Charges Applicables	53
i. Performance Financière des Services de Distribution	54
8. Stratégie d'Hybridation de la Production d'Energie Solaire et Hydroélectrique	56
9. Autres Défis Structurels	56
4. Résultats - Partie II: Meilleures Pratiques de l'Expérience Internationale en Matière de Planification et de Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité dans les Pays à Demande Croissante en Electricité	13
1. Ghana.....	59
2. Brésil.....	64
5. Résultats - Partie III: Propositions d'Améliorations de l'Approche Actuelle de Planification du Secteur de l'Electricité au Cameroun	71
1. Recommandations	72
1. Maintenance des Ouvrages de Production	72
2. Maintenance des Ouvrages de Transport et de Distribution	72
3. Gestion de Mise en Indisponibilité des Ouvrages	72
4. Gestion de l'Approvisionnement en Eau	73
5. Gestion de l'Approvisionnement en Combustible Thermique	73
6. Prévision de la Demande	73
7. Expansion de l'Infrastructure SCADA, AGC et Energy Management System	74
8. Système de Monitoring des Lignes de Transport	74
9. Bilan de l'Energie et Données sur la Performance du Secteur	74
10. Gestion Nationale des Réservoirs d'Eau	75
11. Amélioration du Code Réseau	76
12. Renforcements des Ouvrages de Transport et de Distribution	76
i. Renforcements des Interconnexions RIE et RIS	76
ii. Interconnexion RIS-RIN et PIRECT	77
13. Electrification Hors-Réseau et Rurale: Harmonisation and Développement Economique des Communautés	77
14. Sécurité des Infrastructures	78

15. Amélioration de la Collecte des Recettes, Gestion de la Consommation Publique, et Numérisation Intelligente de la Distribution	78
16. Stabilité Financière du Secteur	79
17. Hybridation Hydroélectrique-Solaire	80
18. Planification du Secteur de l'Electricité à Travers un Cadre Intégré et Coordonné	80
19. Renforcement des Capacités	83

Historique des Révisions du Document

<u>Numéro de Révision</u>	<u>Date de Révision</u>	<u>Nature De la Révision</u>
1	21 Mars 2024	Mise à jour effectuée suite aux échanges et observations du Clients lors de l'atelier de restitution
2	28 Mars 2024	Mise à jour pour concordance entre les versions anglaise et française

1. Résumé Exécutif

Le secteur de l'électricité au Cameroun est en évolution depuis les trois dernières décennies, avec la réforme la plus récente en 2011 par laquelle les fonctions de production, de transport et de distribution ont été dégroupées. Ce changement dans le modèle de marché de l'électricité est passé d'un modèle de marché verticalement intégré à un modèle d'acheteur unique. Naturellement, le cadre d'évaluation de la planification du secteur de l'électricité devait lui aussi évoluer en conséquence.

Le développement du secteur de l'électricité au Cameroun est conçu sous deux angles : le développement de projets en réseau interconnectés pour l'infrastructure électrique centralisée et le développement de projets hors réseau et ruraux visant à fournir un accès à l'électricité aux communautés éloignées du réseau. Suite à l'adoption de la réforme de la loi sur l'électricité en 2011, le GoC a élaboré un plan directeur national de l'électricité connu sous le nom de PDSE2030, qui a été produit en 2014. L'objectif principal du PDSE2030 était de fournir au GoC une feuille de route d'investissement dans la production d'électricité, de transport et de distribution pour soutenir le développement économique du pays sur l'horizon de planification 2014-2035. Le plan a ensuite été soutenu par des initiatives supplémentaires, notamment sous la forme d'un plan directeur d'électrification rurale élaboré en 2016 dans le but de fournir une feuille de route pour l'électrification rurale, et une stratégie nationale de développement élaborée en 2020 articulant la vision du gouvernement pour le secteur de l'énergie sur la période 2020-2030.

Cependant, le pays a connu des difficultés économiques qui ont compromis la réalisation des attentes économiques, d'un taux de croissance optimiste attendu de 6,05 % du PIB sur la période 2014-2023 à une moyenne réelle de 3,87 % sur la même période. L'une des conséquences de ces tensions économiques a été que la feuille de route d'investissements dans les infrastructures électriques retenue et telle que prévue n'a pas pu être mise en œuvre en temps opportun comme prévu. Les retards dans les projets de production et le non-respect des programmes de maintenance des infrastructures ont conduit le secteur de l'énergie à une crise d'insuffisance des ressources et à une fiabilité des infrastructures défaillante, alors que le pays continue de faire face à une demande croissante. Structurellement et tout au long de cette période, il n'y a eu aucune révision formelle des normes ni aucune mise à jour du plan directeur à la lumière de l'environnement modifié. Sur le plan opérationnel, les performances de l'infrastructure vieillissante se sont dégradées, entraînant une mauvaise qualité de service en raison de graves pannes de courant et d'une fiabilité de service instable, obligeant le gouvernement à adopter des mesures correctives temporaires parfois non optimales et coûteuses. Tout cela s'est produit dans le contexte

d'une réglementation tarifaire subventionnée qui, associée à une dette accrue pour le service des services publics, a créé un risque de durabilité pour le secteur.

Conscient de ces défis et malgré ce contexte difficile, le GoC a néanmoins travaillé pour remédier à la situation avec des initiatives telles que l'adéquation des ressources d'approvisionnement sous la forme du développement du projet hydroélectrique de Natchigal, certains programmes de renforcement des réseaux et récemment avec l'élaboration d'un réseau plan de relance à court terme du secteur de l'électricité estimé à 820 milliards de FCFA. Bien qu'encourageantes, ces initiatives n'ont pas encore abordé la question de savoir pourquoi et comment un examen systématique de l'approche de planification du secteur électrique dans le pays est nécessaire.

Au cours de nos travaux, une évaluation de l'approche actuelle de planification sectorielle et de ses implications a été réalisée pour plusieurs domaines d'activité du secteur de l'électricité au Cameroun. Ces domaines sont : la planification des ressources hydroélectriques sur la rivière Sanaga, l'intégration de l'hydroélectricité de Natchigal dans le réseau, la coordination entre les fonctions de production, de transport et de distribution, les accords de concession entre le gouvernement et l'acheteur et compagnie de distribution, les mécanismes de surveillance et systèmes d'information concernant les performances des services publics, le code du réseau et les tarifs, les procédures dispatching d'ordre de mérite et les stratégies d'hybridation.

A travers notre évaluation, des opportunités d'amélioration ont été identifiées et transformées en recommandations à considérer en complément d'un programme d'amélioration déjà existant, tout en renforçant les fondements du processus de prise de décision. Cette base solide, lorsqu'elle est incluse dans une approche intégrée systématique, aura en fin de compte un impact positif sur la performance opérationnelle et financière du secteur, comme le démontrent les meilleures pratiques présentées dans ce rapport.

Les recommandations décrites au chapitre 5 de ce rapport sont énumérées ci-dessous. Chacune entend améliorer le cadre opérationnel du secteur autant que son aspect institutionnel. Ces perspectives combinées offrent un environnement de planification stratégique plus efficace.

Recommandations	Impact	Implémentation
<i>Maintenance des Ouvrages de Production</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Maintenance des Ouvrages de Transport et de Distribution</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Gestion de Mise en Indisponibilité des Ouvrages</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Gestion de l'Approvisionnement en Eau</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Moyen Terme</i>
<i>Gestion de l'Approvisionnement en Combustible Thermique</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Moyen Terme</i>
<i>Prévision de la Demande</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Moyen Terme</i>

<i>Expansion de l'Infrastructure SCADA, AGC et Energy Management System</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Système de Monitoring des Lignes de Transport</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Bilan de l'Energie et Données sur la Performance du Secteur</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Moyen Terme</i>
<i>Gestion Nationale des Réservoirs d'Eau</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Long Terme</i>
<i>Amélioration du Code Réseau</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Moyen Terme</i>
<i>Renforcements des Ouvrages de Transport et de Distribution</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Electrification Hors-Réseau et Rurale: Harmonisation et Développement Economique des Communautés</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Immédiat / Moyen Terme</i>
<i>Sécurité des Infrastructures</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Amélioration de la Collecte des Recettes, Gestion de la Consommation Publique, et Numérisation Intelligente de la Distribution</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Stabilité Financière du Secteur</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Immédiat</i>
<i>Hybridation Hydroelectrique-Solaire</i>	<i>Opérationnel</i>	<i>Long Terme</i>
<i>Planification du Secteur de l'Electricité à Travers un Cadre Intégré et Coordonné</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Moyen Terme</i>
<i>Renforcement des Capacités</i>	<i>Institutionnel</i>	<i>Moyen Terme</i>

Table 1: Liste des Recommandations

Notons aussi que le calendrier de mise en œuvre indiqué dans le tableau 1 est fourni à titre indicatif.

En conclusion, les recommandations fournies dans ce rapport reflètent un secteur de l'électricité en développement qui peut, avec la prise en compte du plan de relance du gouvernement pour le secteur et sa mise en œuvre articulée, transformer son architecture en réseau et hors réseau en un réseau moderne pour répondre à la demande croissante du pays, depuis la planification jusqu'à l'exploitation des systèmes et à la performance financière.

1. Introduction et Contexte du Projet

Au cours des vingt dernières années, le gouvernement du Cameroun (**GoC**) a mené une série de réformes structurelles pour améliorer l'efficacité du secteur et attirer les investissements privés dans le secteur de l'électricité. Malgré ces efforts de réforme et l'énorme potentiel hydroélectrique, des défis importants subsistent dans le secteur de l'énergie, tels qu'une planification inadéquate avec des taux d'accès inégaux liés à des infrastructures de distribution et de transport insuffisantes. Le taux d'accès à l'électricité au Cameroun s'élève à 65 pour cent avec des disparités importantes entre les zones urbaines (94%) et rurales (25%). La Stratégie Nationale de Développement-30 élaborée par le Ministère de la Planification Économique et du Développement Territorial (MINEPAT) fixe un objectif d'accès de 80% d'ici 2025 dans le but de parvenir à l'électrification universelle d'ici 2030.

Grâce à son engagement continu, la Banque mondiale vise à soutenir la préparation d'outils de planification essentiels pour le secteur afin de soutenir le développement du secteur de l'électricité et de répondre à la demande future, conformément aux meilleures pratiques internationales. À la lumière des graves lacunes dans la mise en œuvre de l'expansion du secteur électrique, la Banque mondiale entreprend une évaluation en amont de l'approche actuelle de planification et de mise en œuvre de l'expansion du secteur électrique au Cameroun.

Dans les années 1990s et dans la première moitié du XXIe siècle, plusieurs pays d'Amérique latine et d'autres régions ont mené des réformes globales dans le secteur de l'électricité. Dans tous ces cas, le principal moteur de la réforme a été une profonde crise opérationnelle et financière dans le secteur de l'électricité. La réforme mise en œuvre était une réforme axée sur le marché, basée sur la séparation des rôles d'élaboration des politiques, de réglementation et de fourniture de services électriques, la séparation de la production, du transport et de la distribution, l'établissement d'un marché de gros compétitif et la participation privée comme principaux instruments pour accroître l'efficacité énergétique, garantir une alimentation électrique suffisante et fiable et améliorer la situation budgétaire du gouvernement.

Les entreprises publiques ont été restructurées et privatisées ou capitalisées, les prix de production ont été déréglementés et un marché au comptant de l'énergie a été créé pour promouvoir la concurrence entre les parties prenantes, ainsi que des institutions indépendantes chargées de la réglementation et de la surveillance du secteur et de l'administration du marché. Le ministère du secteur est resté responsable de l'élaboration des politiques.

Cette première réforme orientée vers le marché a globalement réussi à améliorer les performances des compagnies d'électricité, notamment en termes de qualité des services fournis aux consommateurs existants. Tous les cas de réussite ont été caractérisés par

l'amélioration durable des performances opérationnelles et le rétablissement de la viabilité financière des sociétés de distribution historiques. Toutefois, des résultats mitigés ont été observés en ce qui concerne l'expansion de la capacité de production et de transport installée. Même dans les cas de réussite, les promoteurs privés n'ont pas reçu les bons signaux pour une expansion à long terme de la capacité de production afin de répondre à la demande croissante. En conséquence, la plupart des pays ayant une part importante de l'hydroélectricité dans le mix de production (Brésil, Chili et Colombie) ont été confrontés à des situations de rationnement énergétique pendant les périodes sèches.

La sécurité en approvisionnement énergétique est apparue comme une question très pertinente au moment de définir le mécanisme visant à promouvoir la concurrence au niveau de gros, et son importance est susceptible de croître dans les pays où la demande d'électricité devrait croître à des rythmes significatifs au cours des prochaines décennies. Il est nécessaire de reconnaître qu'aucun agent sérieux ne réalisera les investissements élevés nécessaires à la construction de nouvelles installations sans un flux constant de revenus garantissant le recouvrement de ces investissements et un juste retour sur ceux-ci. Et cela implique des contrats à long terme avec des acheteurs financièrement viables (les sociétés de distribution au service des consommateurs finaux).

Faire de l'adéquation de l'approvisionnement en électricité un objectif hautement prioritaire pour un pays nécessite une implication directe du gouvernement dans la planification de l'expansion du secteur de l'électricité. Cela ne veut pas dire que les entreprises publiques ont une obligation de s'impliquer directement dans la construction et l'exploitation des installations nécessaires au développement du secteur. Cependant, le gouvernement doit concevoir et mettre en place des mécanismes pour garantir que les projets d'expansion optimaux identifiés lors de l'élaboration du processus de planification soient mis en œuvre au moindre coût pour le pays. Cela nécessite de mener des processus concurrentiels pour attribuer des contrats d'achat d'électricité et de services de transport à long terme entre les sociétés de distribution au service des utilisateurs finaux et les soumissionnaires retenus dans le cadre de ces processus.

Dans ce contexte, notre projet (ou Activité) a consisté à réaliser une évaluation de l'approche actuelle de planification et de mise en œuvre de l'expansion du secteur électrique au Cameroun, et à proposer des améliorations basées sur les meilleures pratiques de l'expérience internationale des juridictions à demande croissante. Notre méthodologie, notre approche, nos conclusions et nos recommandations sont présentées dans les prochains chapitres de ce rapport.

2. Méthodologie et Approche

Le rapport, conformément aux Termes de Référence de l'Activité discutés avec notre homologue technique du Gouvernement du Cameroun, le Ministère de l'Eau et de l'Énergie, a été divisé en trois (3) parties.

1.1. Partie I : Evaluation de l'Approche Actuelle de la Planification et la Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité au Cameroun:

Dans cette partie de l'Activité, nous avons examiné et analysé le cadre de planification actuel pour la planification du secteur de l'électricité au Cameroun sous deux angles :

- Dans le premier, nous avons entrepris un examen complet des cadres institutionnels et opérationnels existants au sein du secteur de l'électricité au Cameroun. Cela implique d'examiner la répartition des rôles et des responsabilités dans la planification du système électrique entre différents acteurs clés : les ministères, l'ARSEL, l'ENEO, la SONATREL, l'EDC, l'AER et les producteurs indépendants d'électricité.
- Ensuite, nous avons mené une analyse identifiant à la fois les obstacles et les opportunités inhérents à la méthodologie actuelle, en mettant l'accent sur la planification intégrée des ressources, la planification au moindre coût et d'autres initiatives stratégiques en cours vitales pour le secteur de l'électricité. Nous avons porté une attention particulière aux domaines suivants :
 - Planification des ressources hydroélectriques du fleuve Sanaga
 - Intégration de l'hydroélectricité de Nachtigal dans le réseau et investissement dans la distribution pour répondre à la demande industrielle croissante
 - Coordination entre les fonctions de production, de transport et de distribution
 - Accords de concession entre ENEO, IPPs et le gouvernement
 - Mécanismes de surveillance et système d'information concernant les performances financières et opérationnelles des services publics.
 - Procédures de dispatching et ordre de mérite
 - Code réseau et charges applicables
 - Stratégies d'hybridation du solaire et de l'hydroélectricité

1.2. Partie II : Fournir une Analyse des Ecart avec les Meilleures Pratiques en Expérience Internationale en Matière de Planification et de Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité dans les Pays ayant une Demande Croissante en Electricité:

Ici, nous avons identifié des juridictions qui offrent une expérience et des idées précieuses, dans le but d'améliorer l'approche actuelle du Cameroun par rapport aux meilleures pratiques de l'expérience internationale, en analysant en détail les sujets suivants pour deux (2) cas sélectionnés :

- 1- Structure du secteur
Nous avons examiné et comparé l'architecture organisationnelle et opérationnelle globale du secteur de l'électricité.
- 2- Approches pour assurer économiquement un équilibre entre l'adéquation des ressources de l'offre et de la demande pour le pays :
 - a. Planification : nous avons évalué les arrangements institutionnels, explorant les rôles et responsabilités des agences gouvernementales, des organismes de réglementation et des sociétés d'exploitation ; et examiner les modalités de mise en œuvre qui incluent les rôles des parties prenantes, le processus de consultation et les stratégies de diffusion, etc.)
 - b. Mise en œuvre : nous avons évalué la manière dont les résultats du processus de planification sont mis en œuvre à travers les instruments de marché et politiques.
 - c. Résultats obtenus : nous avons évalué l'efficacité et les résultats des stratégies et des mises en œuvre.
- 3- Principaux enseignements tirés
Sur la base de ce qui précède, nous avons tiré des leçons dont le gouvernement du Cameroun pourrait bénéficier dans la mise en œuvre de son cadre de planification.

Ensuite, nous avons intégré les résultats des études des pays-cas et résumons les principales leçons tirées de l'expérience internationale et leur principale pertinence pour le Cameroun.

1.3. Partie III : Améliorations proposées à l'approche actuelle au Cameroun:

Dans cette partie, sur la base des enseignements tirés, nous recommanderons des améliorations à l'approche actuelle au Cameroun en visant une adoption systématique des principes de planification au moindre coût pour l'expansion du secteur de l'électricité et une exécution rentable des résultats du processus de planification à travers le chaînes de valeur du secteur de l'électricité. Nous proposerons également une feuille de route pour la mise en œuvre de ces améliorations recommandées.

Notre évaluation pour l'achèvement de ce rapport s'est appuyée sur diverses contributions. En plus de notre expérience et expertise en la matière, nos travaux ont été réalisés sur la

base d'informations accessibles au public, notamment la Stratégie Nationale de Développement 2030, le Bilan Énergétique 2015, des informations exclusives de la Banque Mondiale et des discussions avec des experts du MINEE, EDC, SONATREL et AER.

2. Résultats - Partie I:

Evaluation de l'Approche Actuelle pour la Planification et la Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité au Cameroun

3.1. Planification de Système d'Énergie: Fondement de la Construction d'un Réseau Moderne

D'un point de vue national, la planification de système d'énergie (PSE) peut être définie comme la feuille de route par laquelle les politiques, les processus associés et le cadre d'infrastructure sont définis pour aider à orienter l'avenir du système énergétique national. Une telle feuille de route doit prendre en considération les différents facteurs ayant une incidence sur sa mise en œuvre, tels que l'environnement économique, le marché et les tendances technologiques. La planification nécessite la contribution de tous les acteurs dans les segments identifiés pour la chaîne de valeur des produits ciblés. Dans sa forme la plus simple, la planification du système énergétique peut être décrite comme le montre la Figure 1.

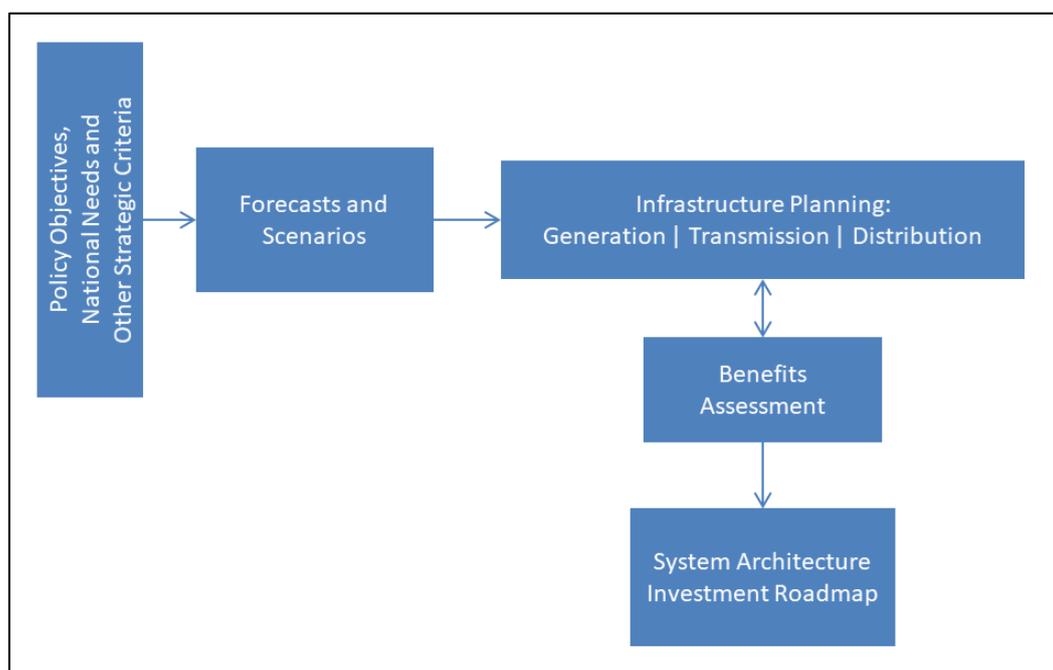


Figure 1: Structure Généralisée de Planification de Système d'Énergie

Dans le secteur de l'électricité, l'objectif de la planification du système est d'identifier les ressources de l'offre et de la demande, ainsi que les infrastructures associées nécessaires pour satisfaire les besoins actuels et anticipés en électricité au moindre coût, et sous réserve de contraintes financières, techniques, sociales, environnementales et parfois politiques. Ce processus aboutit à une feuille de route d'investissements appropriés à réaliser sur un horizon de planification défini. Ensuite, la feuille de route est présentée et discutée avec les décideurs. Dans un contexte où la prise de décision dans le secteur reste la responsabilité du gouvernement, la feuille de route approuvée devrait se traduire par un plan national de mise en œuvre avec des rôles et des fonctions clairs pour toutes les parties prenantes impliquées.

Dans un environnement à faible incertitude, la planification de système d'énergie requiert une faible complexité de faible niveau dans les interactions entre les processus et les composants impliqués. À l'inverse, la dépendance des composants entre les différents acteurs et processus doit être comprise et élargie lors de la planification du système dans un environnement soumis à des facteurs d'incertitude considérables, y compris ceux créés par l'engagement d'investissement et les risques opérationnels.

En réalité, le paysage de l'industrie électrique a radicalement changé au cours des vingt (20) dernières années, comme le démontrent les avancées technologiques qui permettent la transformation des réseaux électriques en écosystèmes intelligents et le rôle accru des énergies renouvelables variables. Une telle transformation exige que les décideurs abordent la question de la planification dans la perspective de construire un système de réseau énergétique moderne présentant les attributs suivants : flexible, fiable, sûr, résilient, abordable et durable. Ces attributs, tels que définis dans la Figure 2 ci-dessous, exigent que chaque processus ou infrastructure de système pris en compte dans le processus de planification s'aligne au mieux sur leur renforcement global.

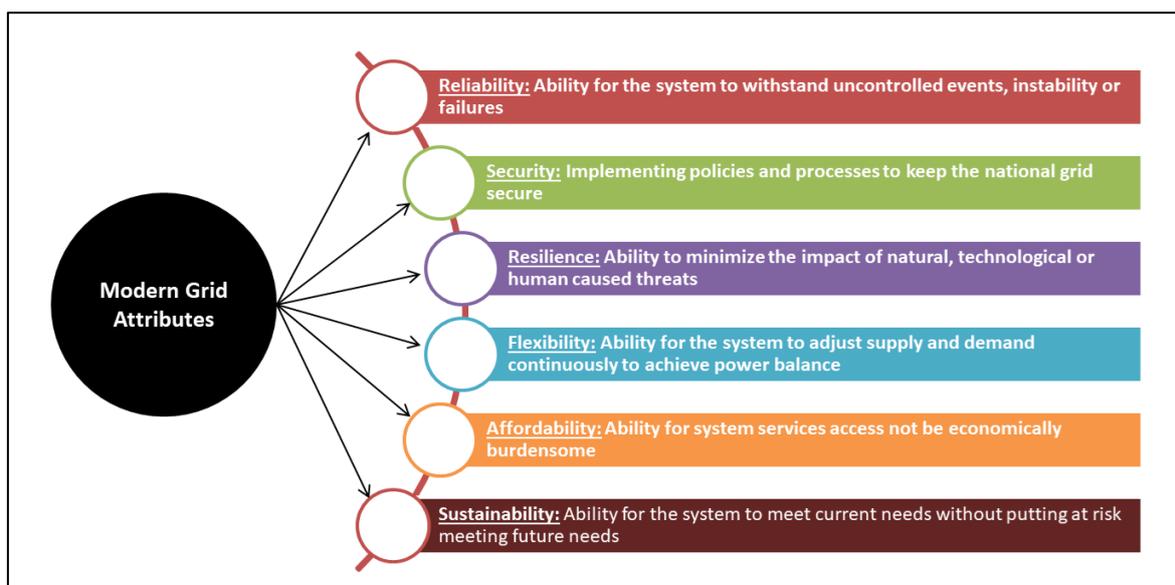


Figure 2: Attributs d'un Réseau Electrique Moderne

Toutes les initiatives de planification de réseau dans les systèmes énergétiques avancés ont adopté avec succès les principes énoncés dans ces attributs. Leurs fondements éprouvés servent désormais de guide au développement des systèmes énergétiques à travers le monde, y compris dans les économies émergentes et les pays à faible revenu.

3.2. Aperçu du Réseau Electrique du Cameroun

Le Cameroun est un pays d'Afrique centrale avec une population d'environ 28,9 million d'habitants, couvrant une superficie de 475 650 km² et un taux de croissance démographique de 2,60 %. Avec une densité de population de 60,7/km², le pays est peu peuplé et, comme la plupart des pays en développement, se caractérise par une forte population présente dans les centres urbains : les zones métropolitaines de Douala et Yaoundé regroupent plus de 30 % de la population du pays.

En Afrique subsaharienne, le Cameroun possède le troisième plus grand potentiel de développement hydroélectrique, estimé à plus de 12 000 MW à travers le pays. Ce potentiel est majoritairement concentré dans le sud du pays, notamment dans le fleuve Sanaga qui capte 75% de ce potentiel estimé. Actuellement, le mix de production d'électricité du pays est dominé par les ressources hydroélectriques (55 %), avec la production de gaz (16,8 %) et de pétrole (25,7 %) et marginalement par d'autres énergies renouvelables (2 %) comme avec les 30 MW de parc solaire photovoltaïque récemment mis en service dans la partie nord du pays. Le GoC a l'intention d'atteindre l'accès universel à l'électricité d'ici 2035 et d'augmenter sa capacité de production d'au moins 3 500 MW grâce à des projets hydroélectriques, de mettre en œuvre des renforcements des réseaux de transport et de distribution ainsi que diverses initiatives hors réseau, réduisant ainsi sa dépendance aux combustibles fossiles coûteux, accélérer la décarbonisation de son portefeuille de production, renforcer sa sécurité d'approvisionnement, devenir un exportateur potentiel et un acteur compétitif dans la région et dynamiser son économie nationale.

Concernant le transport d'électricité, l'infrastructure réseau du Cameroun est constituée d'un système de réseau haute tension composé jusqu'en novembre 2022 de trois (3) réseaux isolés couvrant ses dix (10) régions : le Sous-Système Interconnecté Sud (Réseau Interconnecté Sud ou **RIS**), le Sous-système interconnecté de l'Est (Réseau Interconnecté Est ou **RIE**) et le sous-système interconnecté du Nord (Réseau Interconnecté Nord ou **RIN**).

- Le Sous-Système Interconnecté Sud couvre les régions suivantes: Littoral, Ouest, Centre, Sud, Nord-Ouest et Sud-Ouest. Ce réseau est le plus grand des trois et comprend des niveaux de tension de 225 KV et 90 KV. La capacité de production installée du réseau est estimée à 1400 MW
- Le Sous-Système Interconnecté Est couvre la région suivante: Est. Ce réseau a un niveau de tension de 30 KV. La capacité de production installée du réseau est de 42 MW (30 MW de capacité de production hydroélectrique et 12 MW de capacité de production thermique)

- Le Sous-Système Interconnecté Nord couvre les régions suivantes: Extrême Nord, Adamoua, Nord et Extrême Nord. Ce réseau comprend des niveaux de tension de 110 KV et 90 KV. La capacité de production installée du réseau est de 102 MW (72 MW provenant de la production hydroélectrique via la rivière Lagdo et 30 MW de capacité de production hybride photovoltaïque récemment mise en service).

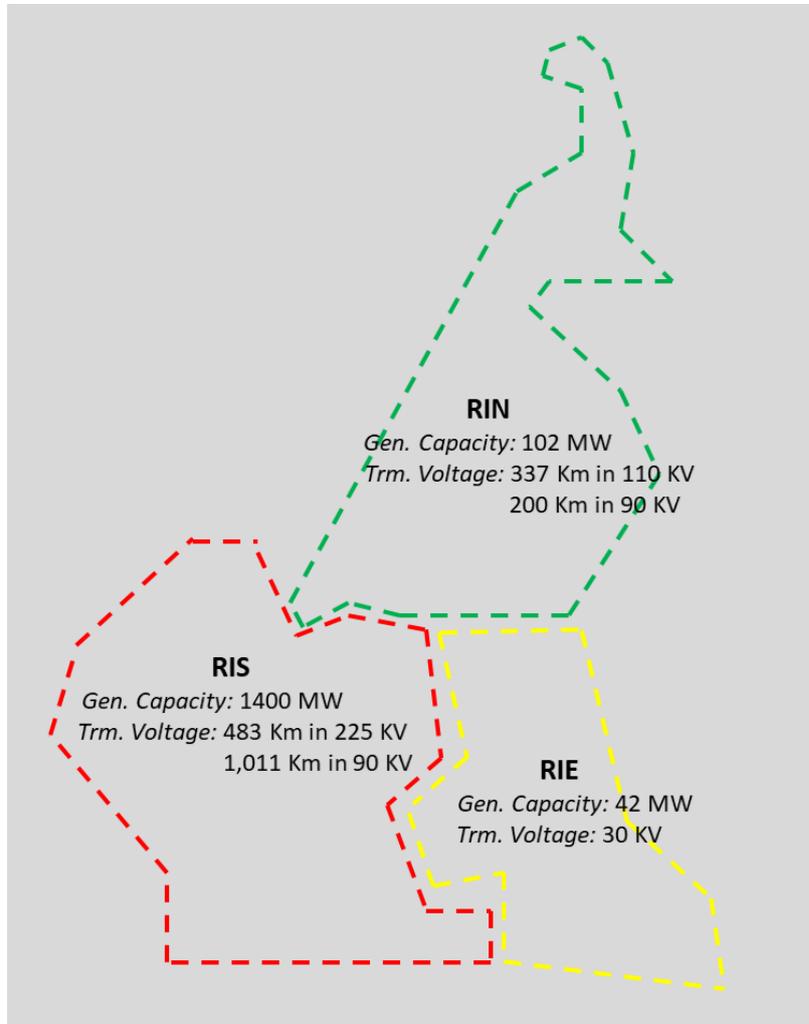


Figure 3: Carte des Réseaux Electriques du Cameroun, en Novembre 2022

Avant Novembre 2022, le réseau de distribution était également composé de trois réseaux isolés, chacun intégré à son réseau interconnecté correspondant. Dans l'ensemble, le réseau de distribution comprend des niveaux de tension de 30 KV, 15 KV, 0,38 KV et 0,22 KV.

Depuis Novembre 2022, le RIE est connecté au RIS à travers la ligne de transport moyenne tension Abong-Mbang-Bertoua. Cependant, des problèmes de fiabilité existent concernant cette interconnexion car sa configuration actuelle manque de stabilité et affaiblit l'interconnexion entre ces deux réseaux. Cette instabilité retarde l'abandon progressif d'une production thermique coûteuse (estimée en 2020 à 200 FCFA/KWh) située dans la partie orientale du pays qui devrait être remplacée par une production hydroélectrique moins chère (moins de 50 FCFA/KWh) en provenance de la zone sud ou de la production toujours

attendue de la centrale hydroélectrique de LomPangar. La situation est encore exacerbée par le fait que les connexions intra-régionales dans la région orientale sont instables, provoquant d'importantes pannes de courant dans le principal centre de consommation de la région, la ville de Bertoua. L'absence d'une interconnexion solide entre les deux réseaux crée aussi une situation de demande supprimée dans la région orientale du Cameroun, ce qui entraîne une perte d'opportunités économiques car elle empêche le développement en temps opportun de projets industriels dans cette partie du pays pourtant riche en ressources liées au potentiel d'exploitation minière.

Enfin, il convient de noter qu'il existe des modes d'approvisionnement en électricité en dehors des sous-systèmes électriques mentionnés comme avec les initiatives d'électrification rurale et l'auto-production.

Le Cameroun entend devenir une puissance industrialisée en Afrique centrale. Avec son taux de croissance démographique actuel et ses statistiques de population non électrifiée, il est urgent pour le pays de développer un réseau électrique capable d'y répondre et d'anticiper les besoins futurs. Si le taux d'accès à l'électricité estimé est de 65,4%, il convient de souligner qu'il existe une disparité d'accès à l'électricité entre les zones urbaines et les zones rurales/éloignées: le taux d'accès à l'électricité dans les zones urbaines (resp. rurales/éloignées) est estimé à 94,7% (resp. 24,8%), pour une population urbaine de 15,81 Millions et une population rurale de 11,83 Millions.

Une analyse réalisée en 2019 a estimé qu'environ 5,5 millions de personnes n'avaient pas accès à l'électricité au Cameroun: la majorité de cette population vit en dehors du périmètre du réseau de distribution des services publics, comme l'illustre la Figure 4 ci-dessous.

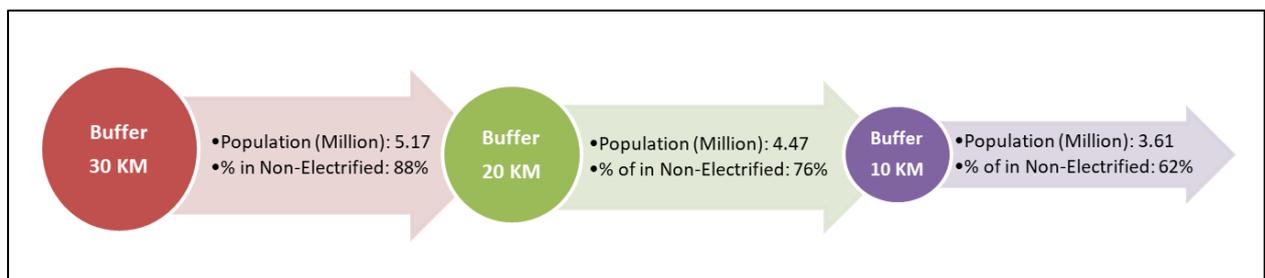


Figure 4: Cameroon's Non-Electrified Population Proximity to the Grid (source: USAID)

Sur la base de récentes statistiques de croissance démographique estimant la population du pays à 34 millions d'habitants d'ici 2030, un statu quo dans les efforts d'électrification pourrait porter l'estimation de la population sans accès à 11,78 millions, une situation qui pourrait avoir un impact négatif sur le développement économique du pays.

Le GoC est conscient de ces défis et désireux non seulement de réduire la disparité d'accès à l'électricité entre les milieux urbains et ruraux, mais également de respecter son échéancier

d'accès universel de manière économique grâce à une transition énergétique saine. Le chemin vers ces objectifs consiste, selon le GoC, en une approche simultanée. Une partie de la stratégie nationale d'électrification vise à étendre l'infrastructure du réseau dans les segments de la production, du transport et de la distribution. Une autre partie consiste à développer des initiatives d'électrification hors réseau dans les zones rurales ou les communautés trop éloignées du réseau de distribution et pour lesquelles le service public de distribution ne fournira pas de connectivité au réseau.

3.3. Cadre Institutionnel et Opérationnel du Secteur de l'Electricité au Cameroun

Le gouvernement du Cameroun s'appuie sur les lignes directrices suivantes des objectifs clés pour favoriser la feuille de route de la stratégie décrite ci-dessus :

- La Stratégie Nationale de Développement à l'horizon 2030 (**SND30**)
- Le Plan de Développement du Secteur de l'Electricité (**PDSE2030**, dernière mise à jour en 2016)
- Le Plan Directeur de l'Electrification Rurale (**PDER**, dernière mise à jour en 2016)

Pour mettre en œuvre sa stratégie, le Gouvernement du Cameroun s'appuie sur un cadre institutionnel et réglementaire, défini par la loi sur l'électricité en vigueur. Il convient de noter que le paysage institutionnel et réglementaire du secteur électrique au Cameroun a évolué au cours des trois dernières décennies, l'évolution la plus récente étant l'adoption de la Loi sur l'Électricité de 2011 (Loi n° 2011/022 du 14 Décembre 2011 réglementant le secteur de l'Electricité) et par lequel entre autres, les fonctions de transport et de distribution ont été dissociées.

Dans la pratique, le secteur de l'électricité au Cameroun comprend plusieurs acteurs participant à la mise en œuvre de la stratégie du gouvernement du point de vue politique, de la surveillance technique, de la surveillance financière et réglementaire, et à la structure de fourniture d'électricité à travers les segments de production, de transport et de distribution:

- Au niveau des orientations de la politique du secteur, le Ministère de l'Economie, de la Planification et de l'Aménagement du Territoire (**MINEPAT**) est le principal acteur qui définit les objectifs du secteur électrique,
- Au niveau de l'orientation technique, le Ministère de l'Eau et de l'Énergie (**MINEE**) est l'acteur en charge de coordonner la mise en œuvre des objectifs de la stratégie nationale,
- Au niveau réglementaire, l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (**ARSEL** - créée en 1999) est l'institution chargée de surveiller le secteur, y compris la structuration et l'approbation des tarifs, la protection des droits des clients et l'octroi

des licences. et/ou des concessions. Cet établissement public est placé sous la tutelle technique du MINEE et la tutelle financière du Ministère des Finances (**MINFI**),

- Pour répondre aux besoins d'électrification rurale, l'Agence d'Electrification Rurale (**AER** - créée en 1999) est l'acteur en charge de développer et de mettre en œuvre des projets visant à atteindre l'accès universel à l'électricité. Cet établissement public est placé sous la tutelle technique du MINEE et la tutelle financière du MINFI. A noter que depuis son décret de réorganisation en 2022, les missions de l'ARE ont été redéfinies comme suit :
 - a) Promouvoir l'électrification rurale, y compris la collecte de données et d'informations adaptées aux opportunités d'investissement dans l'électrification rurale ainsi que l'électrification avec toutes les sources d'énergie
 - b) Assurer le développement de l'électrification rurale, notamment en aidant le GoC à élaborer des plans d'électrification rurale en collaboration avec les entités administratives concernées telles que les collectivités territoriales décentralisées (**CTD**)
- Le Fonds d'Electrification Rurale (**FER** - créé en 2009) est destiné à être le principal véhicule de financement du programme d'électrification rurale du pays, avec la contribution du GoC et des partenaires de développement. Le Fonds doit assurer la durabilité des programmes et projets d'électrification rurale développés au Cameroun et est destiné à être utilisé par l'AER,
- Le soutien financier de l'ARSEL et de l'AER est garanti par le MINFI, tandis que le Fonds de Développement du Secteur de l'Electricité (**FDSE** - créé en 2020) est destiné à accompagner le MINEE dans sa mission d'exécution de la politique du gouvernement dans le secteur,
- Dans le cadre du secteur de l'électricité en réseau, le modèle de marché de l'électricité au Cameroun peut être considéré comme un modèle d'acheteur unique modifié, avec :
 - a) le segment de la production composé d'un acteur dominant, Energy of Cameroun S.A (**ENEO**: créé en 2014), un partenariat public-privé avec 44% d'actions détenues par le GoC, 51% d'actions détenues par Actis et 1% d'actions détenues par les salariés. Cet acteur a une obligation contractuelle de fournir les clients industriels ALUCAM, SONATRAL et CIMENCAM. La capacité installée du portefeuille de production d'ENEO est de 993 MW, ce qui représente plus de 68 % de la capacité de production installée du pays. Les autres fournisseurs restants qui ont un contrat d'achat d'électricité (PPA) par lequel leur acheteur de production est ENEO :
 - Kribi Power Development Company (**KPDC**). Il s'agit d'un producteur d'électricité indépendant (IPP) créé en 2013, dont 44 % des actions sont détenues par le gouvernement du Canada, 56 % des actions sont détenues par Globeleq et 1 % des actions sont détenues par ses salariés. La capacité installée du portefeuille de production de KPDC est de 216 MW

- Dibamba Power Development Company (**DPDC**). Il s'agit d'un IPP créé en 2009, dont 44 % des actions sont détenues par le GoC, 56 % des actions sont détenues par Globeleq et 1 % des actions sont détenues par ses employés. La capacité installée du portefeuille de production DPDC est de 88 MW
 - Maroua Guider Solar Company (**MGSC**). Il s'agit d'un IPP créé en 2022. La capacité installée du portefeuille de production de MGSC est de 30 MW d'énergie solaire photovoltaïque dans la région du nord du Cameroun
 - Electricity Development Corporation (**EDC**). Il s'agit d'une entreprise publique créée en 2006 qui contribue au secteur de la production d'électricité à travers ses sociétés Memve'ele Hydro et Mekin Hydro. EDC est un établissement public placé sous la tutelle technique du MINEE et la tutelle financière du MINFI. La capacité installée du portefeuille de production d'EDC est de 226 MW
 - Natchigal Hydro Power Company (**NHPC**). It is an IPP created in 2016 with 40% shares owned by EDF, 20% shares owned by the GoC, 15% shares owned by Africa 50, 15% shares owned by STOA, and 10% shares owned by IFC. Its projected generation portfolio installed capacity by 2024 is 420 MW Il s'agit d'un IPP créé en 2016 avec 40 % d'actions détenues par EDF, 20 % d'actions détenues par le GoC, 15 % d'actions détenues par Africa 50, 15 % d'actions détenues par STOA et 10 % d'actions détenues par IFC. La capacité installée projetée de son portefeuille de production d'ici 2024 est de 420 MW
- b) Le segment Transport composé d'un acteur, la Société Nationale de Transport d'Electricité (**SONATREL** - créée en 2015). Entreprise publique, SONATREL agit en qualité de Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) national et est en charge du développement et de la gestion du parc national de transport HT (≥ 90 KV).
- c) Le segment Distribution sous la direction d'un seul acteur, ENEO agissant en tant qu'utilitaire de distribution, responsable du développement, de la maintenance et de l'exploitation du réseau national de distribution MT/BT (< 90 KV).

La Figure 5 ci-dessous donne une description de la relation structurelle du secteur de l'électricité entre les acteurs décrits précédemment.

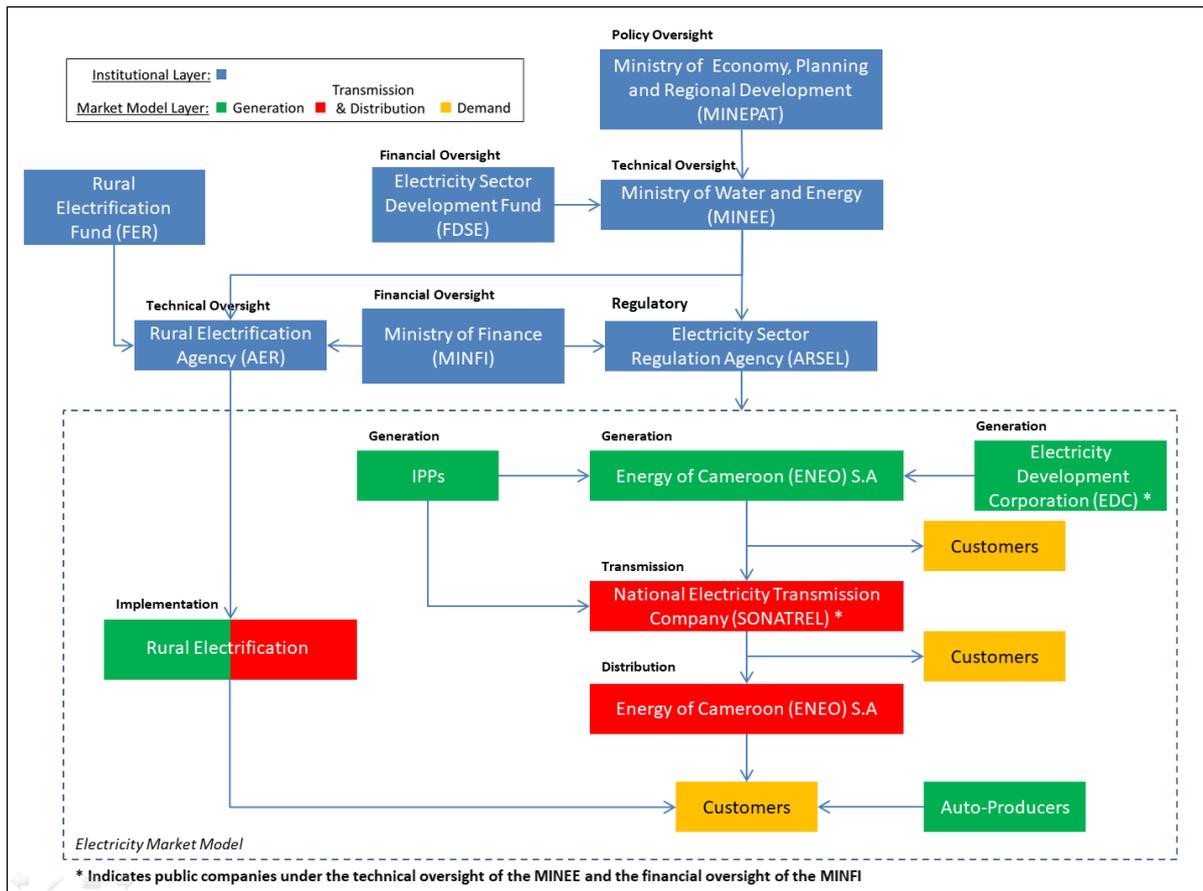


Figure 5: Architecture du Modèle Institutionnel et de Marché du Secteur de l'Électricité du Cameroun (adapted from the World Bank)

La société d'économie mixte ENEO S.A. est titulaire d'une licence de 20 ans dans le secteur de l'électricité et des trois (3) contrats de concession suivants :

- Concession de Production d'Electricité
- Licence de Distribution et de Vente d'Electricité Moyenne/Basse Tension
- Licence de Vente d'Electricité

Bien que les différents décrets institutionnels n'attribuent pas toujours explicitement des responsabilités en matière de planification du système, une certaine collaboration entre ces acteurs est nécessaire afin d'élaborer une stratégie de mise en œuvre des politiques gouvernementales: cela est également vrai lorsqu'il s'agit de la planification des systèmes d'énergie.

En plus du contexte institutionnel présenté ci-dessus, il est important de noter que le secteur de l'électricité au Cameroun bénéficie également de l'assistance financière et technique des donateurs internationaux, soutenant les initiatives en réseau et hors réseau. C'est le cas de la Banque mondiale, qui soutient l'initiative d'opérationnalisation de

l'opérateur national du réseau de transport et l'augmentation de l'accès à l'électricité dans les zones mal desservies.

3.4. Planification et Mise en Œuvre du Secteur de l'Electricité au Cameroun

Au Cameroun, la planification du secteur de l'électricité demeure la responsabilité du gouvernement. L'articulation de la loi actuelle sur l'électricité identifie les différentes parties prenantes (voir Figure 5) qui sont impactées par les décisions prises dans le processus de planification.

Au cœur du processus de planification du système électrique au Cameroun se trouve la SND30, un document produit en 2020 qui fixe le cadre des objectifs de développement du pays pour la période 2020-2030. L'un des objectifs clés de la stratégie contenue dans le document est de faire du Cameroun l'une des nouvelles nations industrialisées d'ici 2035. À ce titre, le développement industriel est identifié comme un moteur clé du développement économique et social du pays. En parcourant le document, on constate que le Cameroun entend produire 5 000 MW de capacité de production installée d'ici 2035 grâce à la diversification de son mix énergétique d'approvisionnement avec des ressources issues de l'hydroélectricité, du gaz naturel, du solaire et de la biomasse.

Pour soutenir cette vision, le GoC s'est appuyé sur les fondements du PDSE2030, élaboré en 2014 et révisé pour la dernière fois en 2016. Le PDSE2030 couvre un horizon de planification de 2035 et a défini des hypothèses de croissance de la demande nationale et d'exportation d'énergie pour élaborer un programme d'investissements possibles en matière de capacité de production et de transport d'énergie nécessaires pour atteindre ces objectifs. La structure technique du PDSE2030 se compose de quatre volets d'étude :

- Une étude de la demande : cette composante visait à produire une prévision de la demande d'électricité pour le pays. Il en a résulté trois scénarios de demande : un scénario de croissance faible, un scénario de croissance moyenne et un scénario de demande forte,
- Une étude d'approvisionnement en ressources de production: cette composante visait à établir un inventaire des ressources d'approvisionnement existantes et planifiées ainsi que leur calendrier de mise en service prévu. Ensuite, sur la base des scénarios de demande retenus, les séquences de développement de l'offre de ressources proposées sont élaborées sur des principes de moindre coût et des critères de fiabilité établis pour le système,
- Une étude du système de transport: basée sur le plan d'approvisionnement des ressources retenues, cette composante visait à évaluer la robustesse du réseau de transport et à identifier les renforcements et améliorations nécessaires pour répondre aux critères de fiabilité souhaités et aux interconnexions attendues,

- Une étude d'évaluation économique et financière : cette composante visait à évaluer le coût économique de l'approvisionnement en ressources et des infrastructures de composants de réseau y relatives retenues pour répondre aux scénarios de demande, à évaluer sa viabilité financière et à les proposer sous forme de plans d'investissement pour atteindre les objectifs du secteur du pays au cours de l'horizon de planification.

Afin d'atteindre son objectif de capacité de production, le Cameroun prévoit d'investir dans les capacités supplémentaires suivantes du portefeuille de production : 3 300 MW d'hydroélectricité, 350 MW de gaz, 130 MW d'énergie solaire photovoltaïque, 40 MW d'énergie éolienne et le retrait de 347 MW d'énergie LFO/HFO existante. Comme indiqué, l'investissement nécessaire dans la capacité de production doit porter à une capacité de production en service de plus de 3 000 MW au cours des six (6) prochaines années et atteindre les ratios de mix de capacité suivants : 85 % de production hydroélectrique à grande échelle, 10 % de production au gaz et 5 % des autres productions renouvelables.

Alors que le PDSE2030 porte principalement sur le développement du secteur électrique en réseau, il existe un volet de programme de développement du secteur électrique rural et hors réseau, qui est articulé dans le PDER. L'approche du PDER en matière de planification du secteur électrique pour les zones rurales et éloignées repose sur le concept de regroupement de communautés dans le but de définir les localités qui peuvent devenir candidates à l'électrification et ainsi aider le GoC à atteindre son objectif d'accès universel à l'électricité. Les localités peuvent être regroupées soit comme entrant dans le périmètre contractuel du service public de distribution et auquel cas leur électrification devient sa responsabilité, soit alors sous la responsabilité de l'électrification confiée à l'entité AER selon laquelle environ 9 000 localités du pays restent sans électricité. Dans ce dernier cas, l'électrification peut se produire via un projet visant à connecter le réseau principal ou autrement, selon ce qui est le plus pratique. C'est dans ce contexte qu'un projet d'électrification de 1 000 localités entre le GoC et Huawei a été lancé en 2016, dont 350 sont en voie d'achèvement. Des initiatives similaires sont en cours par un autre acteur dans ce domaine, Renewable Energy Innovators Cameroun (REI-C) qui exploite 8 mini-réseaux dans le pays. Compte tenu de l'intérêt croissant porté aux fournisseurs de solutions pour l'électrification rurale et hors réseau, le GoC gagnerait à envisager une architecture de réseau local et des régimes tarifaires qui 1) accéléreront l'expansion de l'empreinte de l'électrification et 2) assureront la viabilité financière des systèmes mis en œuvre et favoriseront le développement économique des communautés.

Le dernier Plan Directeur du secteur de l'électricité du Cameroun a été élaboré pour un horizon de planification 2013-2035. Le plan envisageait un cadre de croissance économique composé de trois scénarios : un scénario de croissance élevée de 6,53 %, un scénario moyen de 6,05 % et un scénario de croissance faible de 3,81 %. Lors de l'élaboration des plans d'investissement proposés dans le cadre du PDSE2030, le scénario de faible croissance a été écarté car considéré trop pessimiste. Aussi et conformément à l'approche d'élaboration des plans d'investissement caractérisant les composantes de l'étude PDSE2030, les plans

d'investissement pour l'adéquation des ressources et la mise à niveau du réseau de transport n'ont couvert que les scénarios de croissance de la demande moyenne et élevée.

A ce jour, certains des projets initialement décidés et traités comme acquis dans le PDSE2030 ne se sont pas concrétisés. Dans le scénario de croissance moyenne de la demande qui a été retenu comme le plus probable, certains de ces projets concernent du côté:

- RIN le projet de production hydroélectrique de Bini Warak (61,5 MW attendus d'ici 2018), le projet de production hydroélectrique de MBinjal (83 MW), le projet de production hydroélectrique de Mbam Amont Phase 1 (84 MW), le projet de production d'énergie solaire de Maroua. I (60 MW attendus d'ici 2014). Concernant cette dernière et d'autres contributions à la production solaire dans le RIN, il avait en outre été supposé qu'elles ne participeraient pas à l'atténuation de la pointe du soir, une condition qui pourrait aujourd'hui être résolue grâce à un investissement et un dimensionnement adéquats dans le stockage d'énergie.
- RIS l'extension du projet de production au gaz à Kribi (114 MW attendus d'ici 2016), le projet de production hydroélectrique de Menchum (84 MW attendus d'ici 2017),
- RIE (devenu RIS) le projet de production thermique de Colomines (18 MW attendus d'ici 2020).

Par ailleurs, les scénarios de croissance moyenne de la demande envisageaient que les projets d'interconnexion Cameroun-Nigéria et Cameroun-Tchad seraient en service respectivement d'ici 2013 et 2015. Ces projets et un nombre considérable d'autres projets industriels prévus ne se sont pas concrétisés non plus.

A l'inverse, les données de croissance économique de l'économie camerounaise indiquent que son PIB a atteint une moyenne de 3,87 % au cours de la dernière décennie. De même, la moyenne projetée du PIB au cours des cinq prochaines années est estimée à 4,4 %, comme l'illustre la Figure 6.

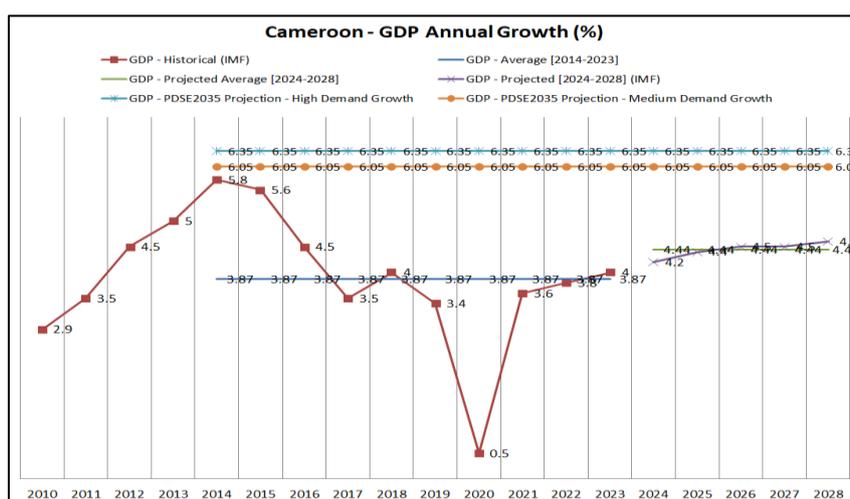


Figure 6: Croissance annuelle du PIB du Cameroun : Historique et Projetée (sources: IMF, PDSE2030)

Une conséquence directe des indicateurs historiques est que certaines des hypothèses formulées dans l'élaboration du PDSE2030 ne se sont pas concrétisées et pourraient encore être difficiles à réaliser à moyen terme sur la base des projections actuelles. Une conséquence implicite aussi est que le programme d'adéquation des ressources et d'expansion du réseau de transport n'a pas pu être mis en œuvre, conduisant à une situation dans laquelle les pénuries d'approvisionnement en électricité seraient graves et exacerbées par des conditions économiques qui dans leur ensemble, laisseraient le réseau électrique dans un état de santé d'infrastructure médiocre, à moins qu'une réévaluation globale de la planification des ressources et du système énergétique n'ait lieu. Cela étant, il semble néanmoins que le GoC ait commencé à repenser son calendrier d'investissements dans les infrastructures dans certains domaines et à réévaluer ses étapes vers les objectifs de la SND30 et de la Vision 2035. Une indication en est l'engagement et la construction en amont de Natchigal d'une capacité de 420 MW qui sera bientôt achevée en 2024. Un autre exemple est la l'interconnexion de transport RIS-RIE récemment achevée en 2022 bien que de manière non optimale, un projet qui a été initialement exclu dans les recommandations du PDSE2030.

Au fil des années, il n'y a eu aucune révision formelle du PDSE2030 ni du PDER. Cependant, des ateliers ponctuels et rencontres entre acteurs du secteur ont eu lieu : c'est ce qui a conduit à la publication du Plan de Redressement du Secteur de l'Electricité au Cameroun (**PRSEC**) publié en 2023, identifiant environ 820 milliards de FCFA de besoins d'investissement dans le secteur pour la période 2023-2027. Le PRSEC concentre ses priorités d'investissement sur sept (7) domaines : l'évolution du mix de production énergétique vers un portefeuille moins coûteux, le renforcement et l'expansion des réseaux électriques, la stabilité financière du secteur, l'amélioration de la performance des acteurs du secteur, l'augmentation du taux d'accès à l'électricité, l'augmentation de la consommation industrielle en électricité, et le renforcement des capacités et le développement des compétences locales.

Les sous-sections suivantes examineront des sujets qui peuvent nous aider à comprendre l'approche actuelle de la planification et de la mise en œuvre du secteur de l'électricité au Cameroun. L'évaluation peut également fournir un aperçu des opportunités d'amélioration grâce à une analyse des écarts basée sur notre expérience et les meilleures pratiques internationales. Les sujets sont: la planification des ressources hydroélectriques pour la rivière Sanaga, l'intégration de l'hydroélectricité de Natchigal dans le réseau, la coordination entre les fonctions de production, de transport et de distribution, les accords de concession entre le GoC et certaines entités, les mécanismes de surveillance et les systèmes d'information pour les compagnies du service public et la performance financière, les codes et tarifs du réseau, l'hybridation de l'énergie solaire et hydroélectrique et les procédures d'ordre de mérite du dispatching.

3.4.1. Planification des Ressources Hydroélectriques sur le Fleuve Sanaga

Comme indiqué, le Cameroun envisage de capitaliser sur son potentiel hydroélectrique pour atteindre son objectif de mix énergétique. Comme expliqué précédemment, cela vient du fait que les voies navigables du Cameroun sont richement alimentées par quatre bassins: le bassin du Congo, le bassin du Lac Tchad, le bassin du Niger et le bassin du Golfe de Guinée. De plus, la Sanaga dans le bassin du Golfe de Guinée, est le fleuve du Cameroun ayant le potentiel hydroélectrique le plus élevé. En fait, la capacité hydroélectrique actuellement installée du pays se situe principalement sur la rivière Sanaga: centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'Edéa à 276 MW et centrale de génération de Songloulou à 384 MW, Long Pangar Usine de Pied à 15 MW.

Comme évoqué précédemment, une capacité de production hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW en amont de la rivière Sanaga sera mise en service en 2024, à Natchigal dans le département de la Lékoumou. En outre, d'autres sites définis sur le fleuve ont suscité davantage d'intérêt de la part du gouvernement et deviennent de sérieux candidats au développement hydroélectrique dans le bassin de Guinea Golf à court terme. Ces sites/projets comprennent :

- Le projet hydroélectrique au fil de l'eau de Kikot estimé à une capacité de 450 à 500 MW. Ce projet devrait avoir des études techniques et environnementales démarrées en 2022 et une construction débuter en 2025, avec une année de mise en service prévue en 2030,
- Le projet hydroélectrique au fil de l'eau de Grand-Eweng initialement estimé à 1 800 MW de capacité. Une lettre d'intention sur ce projet avait été signée en 2019. On apprend que la construction devrait démarrer en 2024 pour une mise en service complète en 2028, avec toutefois une capacité de production révisée à 810 MW.

Connaissant le potentiel de capacité de production hydroélectrique de la rivière Sanaga, le GoC avait lancé un programme visant à examiner le potentiel de planification des ressources hydroélectriques sur la rivière Sanaga. L'étude en cours devrait aider les décideurs camerounais à avoir une perspective plus précise sur la meilleure façon de lancer des investissements dans la production hydroélectrique sur ladite rivière. Du point de vue de la planification, même si l'étude évaluera le potentiel MWH de la rivière, elle prendra également en considération l'impact des changements climatiques sur ces estimations, une condition qui n'est pas actuellement évaluée malgré les circonstances climatiques observées. On pourrait également s'attendre à ce que les implications sociales et environnementales dans les localités affectées soient évaluées et que des solutions d'atténuation soient proposées.

L'identification des sites potentiels de production d'hydroélectricité sur la rivière Sanaga date du début des années 1980s (voir Figure 7). En 2014, une étude indiquait qu'il était peu probable que la production d'énergie hydroélectrique sur le fleuve Sanaga ne diminue pas de plus de 20 % en raison du changement climatique. De plus, une infrastructure de capacité de régulation de l'eau achevée en 2016 a été ajoutée sur la rivière sous la forme du

barrage de Lom Pangar, dans le but d'atténuer la variabilité de la disponibilité de l'eau associée aux installations hydroélectriques de SongLoulou et d'Edéa.

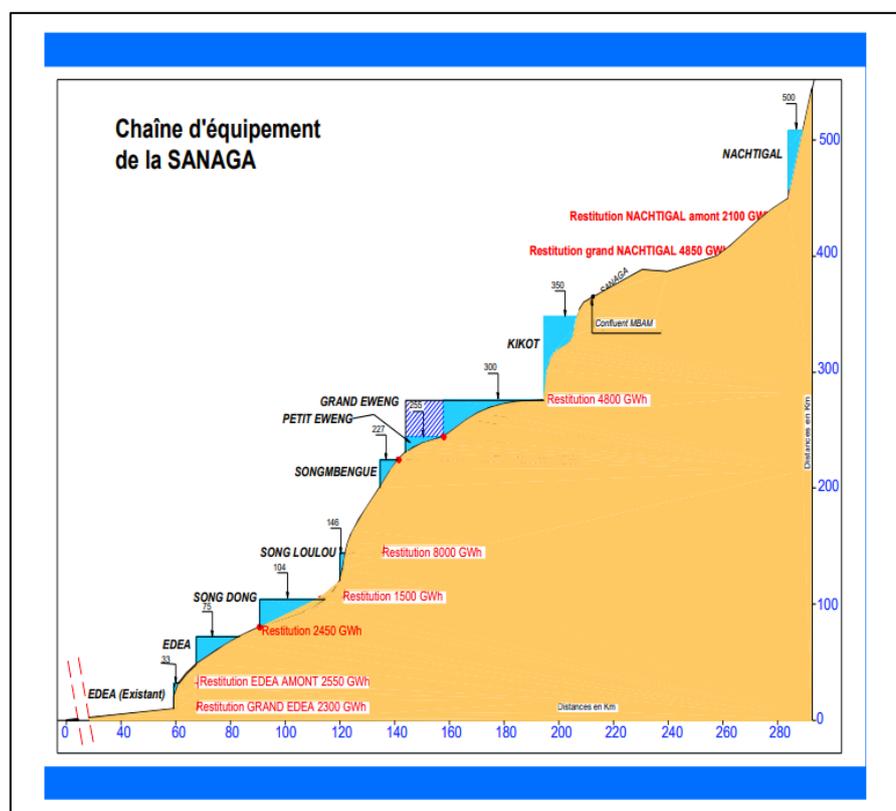


Figure 7: Estimation du Potentiel Energie en Hydroélectricité sur la Rivière Sanaga (source: Sebastien Tchuidjang Tchouaha, HydroPower in Cameroon)

Il est important de comprendre que même si neuf (9) sites potentiels ont été identifiés sur la rivière Sanaga, et principalement sous la forme de projets au fil de l'eau, le GoC devrait entreprendre une mise à jour systématique de l'étude sur le potentiel en alternatives de production hydroélectrique sur la rivière. Une telle mise à jour de l'étude devrait prendre en considération les développements majeurs dans la compréhension du changement climatique pour la région et le pays, en particulier en ce qui concerne la disponibilité de l'eau, la prévisibilité et les dangers que les événements liés à l'eau peuvent entraîner.

Au cours du dernier demi-siècle, le régime hydrologique du Cameroun a changé et continue de le faire, comme l'illustre la Figure 8. Sans aucun doute, la variabilité hydrologique accrue observée pourrait avoir un impact sur la fiabilité des débits fluviaux, impactant ainsi la capacité disponible non seulement des centrales hydroélectriques fluviales existantes mais aussi celle des centrales futures envisagées ou en cours de projets.

De manière anecdotique, l'Observatoire National du Changement Climatique a émis des alertes pour la saison sèche à venir (source: ONCC Bulletin Saisonnier de Prévisions Climatiques Pour les mois de Décembre 2023, Janvier 2024 et Février 2024), la qualifiant de saison sèche très rigoureuse. Cette dureté pourrait entraîner des températures élevées,

décrivant le risque de sécheresse auquel le pays sera confronté au cours de la prochaine saison sèche. Cela semble cadrer avec l'évaluation de la communauté internationale selon laquelle l'Afrique au sud du Sahara sera confrontée au cours de la prochaine décennie à une exposition accrue aux aléas climatiques, caractérisée par des saisons de sécheresse prolongées et graves.

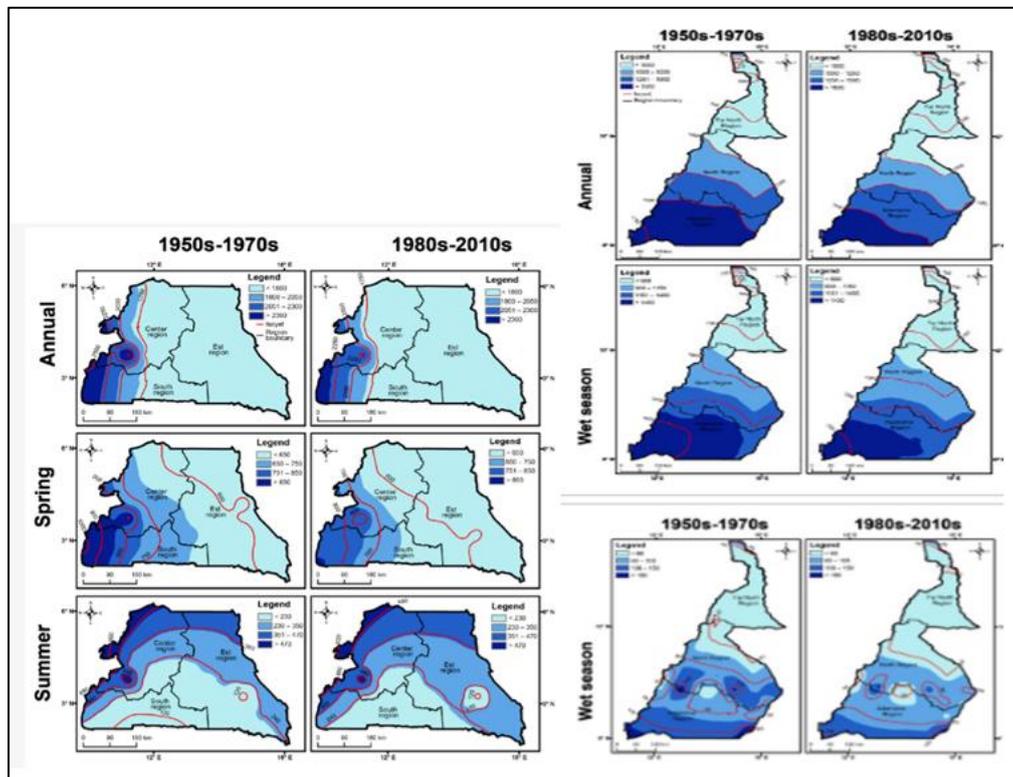


Figure 8: Répartition Spatiale des Précipitations Moyennes pour les zones Sud et Nord du Cameroun (source: Ebode, Analysis of the Spatio-Temporal Rainfall Variability in Cameroon over the Period 1950-2019)

The Water Law in Cameroon has not been updated since 1998, and there seems to be conflicting interests between water supply and energy, a lack of communication amongst stakeholders. Our review has found that there is no active River Basin Management Plan from a comprehensive standpoint. Simply put, water resources management in countries like Cameroon, must be initiated and continuously monitored to include an Integrated Water Planning Program that systematically and for each river/basin, looks into how water resources should be allocated competitively and economically for the households, commercial and industrial needs which include hydropower electricity. Our findings indicate that there is no active Water Resource Management (IWRM) program accounting for water planning comprehensively.

La Loi sur l'eau au Cameroun n'a pas été mise à jour depuis 1998, et il semble exister des conflits d'intérêts entre l'approvisionnement en eau et l'énergie, ainsi qu'un manque de communication entre les parties prenantes. Notre examen a révélé qu'il n'existe pas de plan de gestion de bassin fluvial actif d'un point de vue global. En des termes simples, la gestion des ressources en eau dans des pays comme le Cameroun doit être initiée et surveillée en

permanence pour inclure un programme de planification intégrée de l'eau qui examine systématiquement et pour chaque rivière/bassin la manière dont les ressources en eau devraient être allouées de manière compétitive et économique pour les ménages, les entreprises commerciales et les besoins industriels qui incluent l'électricité hydroélectrique. Nos recherches indiquent qu'il n'existe aucun programme actif de gestion des ressources en eau (GRE) prenant en compte de manière exhaustive la planification de l'eau.

3.4.2. Intégration de l'Hydroélectricité de Natchigal dans le Réseau et Investissement dans la Distribution pour Répondre à la Demande Industrielle Croissante

Natchigal Hydropower est le dernier projet hydroélectrique actuellement en construction sur la rivière Sanaga au Cameroun. Le projet a été initié par le GoC, EDF et IFC en 2013: ces trois entités détiennent conjointement le projet à hauteur respectivement de 30 %, 40 % et 30 %. Le projet a ensuite été identifié comme option d'approvisionnement en production dans le plan directeur de 2014. Techniquement, la centrale hydroélectrique de Natchigal est estimée à 420 MW: elle est construite en aval du barrage régulateur de Lom Pangar, atténuant ainsi le risque de variabilité de l'eau pour l'infrastructure. L'avancement actuel de la construction est estimé à 95 % et la centrale sera exploitée dans le cadre d'un contrat IPP. Comme prévu, Natchigal Hydropower augmentera la capacité de production de 30 %, contribuant ainsi à réduire le déficit de capacité énergétique du pays. Avec cette augmentation de capacité et l'amélioration de la capacité de régulation de l'eau dont elle devrait bénéficier, la situation en matière d'indisponibilité de production et de coûts d'exploitation devrait s'améliorer. Néanmoins, la disponibilité des centrales de production du portefeuille de production du pays doit continuer à s'améliorer : l'infrastructure de production vieillissante et le programme de maintenance quelque peu négligé ont conduit à une plus grande indisponibilité de la production et à une insuffisance de l'offre, contrairement à la capacité installée.

l'électricité produite à partir de Natchigal devrait remplacer les sources de production plus coûteuses (par exemple, les coûts de location et d'exploitation associés aux unités de production de HFO/LFO) pendant les opérations de dispatch, en supposant que les contraintes du réseau n'entravent pas le processus, ce qui entraînerait une baisse des coûts d'exploitation du système. Cependant, une préoccupation générale demeure: le fait que 80% de la capacité de production projetée soit consacrée à l'hydroélectricité dans le mix d'approvisionnement introduit une couche de risque supplémentaire, en raison du changement climatique comme cela a été observé au cours de la dernière décennie.

La capacité de production de Natchigal était initialement censée être absorbée par la demande industrielle, dont une partie ne s'est malheureusement pas concrétisée. Ces projets comprenaient le projet d'exploitation de la bauxite lié au port en eau profonde de Kribi et l'extension de la centrale d'Alucam prévue pour 2021. Des préoccupations similaires concernant d'autres projets de production inspirés par la demande industrielle non matérialisée (par exemple, l'usine d'aluminium RTA et le projet hydroélectrique de Song-

Mbengue sur la rivière Sanaga). River) créent des défis du point de vue de la planification, car ils créent un environnement dans lequel la certitude de la matérialisation des projets de génération est remise en question. Cela soulève également des questions sur la capacité des réseaux de transport et de distribution à absorber l'énergie provenant de ces projets de production.

Dans sa configuration actuelle, le réseau de transport du Cameroun ne peut pas absorber la pleine puissance projetée qui sera injectée par la centrale hydroélectrique de Natchigal, sans risquer la fiabilité et la sécurité du système. Il est probable que les préoccupations concernant la surcharge des lignes de transport sur un système déjà caractérisé par une faible marge de sécurité se matérialisent. À ce titre, les améliorations du réseau doivent être identifiées en coordination avec une expansion progressive de la capacité des sites de production considérés ou en cours de développement. Ces mises à niveau consistent généralement en un renforcement du réseau (par exemple, la mise à niveau des transformateurs des sous-stations) ou en la construction de nouvelles lignes de transport vers des centres de distribution existants ou de nouveaux à identifier. Cette approche dans la mise en œuvre séquentielle d'un développement d'infrastructure de production à transport à distribution permet aux segments mentionnés d'étudier l'impact sur le réseau de l'infrastructure concernée et de coordonner la séquence de déploiement des investissements nécessaire pour résoudre les problèmes identifiés. Heureusement, cela semble être l'approche adoptée par le gestionnaire du réseau de transport national, qui a identifié quelques améliorations du réseau qui devraient être entreprises pour permettre une participation accrue de l'hydroélectricité dans l'approvisionnement en énergie du pays. Ne pas procéder ainsi pourrait entraîner une utilisation non complète de la capacité de production de Natchigal, continuer à dispatcher de ressources d'approvisionnement de production plus coûteuses ou même un délestage à des fins de sécurité du réseau du système.

3.4.3. Coordination entre les Fonctions de Production, de Transport et de Distribution

Avec la séparation des fonctions de production, de transport et de distribution au Cameroun, le cadre d'exploitation du système national a connu plusieurs défis. En effet, tous les acteurs dans leur segment respectif sont confrontés soit à une infrastructure manquante, soit à une infrastructure vieillissante qui n'a pas fait l'objet d'un programme de maintenance cohérent ni d'initiatives audacieuses de modernisation.

3.4.3.i. Fonction de Production

Concernant le segment de la production, l'approche du Cameroun en matière d'adéquation des ressources peut être décrite comme consistant en la gestion et le développement de trois portefeuilles : le portefeuille de production en réseau, le portefeuille de production hors réseau et le portefeuille des auto-producteurs.

3.4.3.i.a. Production en Réseaux Interconnectés

Avec une capacité de production-réseau totale installée proche de 1 600 MW, comme l'illustre le Tableau 2 ci-dessous, la capacité nette disponible du Cameroun reste inférieure à la demande du pays.

<i>Network</i>	<i>Genration Location</i>	<i>Fuel Type</i>	<i>Installed Capacity (MW)</i>
<i>RIS</i>	<i>Kribi</i>	<i>Gas</i>	<i>216</i>
<i>RIS</i>	<i>Dibamba</i>	<i>HFO</i>	<i>86</i>
<i>RIS</i>	<i>Limbe</i>	<i>HFO</i>	<i>85</i>
<i>RIS</i>	<i>Oyomabang 1</i>	<i>HFO</i>	<i>24.4</i>
<i>RIS</i>	<i>Oyomabang 2</i>	<i>HFO</i>	<i>24.4</i>
<i>RIS</i>	<i>Logbaba 1</i>	<i>LFO</i>	<i>5.4</i>
<i>RIS</i>	<i>Logbaba 2</i>	<i>HFO</i>	<i>12</i>
<i>RIS</i>	<i>Logbaba 3</i>	<i>Gas</i>	<i>30</i>
<i>RIS</i>	<i>Edea</i>	<i>Hydro</i>	<i>276</i>
<i>RIS</i>	<i>Songloulou</i>	<i>Hydro</i>	<i>384</i>
<i>RIS</i>	<i>Memve'ele</i>	<i>Hydro</i>	<i>90*</i>
<i>RIS</i>	<i>Mekin</i>	<i>Hydro</i>	<i>15</i>
<i>RIS</i>	<i>Ahala</i>	<i>LFO</i>	<i>21</i>
<i>RIS</i>	<i>Bamenda</i>	<i>LFO</i>	<i>20</i>
<i>RIS</i>	<i>Bafoussam</i>	<i>LFO</i>	<i>9</i>
<i>RIS</i>	<i>Mbalmayo</i>	<i>LFO</i>	<i>10</i>
<i>RIS</i>	<i>Ebolowa</i>	<i>LFO</i>	<i>10</i>
<i>RIS</i>	<i>Bassa 2&3</i>	<i>Gas</i>	<i>20</i>
<i>RIN</i>	<i>Lagdo</i>	<i>Hydro</i>	<i>72</i>
<i>RIN</i>	<i>Djamboutou</i>	<i>LFO</i>	<i>20</i>
<i>RIN</i>	<i>Ngaoundere</i>	<i>LFO</i>	<i>1</i>
<i>RIN</i>	<i>Maroua 1</i>	<i>LFO</i>	<i>10</i>
<i>RIN- isolated</i>	<i>Kousseri</i>	<i>LFO</i>	<i>2.8</i>
<i>RIN- isolated</i>	<i>Poli</i>	<i>LFO</i>	<i>1.2</i>
<i>RIN- isolaed</i>	<i>Touboro</i>	<i>LFO</i>	<i>0.9</i>
<i>RIN</i>	<i>Maroua-Guider</i>	<i>PV</i>	<i>36</i>
<i>RIN</i>	<i>Aggreko-Maroua</i>	<i>LFO</i>	<i>10</i>
<i>RIE (now RIS)</i>	<i>Bertoua</i>	<i>LFO</i>	<i>9.6</i>
<i>RIE (now RIS)</i>	<i>Lomie</i>	<i>LFO</i>	<i>1.9</i>
<i>RIE (now RIS) - isolated</i>	<i>Garoua-Boulai</i>	<i>LFO</i>	<i>0.3</i>
<i>RIE (now RIS) - isolated</i>	<i>Yokadouma</i>	<i>LFO</i>	<i>0.1</i>
<i>RIE (now RIS) - isolated</i>	<i>Betare-Oya</i>	<i>LFO</i>	<i>0.1</i>
<i>RIE (now RIS)</i>	<i>Aggreko-Bertoua</i>	<i>LFO</i>	<i>5</i>
<i>RIE (now RIS)</i>	<i>Lom Pangar</i>	<i>Hydro</i>	<i>30</i>

Table 2: Capacité de Production Installée au Cameroun (2023) (*) (**)

(*)Initialement de 211 MW, le site ne peut produire que 90 MW sur sa capacité installée de 211 MW en raison de l'absence de ligne de transmission pour exporter l'électricité de l'installation.

(**)Natchigal n'est pas comptabilisé et l'autoproduction exclue

En comparant la capacité de production installée actuelle aux projections de capacité installée du SND30, l'écart entre la capacité de production souhaitée et la capacité de production installée réalisée devrait d'ici 2025 être d'environ 2 000 MW. Pour atteindre l'objectif de capacité de production du SND30, il faudra développer environ 3 000 MW de projets de production dans un délai de 6 ans (voir Tableau 3), ce qui pourrait être

extrêmement difficile. Il existe donc un risque que l'approche actuelle en matière de calendrier de planification de l'adéquation des ressources ne soit pas respectée.

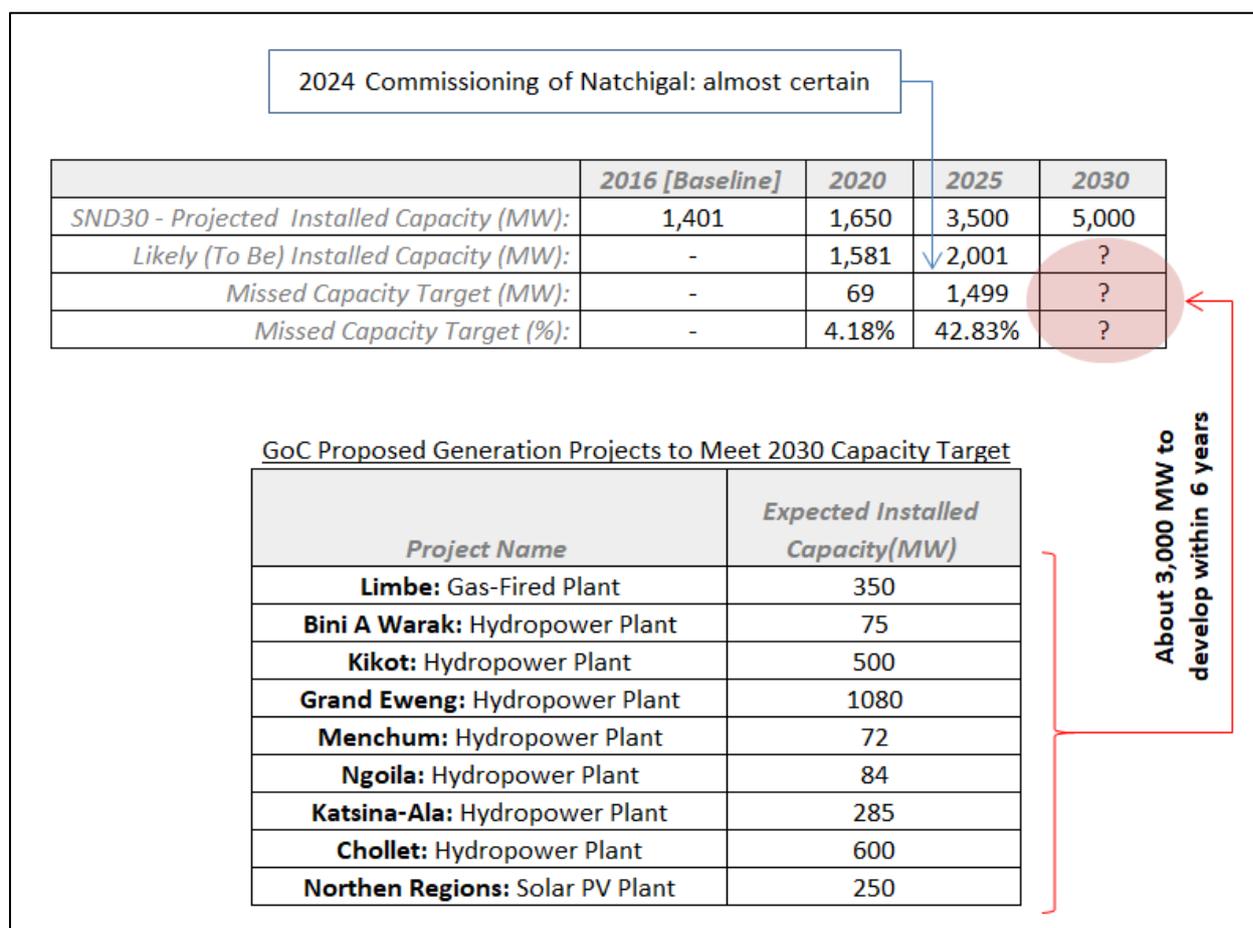


Table 3: Attentes en Matière de Capacité de Production Installée (source: MINEE, SND30)

Des facteurs tels que le contexte économique difficile du pays, la lenteur dans l'exécution des projets, l'absence ou le retard de la manifestation de la demande, une structuration inadéquate des projets conduisant à l'incapacité d'obtenir un financement ou d'atteindre un bouclage financier et les conflits internes du pays peuvent expliquer cette situation. D'un autre côté, l'impact causé par cette insuffisance des ressources d'approvisionnement sur la croissance économique du pays doit favoriser un débat sain sur la manière de mieux structurer l'adéquation des ressources du réseau et le cadre de planification et de mise en œuvre des transports et de la distribution pour répondre à la demande croissante prévue. Sur ce dernier point, on constate que non seulement les projections de demande basées sur le PDSE2030 ne se sont pas concrétisées, mais elles sont également loin des estimations récentes de l'entité de distribution (voir Figure 9). Ces observations, associées aux statistiques de croissance économique présentées plus haut, soulignent encore davantage la nécessité de revoir et de mettre à jour fréquemment le processus de planification du secteur au Cameroun.

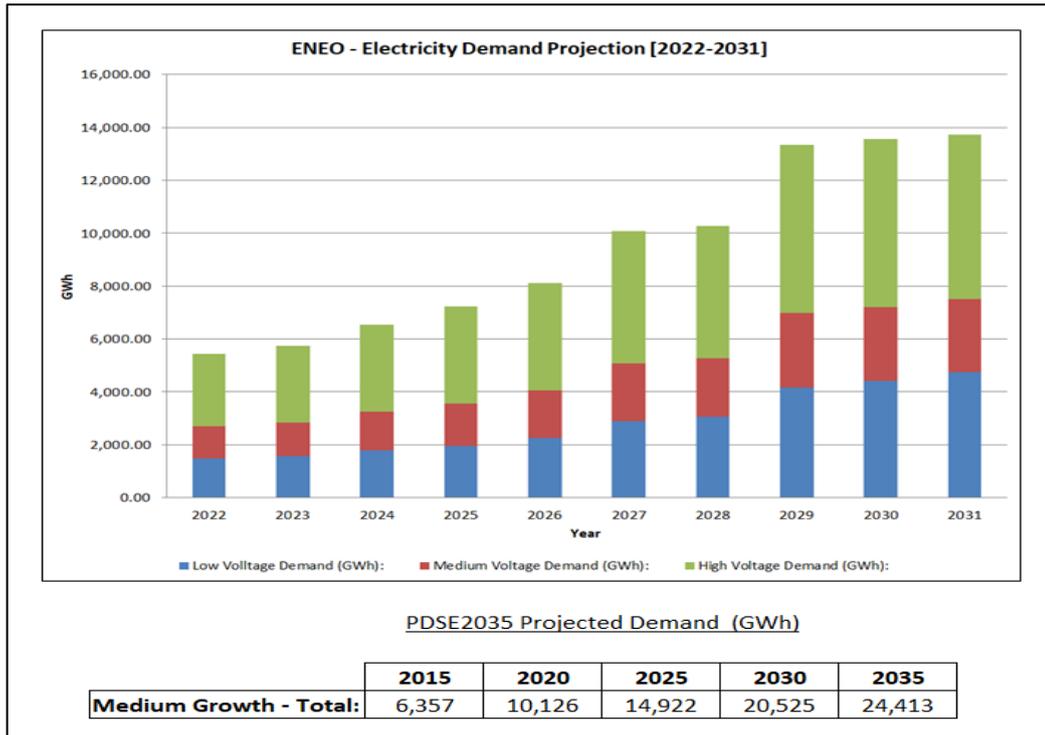


Figure 9: [2022-2035] Projection de Demande d'Electricité au Cameroun (sources: ENEO, PDSE2030)

3.4.3.i.b. Petite Centrale Hydroélectrique et Energie Renouvelable Variable

In addition to its large hydropower potential, Cameroon is also known for a non-negligible small hydropower (SHP) potential. This potential is estimated at 970 MW for sites with up to 10 MW-capacity. To date, only one such site has been developed in the country, at Mbakaou (1.5MW) in the Adamawa region: we can thus consider that the country's SHP potential is untapped. Figure 10 below shows the progress in SHP potential assessment and projects development over the last decade.

En plus de son important potentiel hydroélectrique, le Cameroun est également connu pour un potentiel non négligeable de petite hydroélectricité (PPH). Ce potentiel est estimé à 970 MW pour des sites d'une capacité allant jusqu'à 10 MW. À ce jour, un seul site de ce type a été développé dans le pays, à Mbakaou (1,5 MW) dans la région de l'Adamaoua: on peut donc considérer que le potentiel de la petite hydro est inexploité dans le pays. La Figure 10 ci-dessous montre les progrès réalisés dans l'évaluation du potentiel de petite hydroélectricité et le développement de projets au cours de la dernière décennie.

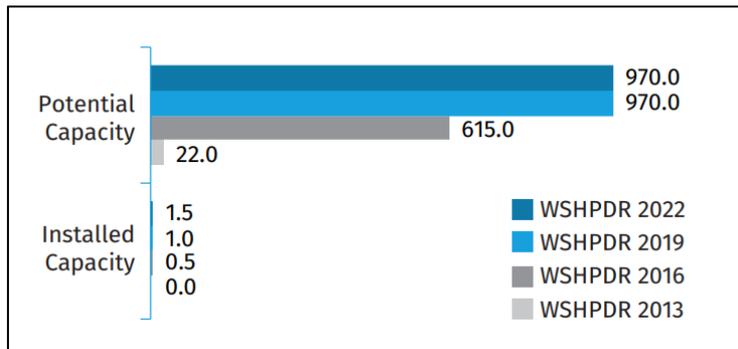


Figure 10: Évaluation de la Petite Hydroélectricité et Capacité Installée au Cameroun [2013-2022] (source: UNIDO 2022 Report)

Nous n'avons pas connaissance de planification ou de développement de projets de petite hydroélectricité en cours par l'AER au Cameroun, l'entité publique responsable de l'électrification rurale qui gère le sous-portefeuille de sites de PHE d'une capacité allant jusqu'à 5 MW. Néanmoins le GoC, à travers le MINEE, entend développer une cinquantaine de projets de petite hydroélectricité à travers le pays.

En ce qui concerne les énergies renouvelables variables, le Cameroun s'oriente lentement vers la mise en œuvre de projets solaires photovoltaïques, comme on l'a vu récemment avec la mise en service de la centrale photovoltaïque de Maroua-Guider de 36 MW. Des études ont montré que le Cameroun dispose d'un potentiel énergétique photovoltaïque décent. Selon la Figure 11 ci-dessous, la partie nord du pays peut fournir une moyenne quotidienne comprise entre [4,4 et 5,0] Kwh/Kwp. De même, la partie occidentale du pays dans le réseau RIS est estimée à une fourchette de [4,0 – 4,40] Kwh/Kwp. Dans le nord du pays, ce potentiel pourrait être utilisé pour renforcer davantage la capacité d'approvisionnement du réseau RIN.

Dans l'ensemble, le potentiel d'énergie photovoltaïque de Cameroun pourrait être utilisé pour compléter son infrastructure de production hydroélectrique actuelle et prévue, offrant ainsi des alternatives d'approvisionnement en énergie pour le réseau intégré RIS ou RIS-RIN. De plus, ce potentiel d'énergie solaire devient une option d'approvisionnement crédible à considérer à la fois à l'échelle de réseau ou non, à la lumière des progrès technologiques dans l'industrie solaire photovoltaïque et de la baisse continue des coûts. Dans un environnement où les réseaux RIS et RIN sont connectés et où un réseau de transport intégré devient la configuration du réseau du pays, la complémentarité naturelle entre le réseau RIS dominé par de grandes infrastructures de production hydroélectrique et le réseau RIN abondant en énergie solaire doit être prise en compte. Une telle complémentarité offre d'autres options avantageuses grâce auxquelles un cadre supplémentaire de régulation de l'eau pour la production hydroélectrique est fourni, un déploiement plus rapide des ressources de production modulaires pourrait être mis en œuvre, des capacités supplémentaires de stockage d'énergie pourraient être développées pour les zones à capacité limitée et des économies sur des extensions de réseau autrement plus coûteuses ou l'expansion de la capacité production à partir d'un scénario de statu quo

(c'est-à-dire sans poursuivre les initiatives de développement de l'énergie solaire) pourrait être réalisée.

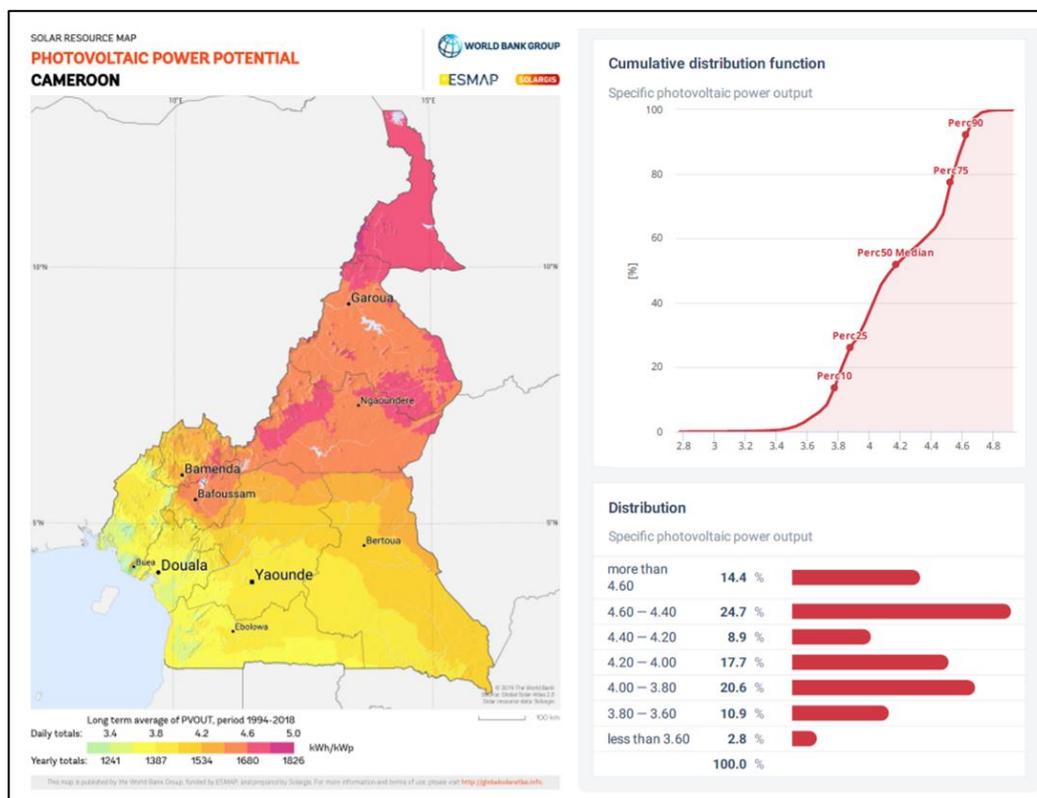


Figure 11: Potentiel de l'Énergie Solaire au Cameroun (source: WorldBank-2018)

Nous avons appris que le GoC a récemment lancé un *Projet d'Énergie Photovoltaïque Cameroun 2020* par lequel les consommateurs d'énergie hors réseau et les consommateurs d'énergie non desservis sur le réseau pourraient être desservis avec une capacité photovoltaïque installée projetée de 500 MW en deux phases dont la première a déjà été réalisée. Le projet, commencé et en cours d'achèvement à 37 %, aidera à développer un sous-portefeuille solaire photovoltaïque de 110 MW, comme illustré dans le tableau 4 ci-dessous.

Network	Site	Projected capacity (MW)	Status
RIS	Sangmelima	5	completed
	Meyomessala	2	completed
	Mengon	1	-
	Nkilzok	2	-
	Yingui	1	-
	Ebengbis	2	-
	Kyeossi	6	-
RIN	Maroua I	60	-
	Maroua II	30	completed
RIE (now RIS)	Mbalel, Oum	1	-

Table 4: Projet d'Énergie Photovoltaïque Cameroun 2020 - Phase I Portfolio (source: UNIDO)

Le Cameroun aurait également un certain potentiel en matière d'énergie éolienne, géothermique et biomasse.

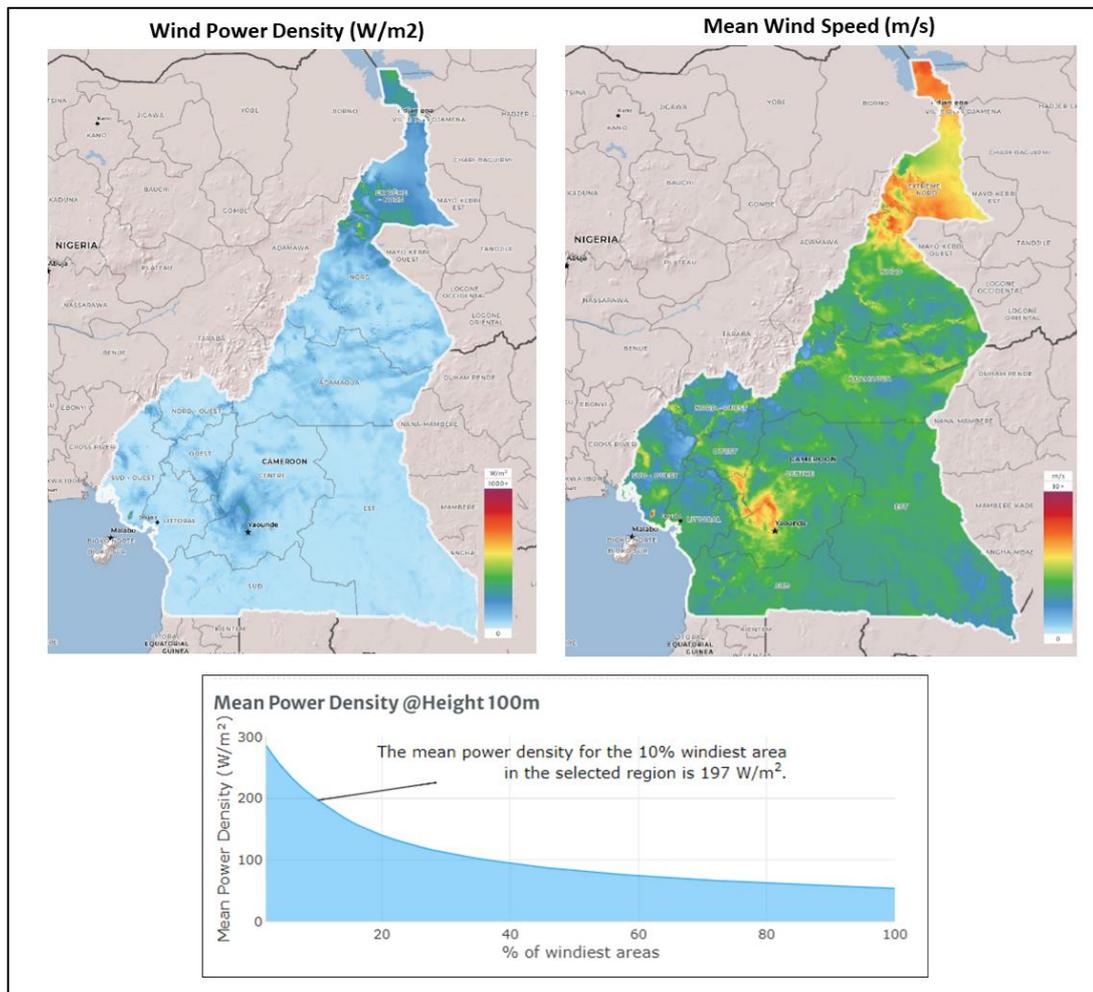


Figure 12: Potentiel en Energie Eolienne (source: Global Wind Atlas)

Les données préliminaires présentées dans la Figure 12 indiquent que les zones présentant un potentiel éolien adéquat au Cameroun sont les régions du Centre, du Nord et de l'Extrême-Nord. Bien qu'il n'y ait pas de programme de portefeuille de production éolienne ni d'infrastructure existante au Cameroun, nous avons appris qu'il existe un projet éolien de 42 MW basé sur un PPP qui sera construit (date de mise en service inconnue) à Bamboutos, dans la zone ouest du pays.

Il n'y a aucune énergie connue utilisée à partir des ressources géothermiques. La biomasse est largement utilisée et principalement dans les zones rurales. Néanmoins, il n'existe pour l'instant aucune étude approfondie majeure ni d'atlas de données robuste fournissant un potentiel en MW pour ces sources d'énergie au Cameroun.

Naturellement, une stratégie d'expansion du secteur de l'électricité qui inclut le développement de l'énergie solaire contribuera aux objectifs de Contribution Déterminée au Niveau National (CDN) pour aider le Cameroun à atteindre sa diversification du mix d'énergies renouvelables d'ici 2035, composée de 11 % de petites centrales

hydroélectriques (pour une capacité d'infrastructure ne dépassant pas 5 MW).), 7 % en biomasse, 6 % en ressources solaires et 1 % en énergie éolienne. D'autres domaines d'engagement du CDN incluent une plus grande hybridation des centrales thermiques avec l'énergie solaire et une meilleure gestion de la demande en électricité.

3.4.3.i.c Electrification Hors Réseau et Rurale

Avec le souci de la réduction des émissions, de la transition énergétique, du potentiel significatif de la petite hydroélectricité et de l'irradiation solaire, les programmes d'électrification hors réseau et ruraux devront migrer de petites solutions thermiques vers des infrastructures davantage basées sur les énergies renouvelables. La récente modification du décret opérationnel relatif aux fonctions de l'AER a recentré ses priorités sur la promotion et le développement de l'électrification rurale. Heureusement, l'AER s'oriente vers une plus grande collaboration avec les CTDs afin de mieux développer des programmes pour une électrification locale significative. L'un des résultats attendus de cette collaboration devrait être un inventaire des zones ciblées dont l'électrification est jugée vitale pour les communautés. Cette approche qui a le mérite d'impliquer directement les communautés concernées doit s'inscrire dans une composante de planification stratégique de l'électrification rurale issue d'un cadre de planification sectorielle intégrée.

La composante de planification stratégique ci-dessus mentionnée devrait conduire à un plan d'action coordonné pour la mise en œuvre de l'électrification rurale englobant la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance. Tout cela doit prendre en considération les initiatives en cours telles que le projet d'électrification de Huawei et donner des conseils sur la meilleure façon d'inclure les futures initiatives d'autres promoteurs privés dans le but d'un programme d'électrification rurale cohérent. Cependant, le succès d'une telle mise en œuvre à grande échelle nécessite suffisamment de talent humain, une infrastructure et des processus techniques adéquats, ainsi que des fonds pour soutenir les activités y relatives.

En réalité, on assiste à un timide développement de projets de petite hydroélectricité, d'énergies renouvelables variables et de production à base de biocarburants dans le pays. Du point de vue de l'expansion du secteur et du réseau, cela ralentit le déploiement de programmes efficaces d'électrification hors réseau et rurale en général, et de solutions de ressources énergétiques distribuées en particulier. Certaines raisons de cette faiblesse peuvent être attribuées à:

- Manque de plan directeur cohérent en matière d'énergies renouvelables (c'est-à-dire en dehors de la production d'énergie hydroélectrique ou solaire à grande échelle) en raison de la multiplicité des initiatives de projets d'énergies renouvelables émanant de diverses entités, tels que les programmes d'énergies renouvelables développés par l'ANAFOR, le MINFOF et les communautés territoriales décentralisées, et parfois d'autres ministères comme le MINEPAT ou le MINDEVEL. Ajoutés au partage d'informations et à la collaboration inadéquats entre eux, les

conflits d'intérêts ont tendance à entraver l'efficacité de la planification des projets, chaque entité abordant le processus de planification avec son propre objectif. En conséquence, il existe des obstacles à la mise en œuvre de projets d'énergies renouvelables et à la cohésion d'un programme global d'énergies renouvelables. L'absence d'un Plan Directeur des Energies Renouvelables (REMP) constitue un défi de planification,

- Absence d'un cadre politique et réglementaire adéquat encourageant la promotion et le développement de projets d'énergies renouvelables, y compris des mécanismes de soutien financier à long terme pour leur mise en œuvre et leur déploiement,
- Absence d'une structure tarifaire réglementée harmonisée pour les solutions énergétiques distribuées déployées dans le pays (en dehors du périmètre contractuel du service public de distribution). On a pu observer que la structure tarifaire des sponsors privés déployés pour les mini-réseaux est parfois plus élevée (100 FCFA/KWh pour Huawei, SolKamTech) que le tarif BT 2ème niveau des services publics distribués (79 FCFA/KWh). L'articulation des tarifs pour l'électrification rurale est encore plus préoccupante si l'on remarque que si les tarifs des projets de l'AER sont déterminés par le MINEE, il n'existe pas de telle détermination concernant les projets des promoteurs privés. Et avec l'exemple mentionné précédemment, cette situation présente un problème de durabilité à long terme de l'électrification rurale, d'autant plus que ces solutions d'électrification ciblent une partie de la population du pays économiquement défavorisée,
- Besoin d'une expertise formée en la matière pour dynamiser la vulgarisation des technologies des énergies renouvelables,
- Absence d'expertise capacitaire locale pour la fabrication des équipements électromécaniques, l'installation, l'exploitation et la gestion des infrastructures d'énergies renouvelables déployées,
- Absence de normes techniques dans le développement des projets ruraux et hors réseau, avec pour conséquence une éventuelle non-harmonisation et des défis pour l'ancrage futur au(x) réseau(x) de distribution,
- Absence de recherche et développement industriels pratiques pour étudier la substitution pratique des combustibles thermiques par des biocarburants et la création d'un marché pour les produits dérivés,
- Fonctionnement inadéquat du financement de l'AER. En tant qu'entité responsable de la promotion et de la mise en œuvre des projets d'électrification rurale, l'AER n'a pas réussi à lever des fonds, ce qui rend encore plus difficile la coordination de ses activités.

Le PDSE2030 dont est dérivé le Plan Directeur National dans son approche des options d'approvisionnement énergétique s'était principalement concentré sur les grands projets de centrales hydroélectriques, de centrales au gaz et d'autres options thermiques. Étant donné que la majorité des sites de petite hydroélectricité, d'énergie solaire photovoltaïque et d'énergie éolienne sont probablement situés dans des zones semi-rurales ou rurales, des stratégies doivent être développées pour construire des ressources énergétiques

distribuées (DER) en coexistence avec l'expansion du réseau fédérateur. Dans l'ensemble, une approche coordonnée de la planification de l'intégration des énergies renouvelables en général et des énergies renouvelables variables en particulier, basée sur la demande, est nécessaire. En outre, en tant que pays riche en énergies renouvelables, l'option de ressources énergétiques distribuées, économiquement compétitives et opérationnellement plus efficaces, connectées au réseau de distribution peut offrir des options de report des investissements dans les actifs de transport ou dans les ressources de production centralisées. Ces options doivent être évaluées conjointement avec les autres d'un point de vue intégré dans le développement d'une planification solide du secteur de l'électricité.

Le déséquilibre entre la capacité de l'offre et de la demande, malgré les efforts considérables déployés par le GoC pour résoudre le problème d'adéquation des ressources, couplé à une infrastructure vieillissante et mal entretenue, a conduit à une dégradation de la qualité du service pour les consommateurs. Cette dégradation se manifeste par des délestages de charge fréquents, une énergie non desservie (également appelée énergie non distribuée) sous la forme de pannes de courant prolongées ou d'un déficit de capacité d'approvisionnement en énergie dans certaines zones, et une qualité d'énergie instable en termes de tension et de fréquence. Les statistiques de 2015 estimaient que plus de 81 % des plus de 60 GWh d'énergie non desservie étaient causés à la fois par une défaillance des infrastructures et par la nécessité de rationner l'énergie.

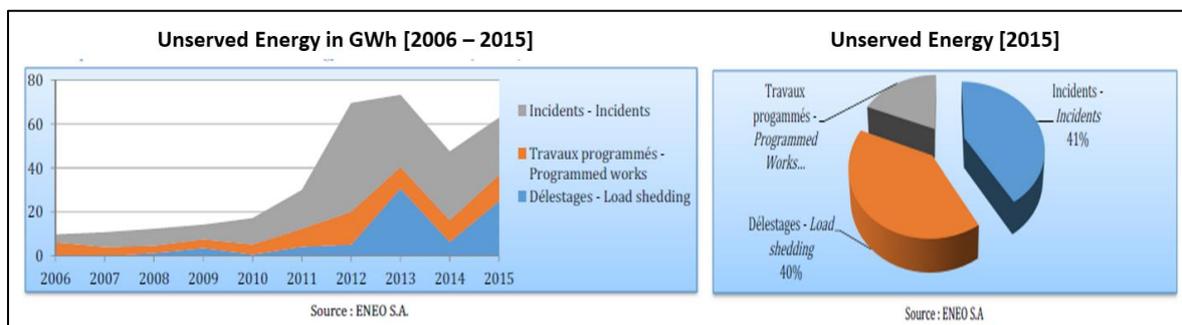


Figure 13: [2006-2015] Estimation d'Énergie Non Desservie (source: MINEE- 2015 Energy Balance)

Des mises à jour de ces statistiques devraient être mises à disposition et calculées pour aider à évaluer la situation actuelle. De plus, comme le coût économique de l'énergie non desservie n'est pas reflété dans l'étude qui a conduit au Plan directeur de 2014, il devrait être pris en compte à l'avenir dans le processus de planification. Certains utilisateurs finaux ayant besoin d'une meilleure qualité et d'une meilleure continuité de service ont investi dans leurs propres options de production. La taille de ce segment de production, estimée à 450 MW en 2021, soit une augmentation de 68 % par rapport à ses estimations de 2013, témoigne clairement des défis liés à une fourniture d'énergie fiable et sécurisée.

En tant que système avec une faible marge de réserve de capacité, la planification opérationnelle du réseau camerounais doit surveiller et améliorer en permanence les

indicateurs de fiabilité des centrales de production. Ces indicateurs définis par l'industrie permettent aux directions de production de se concentrer sur la manière de mieux préparer les actifs de production à l'exploitation et d'anticiper sur les programmes de maintenance nécessaires pour atteindre leurs objectifs d'efficacité opérationnelle. Au Cameroun, les opérateurs de production se voient attribuer des objectifs de disponibilité et ont pour mandat de fournir des informations sur leur disponibilité atteinte (voir Figure 14) sur une certaine période. Ces informations sont ensuite utilisées par l'entité de régulation pour prendre les mesures appropriées afin que les objectifs soient révisés ou que les opérations de l'infrastructure soient améliorées.

Le segment de production d'ENEO sur la période de planification 2026-2031 représente 75% du CAPEX dans le domaine de l'amélioration de la fiabilité, à savoir l'amélioration de la disponibilité des unités de production sous sa gestion. Il s'agit d'une initiative encourageante dans la mesure où la direction de la production devrait dans son ensemble s'efforcer d'améliorer le taux de disponibilité net de ses centrales en renforçant les programmes de maintenance et de réhabilitation afin de réduire les taux de pannes et d'arrêts forcés de leurs centrales, en particulier dans le contexte d'une faible marge de capacité de production.

KPI	K2021	R2021	K2022	R2022
Generation				
Songloulou availability rate	82.5%	94.30%	82.5%	93.46%
EDEA availability rate	82%	81.47%	82.10%	89.53%
Lagdo availability rate	66.1%	85.00%	66.6%	97.55%
Availability rate of connected thermal power plants	93.73%	70.71%	93.73%	73.83%
Remote thermal power plant availability rate	83.73%	71.77%	83.73%	82.38%
Hybrid power plant availability rate	90%	75.04%	90%	85.39%
Fuel stocks for remote thermal power plants	10	7.99	10	6.87
Access to electricity				
Connections-first access (u)	43 800	95 234	57 300	130 297
Regularisation connections (u)	33 700	126 230	37 100	65 091

KPI = Key Performance Indicator ou Indicateur Clé de Performance
K2021 = Objectif ou résultat attendu par l'Etat en 2021
R2021 = Résultat réalisé par Eneo en 2021
K2022 = Objectif ou résultat attendu par l'Etat en 2022
R2022 = Résultat réalisé par Eneo en 2022

Figure 14: Indice de Disponibilité coté Production - Rapport Annuel ENEO 2022

3.4.3.ii. Gestion en Approvisionnement en Combustible Thermique et en Eau

A l'instar des considérations hydrologiques concernant la capacité de production d'électricité sur la rivière Sanaga évoquées plus tôt, les conditions changeantes de l'hydrologie ont affecté la disponibilité et le fonctionnement d'autres centrales hydroélectriques dans le pays. Cette situation, que l'on pourrait qualifier de problème de gestion du carburant, affecte deux infrastructures de production majeures: Memevele'e dans le RIS et Lagdo dans le RIN. Dans le RIN, la rivière Bénoué qui alimente la centrale électrique de Lagdo a connu au cours des trois dernières années des épisodes de sécheresse

sévère qui ont réduit la capacité de la centrale à 25 % de sa capacité nominale. Dans la rivière Ntem qui alimente la centrale électrique de Memvele'e, les périodes d'étiage peuvent parfois réduire la capacité disponible de la centrale à 30-40 MW. Parallèlement et en l'absence de mécanismes de régulation de l'eau pour ces centrales, les réseaux combinés RIS et RIN auraient pu perdre jusqu'à 225 MW en capacité de production disponible, difficile à couvrir avec les autres ressources déjà proches de la disponibilité maximale ou stressées à cause de celles-ci. En conclusion, les conditions hydrologiques peuvent affecter la capacité nette disponible des centrales hydroélectriques en l'absence d'infrastructures de régulation ou de solutions à plus long terme.

Les planificateurs du système doivent également élaborer un plan d'approvisionnement en combustible pour les centrales thermiques. Au Cameroun, ce portefeuille de combustibles thermiques est composé de gaz naturel, de fioul lourd (HFO) et de fioul léger (LFO). L'approche actuelle de gestion de ce portefeuille de combustibles thermiques au Cameroun consiste à :

- réduire la dépendance aux centrales de production de HFO/LFO en raison de leur taux thermique de conversion élevé et des coûts élevés du combustible. Parallèlement, un programme de substitution de la production de HFO/LFO s'appuyant sur les interconnexions intra-pays (par exemple, la récente liaison RIE-RIS, le projet d'interconnexion RIS-RIN en cours), une contribution accrue de l'hydroélectricité et des énergies renouvelables variables (par exemple, le programme photovoltaïque de 30 MW de Maroua-Guider) est proposée et actuellement mis en œuvre. Bien qu'en cours, le programme de substitution ne peut pas mettre fin immédiatement à la production des centrales HFO/LFO et à ce titre, une gestion de l'approvisionnement en combustible HFO/LFO exigeant que les opérateurs de production garantissent au minimum un certain équivalent en MMbtu de carburant doit être mise en place. Généralement, les niveaux requis sont déterminés sur la base des profils de production anticipés et doivent être ajustés si nécessaire. Au Cameroun, les opérateurs de production de HFO/LFO se voient attribuer une certaine quantité de carburant à stocker et doivent déclarer les quantités actualisées (voir Figure 14). Il convient de noter que puisque le HFO/HFO est importé, le processus d'approvisionnement en carburant est soumis à un risque de marché sous la forme de fluctuations des prix du marché international,
- élaborer et mettre en œuvre un plan d'approvisionnement en gaz pour les plans de production au gaz. L'entité responsable de l'approvisionnement en gaz de la centrale électrique de Logbaba est Gaz du Cameroun (GDC) à partir du champ de Logbaba, tandis que la Société Nationale des Hydrocarbures (SNH) est chargée de fournir le gaz à la centrale électrique de Kribi à partir du champ de Sanaga Sud. Le gaz est fourni aux usines via un réseau de gazoducs. Contrairement au LFO/HFO, il n'y a pas de risque explicite de prix de marché puisque la ressource primaire est exploitée localement, mais il subsiste un risque de disponibilité si les champs sources de gaz identifiés ne sont pas explorés de manière optimale ou si les contraintes sur le réseau gazier entravent l'acheminement vers les centrales de production. Selon la

Banque Africaine de Développement, le manque d'approvisionnement en gaz semble être la raison de la non-expansion de la centrale au gaz de Kribi.

3.4.3.iii. Fonctions de Transport et de Distribution

Avec une croissance moyenne de la demande estimée à 4 % jusqu'en 2040 selon l'ONUDI, il est essentiel de mettre en place une planification sensée et pragmatique dans le secteur. Au-delà des attributions structurelles et fonctionnelles, l'interaction de planification entre les segments de la production, du transport et de la distribution d'électricité et d'autres secteurs pertinents doit être renforcée dans un environnement comportant autant d'entités de parties prenantes.

D'un point de vue systématique, une évaluation de la robustesse des infrastructures pour chacun des segments doit être réalisée en continu, afin d'identifier leurs vulnérabilités opérationnelles. Ensuite, le lien entre chacun de ces segments nécessite une coordination plus forte, en particulier dans un système énergétique présentant une fiabilité et une marge de sécurité faibles. Un aspect parfois négligé d'une telle coordination est l'établissement d'un programme d'arrêt planifié des infrastructures sur des perspectives à court, moyen et long terme. Le non-respect des programmes d'entretien des infrastructures a également fragilisé le réseau, comme l'illustre la nécessité de réhabiliter les turbines d'Edéa et de Songloulou au début des années 2010 et la centrale électrique de Limbé en 2016. De même, des incidents réguliers sur le réseau de transport, tels que des intempéries, l'effondrement des pylônes de transmission (ligne de transport d'Edea/Kribi en 2022) ou les dommages causés aux sous-stations par des incendies comme à Logbaba et Bonaberi en 2022) nous rappellent l'importance de planifier la conception des infrastructures en gardant à l'esprit les attributs d'un réseau moderne.

Transmission projects development has been undertaken by both the MINEE and SONATREL. Our understanding of SONATREL's mandate is that it remains the entity in charge of the national grid transmission planning and operations, a responsibility inherited from the transmission and distribution functions unbundling. As such, it must develop a long-term plan for the adequacy and reliability of the national grid. The developed plan must reinforce the grid and provide a response to transmission expansion growth in terms of integration of new supply and demand resources, as well as requests for long-term transmission services.

Les interconnexions de réseaux dans le contexte de la croissance du secteur électrique national ou de l'intégration des pools énergétiques régionaux nécessitent un ensemble d'outils institutionnels, réglementaires et opérationnels nécessaires aux pays participants pour maximiser leur participation. Dans un tel contexte, l'existence d'un code réseau complet aux niveaux national et sous-régional est essentielle pour réglementer les échanges d'électricité et planifier l'expansion de l'électricité à l'intérieur et au-delà des frontières. Ainsi, un réseau intégré au Cameroun nécessitera des outils et des processus pour mieux surveiller

et exploiter son réseau. Et la présence de sources d'approvisionnement renouvelables variables augmentera la complexité de la gestion du système dans les zones de contrôle où elles pourraient être dominantes.

L'interconnexion des réseaux posera également des défis en matière de synchronisation du réseau qui, en fonction de la configuration d'agilité du réseau souhaitée, doit nécessiter un certain niveau d'investissement dans l'indépendance des zones de contrôle en matière de fiabilité. De plus, des investissements dans le renforcement des ouvrages de transport sont nécessaires pour un réseau vieillissant et très contraint comme celui du Cameroun. À ce jour, la SONATREL relève certains de ces défis en adoptant un programme de renforcement des infrastructures axé sur des projets tels que les investissements nécessaires à la stabilisation dans les zones de contrôle de Yaoundé et de Douala. Nous avons cependant constaté que la SONATREL n'est pas équipée de certains des outils critiques, comme une plateforme de prévision de la demande ou une salle de contrôle avec système SCADA/EMS la préparant aux besoins évolutifs du réseau. En effet, la SONATREL ne peut pas suivre de manière optimale le comportement de ses actifs, ce qui entraîne des problèmes de performance du réseau. Ces problèmes sont souvent exacerbés par une coordination inadéquate de la planification de l'indisponibilité de la production, qui devrait faire partie de ses responsabilités quotidiennes. Conscient de ces défis et d'autres, le GRT national (SONATREL) a élaboré un plan d'investissement sur 10 ans de 948 milliards de FCFA dont 39,5% sont alloués à l'intégration du réseau national et à l'interconnexion avec le Tchad voisin. Dans l'ensemble, le plan d'investissement vise à améliorer la fiabilité et la sécurité du réseau et à contribuer à sa croissance afin de permettre l'interconnexion des futures centrales de production et la liaison du système électrique du pays avec les pays voisins. L'existence d'un plan d'investissement pour le segment du transport témoigne du fait que le GoC réalise qu'il doit avoir un plan d'action stratégique à court, moyen et long terme pour l'expansion du réseau. Ce plan d'action doit être construit autour de piliers essentiels tels que les activités d'études pour la planification du réseau.

Concernant SONATREL et ENEO, chacune élabore un plan d'investissement selon son mandat respectif. Du point de vue de la planification, la cohérence de la feuille de route des investissements dans le transport et la distribution du pays nécessite d'abord une coordination dans le développement de chaque fonction à court, moyen et long terme.

Un exemple où cette coordination est essentielle est le développement en cours de l'interconnexion entre le Cameroun et le Tchad (**PIRECT** - Projet d'Interconnexion des Réseaux Electriques du Cameroun et du Tchad), qui devrait être achevé en 2027. Du côté Cameroun, ce projet reliera d'abord le réseau RIS du poste de Natchigal au réseau RIN du poste de Hourou Oussoua via une ligne de 514 km-225 KV, transformant à terme le réseau de transport en un réseau intégré. Le projet procédera ensuite à la liaison du réseau intégré du Cameroun avec le Tchad, à travers la construction d'une ligne de transport de 800 km. De même, le GoC a annoncé en 2020 un projet d'interconnexion du Cameroun avec le Nigeria (attendu en 2030) via une ligne de 400 KV entre Natchigal et Bafoussam au Cameroun, et de Bafoussam au Nigeria. Avec ces projets de connexion intra-régionale, le Cameroun

deviendra un hub d'électricité, pour le Pool énergétique Ouest-Africain (interconnexion avec le Nigeria) et le Pool énergétique de l'Afrique Centrale (interconnexion avec le Tchad). Naturellement, la question de savoir comment les zones rurales ou mal desservies en énergie pourraient bénéficier de ces initiatives est intéressante, associant davantage les thématiques de développement de la technologie des réseaux, l'accès à l'énergie et le développement économique. Heureusement, des rapports indiquent que le projet d'interconnexion Cameroun-Tchad contribuera à fournir de l'électricité à 409 localités au Cameroun et 69 localités au Tchad.

Un autre domaine essentiel pour la coordination de la planification est l'élaboration de prévisions de demande de transport et de distribution, ainsi que les initiatives nécessaires de renforcement des réseaux à chaque niveau, y compris la protection et l'automatisation. À cet égard, il est encourageant de constater que la projection de la demande industrielle supplémentaire du pays entre 2024 et 2027 (total : 574,8 MW) a conduit à l'identification des besoins d'investissement dans les infrastructures de transport et de distribution. Grâce à cet exercice, SONATREL et ENEO ont constaté qu'elles ne pouvaient couvrir que 43 % de cette infrastructure MW avec des projets en cours. Si l'on considère la part de la demande PAK (Port Autonome de Kribi) de la demande industrielle projetée, la SONATREL et ENEO ne peuvent répondre qu'à 47 % des besoins en infrastructures T&D. Sur les 326 MW d'infrastructures T&D nécessitant un financement estimé à 57,8 milliards de FCFA, 152.6 MW doivent encore être transformés en propositions de projets.

Bien que l'évaluation des besoins en T&D semble satisfaire la demande industrielle à venir, l'examiner séparément de tous les autres facteurs ayant un impact sur la demande pourrait conduire à des propositions d'investissements supplémentaires en T&D qui ne seraient pas optimales, du point de vue d'une planification intégrée globale. Néanmoins, l'incapacité à satisfaire en temps opportun cette demande industrielle explicite résumée dans la figure 15 présentera des risques 1) de suppression de la demande industrielle dans le pays, 2) d'augmentation de la production intégrée et 3) de non-utilisation complète ou de non-développement de projets de production, tous pouvant avoir un effet négatif sur la croissance économique du GoC et entraîner une expansion retardée ou non rentable du réseau.

Malheureusement, il existe des inquiétudes quant à l'exécution en temps opportun des renforcements des projets T&D, comme l'illustre le faible état d'avancement (38%) du projet de renforcement du réseau de transport parrainé par la Banque mondiale (PRRTERS - Projet de Remise à Niveau des Réseaux de Transport de l' Electricité et de la Réforme du Secteur) qui devait s'achever en 2022.

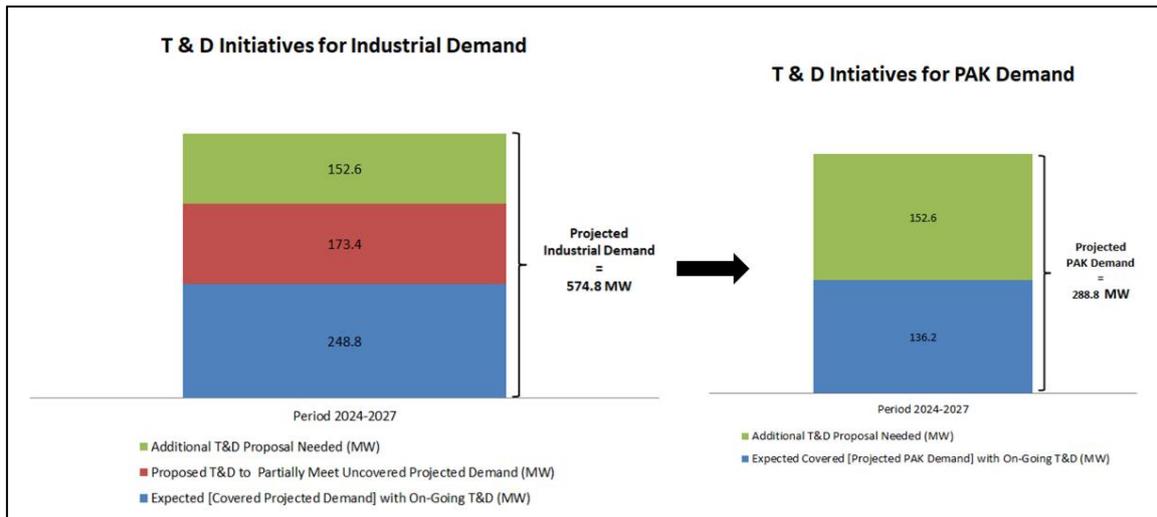


Figure 15: Initiatives T&D pour la Demande Industrielle Projetée 2024-2027 (source: SONATREL & ENEO)

Au Cameroun, les fonctions de desserte et de fournisseur de distribution sont assurées par la même organisation, ENEO, également connue sous le nom de Compagnie de Distribution (CD). Alors que la SONATREL est responsable de la fiabilité du réseau de transport, la fiabilité au niveau de l'utilisateur final et de la distribution locale relève de la responsabilité d'ENEO. A ce titre, ENEO assure l'expansion, la croissance et le renforcement du réseau de distribution sur la base de critères de fiabilité et de sécurité de la distribution: par conséquent, les projets de distribution du réseau relèvent directement de sa responsabilité. Les initiatives hors réseau et rurales restent pour l'essentiel sous la responsabilité de l'AER. Sur la base des statistiques récentes de la CD, le taux d'efficacité de la distribution était inférieur à 70 % sur la période 2016-2019 et semble s'être amélioré depuis lors, même s'il est toujours inférieur à 80 %, comme l'illustre la Figure 16 ci-dessous.

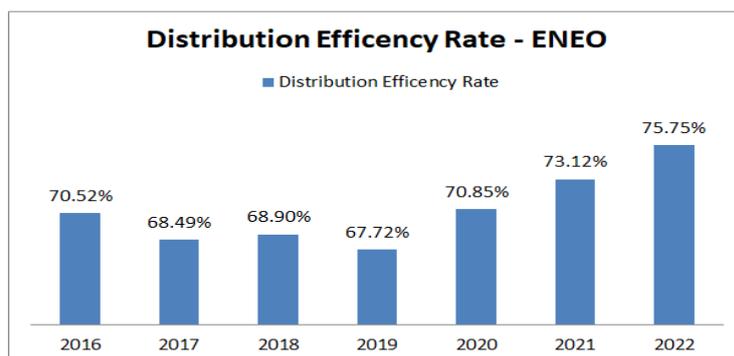


Figure 16: Historique du Taux d'Efficacité du Services de Distribution du Cameroun (source: ENEO)

Le taux d'efficacité de la distribution est bien inférieur aux normes internationales, attendu autour de 88 % et plus. Cela indique des inefficacités élevées du réseau de distribution. Ces inefficacités peuvent être classées en termes de pertes techniques et non techniques. De plus, il existe une qualité de service (tension et fréquence) qui n'est pas satisfaisante pour la plupart des utilisateurs finaux. Ces deux problèmes ont été principalement causés par

l'investissement inadéquat dans l'automatisation de la distribution, la surcharge répétée des transformateurs, le non-respect des programmes de maintenance des infrastructures de distribution et le programme de planification systématique et adaptatif de l'infrastructure de distribution. Les efforts du service public de distribution pour résoudre ces problèmes doivent inclure le renforcement et la modernisation techniques du réseau, la réduction de la fraude (estimée à plus de 60 milliards de FCFA pour 2020) et l'amélioration de la collecte des revenus. L'absence d'une infrastructure robuste de gestion de la consommation d'électricité a un impact négatif sur le développement du secteur dans la mesure où les pertes de revenus dues aux services publics de distribution retardent les investissements dans la distribution, et le gaspillage d'énergie tel que l'éclairage public incontrôlé, détourne inutilement la production d'énergie dans un système de marge de réserve déjà faible.

Heureusement, des efforts tels que le déploiement de compteurs intelligents et de plateformes technologiques associées telles que les programmes prépayés, dans le but de moderniser l'infrastructure, lutter contre la fraude, mieux mesurer la consommation d'énergie et améliorer la collecte des revenus, sont en cours. Le service public de distribution a signalé que plus de 630 000 compteurs intelligents ont été déployés en 2022 et qu'au premier trimestre 2023, environ 32 % des clients résidentiels d'ENEO devraient utiliser cet équipement. Le GoC a également commencé à étudier la possibilité de relier les infrastructures publiques d'éclairage aux compteurs intelligents afin de mieux gérer leur utilisation: il a été rapporté qu'environ 18 000 points de connexion ont été identifiés. Malheureusement, le service public de distribution a indiqué en 2023 que plus de 50 % des compteurs intelligents déployés dans les foyers avaient été délibérément falsifiés, ce qui a entraîné une perte de revenus et suscité des inquiétudes quant à une collecte adéquate des revenus. Cette situation met en lumière la nécessité de traiter le système électrique du Cameroun comme une infrastructure critique et de le concevoir en conséquence, tant du point de vue de la sécurité physique que cybernétique.

A l'inverse, le faible taux d'inefficacité pourrait également être considéré comme une opportunité pour les planificateurs de systèmes d'introduire les RED telle que la gestion de la demande dans le cadre de planification de la distribution.

Dans le but d'améliorer l'aspect fiabilité de son segment, le service de distribution a budgétisé au moins 60 % de ses investissements prévus au cours des 5 prochaines années sur le renforcement du réseau de distribution centré principalement sur la maintenance, tandis que 30 à 40 % concernerait l'expansion du réseau de distribution.

Dans l'ensemble, l'investissement total prévu par le service de distribution d'environ 222 milliards de francs CFA devrait contribuer à l'amélioration des indicateurs clés de performance (KPI), dont certains incluent SAIDI, SAIFI et le taux de disponibilité des centrales de production (dans le cadre de son portefeuille de production).

Dans un système soumis à la variabilité météorologique saisonnière qui a un impact sur l'exploitation des systèmes d'énergie, la planification de la production et du transport-

distribution doit orienter ses efforts vers l'amélioration de ses systèmes autant que possible, en gardant à l'esprit les objectifs de performance saisonniers. Les indicateurs avec une granularité saisonnière permettent de mieux se concentrer sur les réponses de planification et opérationnelles nécessaires à la fiabilité et à la sécurité du système.

Une infrastructure vieillissante, les problèmes d'adéquation des ressources causés par l'augmentation de la demande, et plus récemment les initiatives d'interconnexion des réseaux sous-régionaux ont été quelques-uns des catalyseurs de la réforme du secteur de l'électricité et des investissements au Cameroun, comme l'indiquent les projections de CAPEX de la SONATREL et de l'ENEO. Bien que cette approche soit essentielle pour stabiliser l'infrastructure du réseau intégré, il faut reconnaître que d'autres facteurs deviennent essentiels pour repenser le cadre de planification qui devrait soutenir le développement de ces plans d'investissement et les prochains. Certains de ces facteurs incluent la nécessité de :

- la résilience des infrastructures, dans la mesure où celles-ci peuvent être soumises à des contraintes physiques et technologiques défavorables,
- adopter des avancées technologiques permettant des déploiements rapides de ressources énergétiques distribuées, permettant à la fois un meilleur accès à l'énergie et une modularité de l'architecture du réseau,
- la modernisation des infrastructures pour préparer l'intégration des systèmes, outils et processus dans la gestion moderne des systèmes électriques,
- évaluer et mettre en œuvre des options de flexibilité du réseau à mesure que des énergies renouvelables plus variables sont introduites dans le mix d'approvisionnement,
- Surveillance continue des données opérationnelles et du système pour mieux comprendre, contrôler et répondre aux incidents. Ces informations devraient à terme conduire à une meilleure ré-architecture du réseau,
- more comprehensive demand-side programs to complement the resource adequacy part of the sector expansion planning,
- la mise en œuvre d'un packaging et d'une tarification adéquats pour les services de réseau nécessaires au fonctionnement du système énergétique (à la fois en réseau et hors réseau), et le maintenir financièrement viable.

3.4.4. Accords de Concession entre ENEO, IPP et le Gouvernement

ENEO agit en tant qu'entité de distribution d'électricité au Cameroun pour les clients basse tension, moyenne tension et haute tension. Le tarif pour ces clients est déterminé par le biais d'un accord de concession entre ENEO et le GoC qui avait initialement été structuré sur trois périodes de cinq ans commençant en 2001, telle que définie par l'accord-cadre entre les deux parties (ou le GoC et les entités précédentes à ENEO), et récemment prolongé par un troisième amendement de concession. Dans le cadre de cet amendement et après la troisième période de 5 ans, le tarif client défini pour les services énergétiques fournis par ENEO est réglementé sur la base des revenus perçus par l'entité et associés à ses activités

mandatées de vente d'électricité aux clients basse et moyenne tension d'une capacité de 1 MW maximum, la distribution d'électricité et la production de production pour ladite vente d'électricité. Ces revenus, en outre plafonnés par un montant de revenus maximum autorisé, conduisent à un calcul de tarif moyen décrit comme dans l'Equation (1) ci-dessous.

$$AT_t = \frac{\text{Min } [RR_t, AR_{\text{max}_t}]}{EA_t} \quad (1)$$

avec:

t: période pour laquelle l'évaluation de l'activité est effectuée

AT_t : tarif moyen pour la période t

RR_t : revenu perçu pour la période t

AR_{max_t} : revenu maximum autorisé pour la période t

EA_t : Énergie comptabilisée pendant la période t

Les conditions de révision des tarifs sont contenues dans les accords de concession ou de licence. En général, la détermination des tarifs est soumise à une révision obligatoire tous les cinq ans ou exceptionnellement en cas de circonstances importantes susceptibles d'avoir un impact sur ses valeurs. Toutes ces activités sont exercées par le régulateur du secteur.

De même, les cibles des KPIs sont fixées par le régulateur du secteur et sont intégrés dans les accords de concession ou de licence. Dans le contexte camerounais, la performance réelle des compagnies d'électricité peut être récompensée ou pénalisée selon que les cibles sont atteintes ou non. Avec des accords de concession s'étalant sur des décennies, la définition de cibles KPIs sur une période à long terme avec peu de flexibilité de révision pourrait constituer un défi pour l'accélération des investissements dans la fiabilité du réseau. L'exercice d'équilibre consistant à fixer des cibles de KPIs sur le long terme nécessite une compréhension approfondie de l'architecture existante ainsi que de son état futur prévu, et du calendrier nécessaire pour y parvenir. Un exemple de cible d'efficacité de distribution entre 2021 et 2022 montre une différence de 0,9 sur la base de 71,5 % en 2021, tandis que la performance déclarée pour les deux années était respectivement de 73,12 % et 75,75 %. En l'absence d'analyse rétrospective, il est difficile pour le régulateur du secteur de déterminer si les indicateurs ont été fixés de manière optimale.

KPI	K2021	R2021	K2022	R2022	
Distribution and Quality of Service					
SAIDI (Day/customer/year)	74.1	84.05	65.9	57.6	
SAIFI	25.1	24.42	23.00	19.8	
Distribution efficiency	71.5	73.12	72.4	75.75%	
Availability of MV lines per feeder	82%	75%	84%	89%	<i>K2021 = Objectif ou résultat attendu par l'Etat en 2021</i>
Deadlines for replacing MV/LV substation transformers	12	27	12	16	<i>R2021 = Résultat réalisé par Eneo en 2021</i>
- - Metropolitan (hours)	12	37	12	14	
- - Urban (hours)	72	310	72	66	<i>K2022 = Objectif ou résultat attendu par l'Etat en 2022</i>
- - Rural (hours)					
Sample of LV customers equipped with smart meters	1.2%	1.42%	1.5%	1.63%	<i>R2022 = Résultat réalisé par Eneo en 2022</i>
Sample of MV/LV substations equipped with smart meters	5%	1%	7.5%	1%	

Figure 17: Distribution Utility KPIs Values for 2022 (source: ENEO)

Il faut noter qu'aucune information sur les concessions n'a été fournie pour les IPPs.

3.4.5. Mécanismes de Surveillance et Système d'Information Concernant la Performance Financière et Opérationnelle

S'appuyant sur l'architecture institutionnelle du secteur au Cameroun, le MINEE à travers sa Direction des Energies Renouvelables et de la Maîtrise de l'Energie (**DERME**) - Direction des Energies Renouvelables et de la Maîtrise de l'Energie) est l'unité chargée de collecter les données liées à l'électricité auprès du point de vue de la production, du transport, de la distribution et de la consommation. De même, l'entité chargée du calcul des tarifs et du règlement des litiges dans le cadre des opérations de marché, l'ARSEL, devrait s'appuyer sur sa Direction des Etudes et du Système d'Informations de Régulation (**DESIR**) pour mobiliser les services opérationnels. et les données sur les coûts.

Concernant le MINEE, il existe un processus établi par lequel un rapport annuel sur le bilan énergétique (**BE**) doit être produit. Le rapport, qui fournit une vue complète de la consommation, du transport et de la production d'électricité, établit une plateforme solide et informée sur la base de l'exploitation du réseau et des performances des acteurs du secteur. Cette plateforme peut en outre indiquer les zones de défis de performance et les opportunités d'expansion du secteur. Dans sa dernière publication pour l'année 2015, le rapport du BE soulignait à juste titre que « ...Il fournit une analyse des flux énergétiques, et met en avant des indicateurs indispensables pour élaborer la stratégie énergétique nationale. Au-delà de l'information, ce document est un véritable outil d'aide à la décision...». Comme exemple, le document montrait alors que les factures d'électricité des administrations publiques avaient augmenté, comme le suggère La figure 18. Il est peu probable que cette situation ait changé et appelle donc une réponse adaptative en termes de gestion intelligente de la demande énergétique, y compris la mise en application application et le suivi du programme national d'efficacité énergétique.

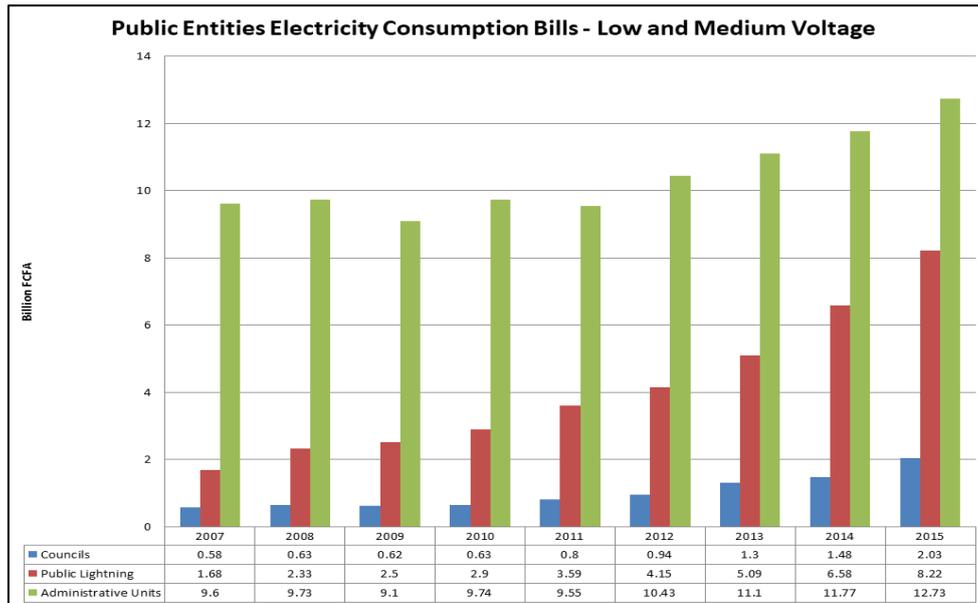


Figure 18: [2007-2015] Electricity Consumption Bills (*adapted from the MINEE 2015 Energy Balance*)

Par ailleurs, une évaluation précieuse des tendances de la consommation d'énergie et des options possibles de substitution énergétique à l'électricité pourrait être déduite, fournissant un aperçu de la croissance de la demande du secteur, comme l'illustre la Figure 19.

De même, l'évaluation de l'historique de l'énergie produite pour la production d'électricité a donné un aperçu de l'utilisation du mix de ressources et des alternatives de remplacement possibles à considérer sur la base des objectifs politiques souhaités, des progrès technologiques et des coûts associés, ainsi que d'autres considérations connexes. Un exemple de telles tendances peut être vu dans la Figure 20.

Comme pour les données sur l'énergie non desservie et la consommation d'énergie décrites précédemment, la mise à jour de ces statistiques et d'autres présentées dans le rapport devrait être effectuée pour une analyse adéquate de la performance du secteur et des différents acteurs. Par exemple, les prochaines versions du rapport pourraient par exemple être améliorées avec l'inclusion d'informations historiques sur l'indisponibilité des infrastructures, complétant ainsi la vue d'ensemble du secteur et des participants opérationnels.

Au MINEE, l'effort de collecte de données nécessaire à la préparation du BE est décrit comme fastidieux. Le fardeau vient du fait qu'il n'existe aucune plate-forme électronique centralisée d'échange de données et de communication permettant la transmission à distance et transparente de ces données. En effet jusqu'à présent, le processus est en majorité manuel et consiste principalement à envoyer du personnel avec des formulaires de données à renseigner par les participants et à renvoyer pour traitement, sans garantie systématique de la collaboration desdits participants ou de l'absence d'erreurs dans le remplissage des formulaires. Atténuer l'inefficacité de ce processus a nécessité une sollicitation répétitive de la part des participants, ce qui a augmenté le coût de production du rapport. Au fil du temps, la non-consommation des budgets alloués à cette activité en

raison d'autres contingences administratives a malheureusement entraîné la non-production de cet outil important.

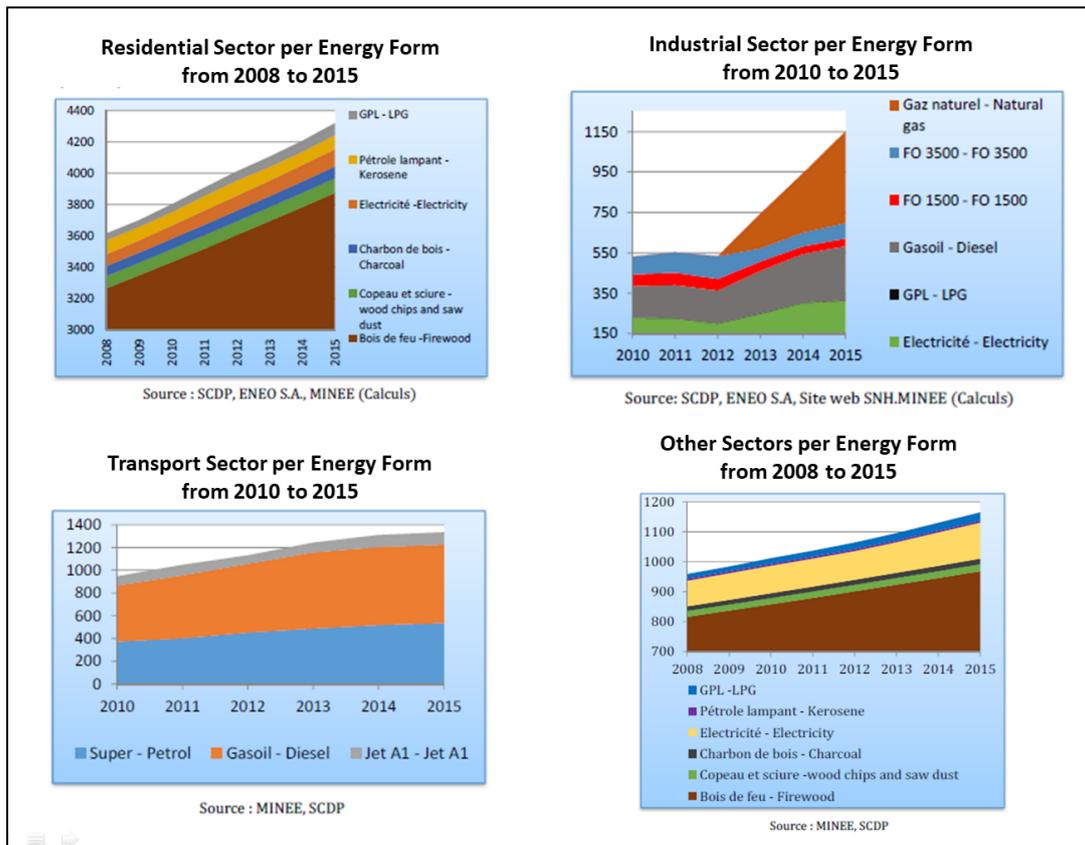


Figure 19: [2008-2015] Energy Consumption Trends, in Ktoe (source: MINEE)

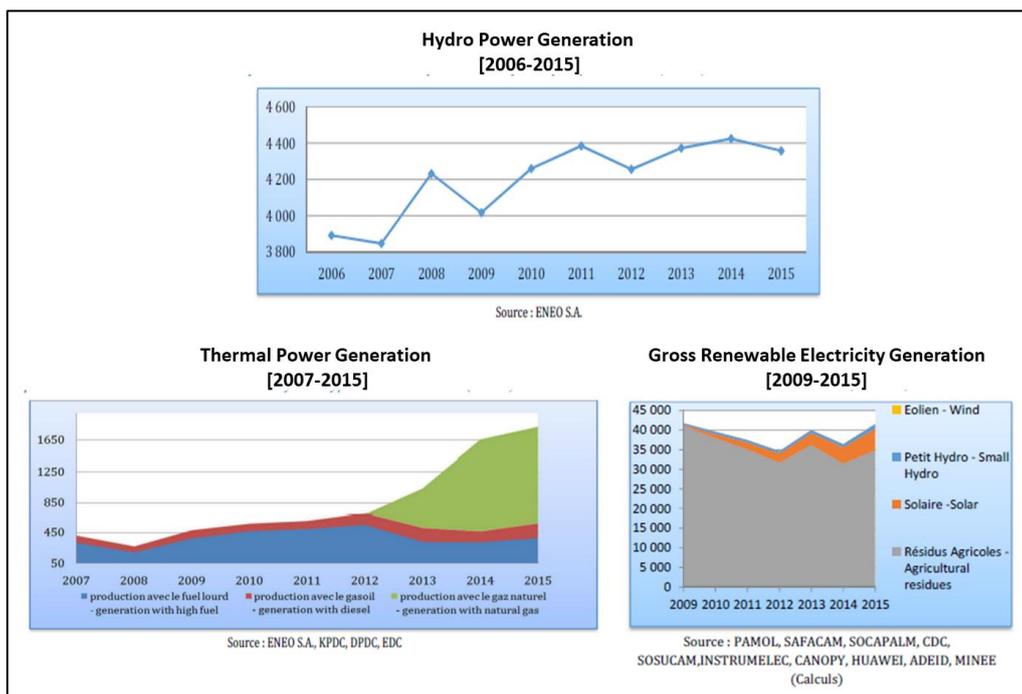


Figure 20: [2006-2015] Produced Generation Energy Trends in MWh (source: MINEE)

Du côté du régulateur du secteur de l'électricité, les données opérationnelles provenant des ressources d'offre et de demande, des entités de distribution de charge et des gestionnaires de réseau de transport doivent être mises à disposition pour surveiller les performances des entités, évaluer la robustesse opérationnelle et la viabilité financière du secteur. A ce titre, l'ARSEL au Cameroun devrait rendre compte régulièrement des activités du secteur en tant qu'entité de suivi du secteur en l'absence d'une entité officiellement tenue pour ce rôle. En pratique, l'ARSEL organise des ateliers tarifaires tous les trois (3) mois avec les acteurs du segment pour collecter des informations et discuter des préoccupations réglementaires. En effet, le rapport annuel d'activité de l'ARSEL indique par exemple que certaines données opérationnelles telles que les taux mensuels de disponibilité de la production et les quantités de combustibles livrés (qu'il s'agisse d'eau pour les centrales hydroélectriques, de HFO/LFO ou de gaz pour les centrales thermiques) sont fournies pour sa diligence.

Dans un but de cohérence de l'information et d'efficacité du traitement des données, les entités publiques de contrôle telles que l'ARSEL ou le MINEE-DERME pourraient bénéficier d'une plateforme commune de collecte de données, et créer ainsi des synergies et des économies de coûts dans le processus de gestion des données du secteur de l'énergie (par exemple : Data Warehouse) associé à leur mandat. Naturellement, une telle plateforme devrait être conçue de manière à ce que la séparation dans la collecte des données et leur dissémination sur la base de la confidentialité puisse être mise en œuvre (par exemple, les coûts de fonctionnement des participants pourraient être nécessaires pour l'ARSEL mais pas pour le MINEE-DERME).

3.4.6. Dispatching et Procédures d'Ordre de Mérite

Le mix de ressources énergétiques au Cameroun a été majoritairement dominé par la production au fil de l'eau, avec peu ou pas de participation du gaz, du LFO/HFO ou de la production renouvelable variable. Dans ces circonstances, la répartition du système pourrait être simplifiée puisque chaque réseau (RIS, RIN et RIE) avait sa propre configuration, était relativement petit (à l'exception du RIS) et nécessitait sa propre méthodologie de répartition de la production. Le RIE faisant maintenant partie du RIS, les procédures de répartition du système du pays peuvent être considérées comme un ensemble de procédures de dispatch de deux sous-systèmes traités en grande partie indépendamment. Actuellement, les procédures de dispatch restent sous la responsabilité d'ENEO parce que la SONATREL n'est pas prête à assumer cette responsabilité faute d'infrastructures adéquates. Le dispatch du système RIS se fait par SCADA/EMS configuré pour la coordination hydro-thermique, tandis que le dispatch du RIN est simplifiée et manuelle. Néanmoins, le réseau du Cameroun évolue pour devenir un réseau intégré et un centre d'échange d'électricité dans sa sous-région, probablement avec une intégration plus élevée du réseau DER et des solutions de stockage d'énergie, et une diversification accrue des sources de production (voir Tableau 5).

Il est reconnu que l'approche actuelle de la répartition du système doit évoluer et que des outils améliorés de *unit commitment*, dispatch et de contrôle des ouvrages de production sont nécessaires. En effet, dans un environnement de configuration de réseau transformationnel, la planification opérationnelle à court terme et le contrôle en temps réel

des ressources énergétiques doivent être effectués avec un ensemble d'outils de décision adapté aux configurations modernes de réseau. Un tel cadre typique consiste à investir dans la modernisation de l'architecture de téléconduite du réseau de transport, le contrôle de supervision et l'acquisition de données (SCADA), le déploiement complet de la capacité de contrôle automatique des unités de production (AGC) et des systèmes de gestion de l'énergie (EMS) en tenant compte du contrôle et de la gestion du DER et énergie renouvelable variable, de la technologie moderne de prévision de la demande, de la configuration optimale des zones de contrôle de distribution grâce à des plateformes de systèmes de gestion distribuée (DMS) dotées de la technologie D-SCADA et des centres de contrôle primaires et de backups nationaux. De tels investissements devraient être mis en œuvre une fois étudiés et justifiés, permettant aux opérateurs de réseau de réaliser des économies opérationnelles plus importantes à court, moyen et à long terme.

<i>Generation Capacity par Fuel Type</i>	<i>2000</i>	<i>2012</i>	<i>2022</i>
<i>LFO/HFO:</i>	<i>20%</i>	<i>32%</i>	<i>23%</i>
<i>Solar:</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>1%</i>
<i>Wind:</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Gas:</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>14%</i>
<i>Hydro:</i>	<i>80%</i>	<i>68%</i>	<i>62%</i>

Table 5: [2000-2022] Tendence en Mix de Capacité de Production (source: MINEE)

3.4.7. Code Réseau et Charges Applicables

Dans un environnement de marché structuré, le cadre institutionnel et opérationnel exige que les participants interagissent avec le marché selon des lignes directrices réglementées. Ces lignes directrices visent à promouvoir un accès équitable et sans discrimination au réseau et à participer à l'approvisionnement compétitif en services énergétiques fiables et sécurisés pour les utilisateurs finaux. Les lignes directrices selon lesquelles les participants interagissent sont contenues dans un cadre de documentation technique connu sous le nom de Code Réseau, qui sert de référence pour la participation au marché. Le Code Réseau se compose de plusieurs éléments, chacun fournissant des lignes directrices spécifiques concernant les responsabilités techniques associées à l'exploitation du réseau. Il permet aux gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'interagir avec les participants sur les questions opérationnelles. Les composantes typiques du Code Réseau comprennent : le code de Connexion, le code de Comptage, le code de Marché, le code de Règlement, le code de Planification et le code d'Exploitation. En tant qu'entité responsable de la croissance du réseau de transport, le GRT doit fournir des plans de développement des infrastructures du réseau. Cette responsabilité qui requiert la contribution de tous les utilisateurs du réseau de transport doit être coordonnée à travers des procédures et des critères définis dans le code de Planification. Cette composante du code garantit une implication dynamique des parties prenantes qui devrait conduire à des propositions d'investissement cohérentes avec toutes les contributions pertinentes.

Au Cameroun, deux composantes du Code Réseau ont été développées : le code de Connexion et le code de Marché. Ces deux composantes du code ont été officiellement adoptés et approuvés pour une mise en œuvre en 2019. L'absence de composantes du code de Planification ou du code d'Exploitation dans le Code Réseau actuel du Cameroun est problématique pour les raisons mentionnées ci-dessus. L'implication participative inconnue ayant conduit au plan d'investissement de SONATREL, couplée au fait que le plan a été en grande partie hérité en 2018 du rôle alors traditionnel de GRT-GRD d'ENEO, nécessite la prudence en ce qui concerne : 1) les procédures et normes d'opérations coordonnées pour les opérateurs des segments de production, transport et distribution, 2) la fiabilité du réseau et les critères de sécurité pour la robustesse du plan, et 3) le processus inconnu de recalibrage prenant en compte la préoccupation précédente étant donné l'horizon à long terme du plan d'investissement proposé.

Concernant les tarifs, il convient de mentionner qu'il n'existe pas de règle tarifaire pour l'électrification hors réseau. Cette situation suscite une préoccupation quant à l'harmonisation des tarifs entre les services énergétiques fournis en réseau et hors réseau. Une telle préoccupation peut aussi avoir un impact négatif sur le développement d'initiatives d'électrification hors réseau.

3.4.7.i. Performance Financière des Services de Distribution

La structure tarifaire de l'électricité au Cameroun ne reflète pas les coûts supportés pour la fourniture du service. Dans un système subventionné dont les tarifs sont gelés depuis 2012, le segment de la distribution, qui a été confronté à des coûts croissants (tant en termes d'investissements que d'exploitation) pour respecter les accords de concession et de licence, doit compter sur le GoC pour se redresser dans un contexte économique déjà difficile. En outre, certains des clients du distributeur ayant d'importants arriérés de comptes sont des entités publiques (par exemple l'administration, l'éclairage public), dont certaines ne bénéficient que de peu d'incitations à améliorer la gestion de leur demande.

Sur la base de la structure tarifaire existante, la performance financière du service de distribution ENEO peut être considérée comme s'étant améliorée en 2022, avec un ratio passif/actif de 58 %. La société a également enregistré une amélioration de son résultat net d'exploitation de 45 milliards de FCFA. Un examen du bilan de l'entreprise indique que même si ses capitaux propres ont augmenté, la situation de ses comptes créditeurs s'est détériorée (voir Tableau 6). La dette cumulée du service de distribution a été estimée à 700 milliards de FCFA pour l'année 2022, alors que son indicateur de solvabilité était très faible, autour de 7,4%.

	2021	2022	Relative Difference
<i>Net Income (Million FCFA):</i>	-35,521	10,028	-128.23%
<i>Suppliers and Account Payable (Million FCFA):</i>	283,489	336,444	18.68%
<i>Total Liabilities (Million FCFA):</i>	888,406	940,121	5.82%
<i>Total Assets (Million FCFA):</i>	677,164	1,617,284	138.83%
<i>Liabilities / Assets Ratio:</i>	131.20%	58.13%	-

Table 6: Extraits des Performances Financières des Services de Distribution (source: ENEO)

Dans l'ensemble, cette situation crée un environnement dans lequel les tensions sur les flux de trésorerie rendent incertaines les décisions d'investissement à moyen et long terme, et créent parfois des conflits entre le service de distribution et ses fournisseurs. Un exemple d'une telle situation peut être constaté avec l'arrêt de la livraison d'électricité par Globelec (près de 20 % de la capacité de production installée du pays) au service de distribution en Octobre 2023 en raison d'un non-paiement cumulé sur la livraison d'électricité, un peu comme ce qui s'est passé en 2023 avec l'arrêt des unités du Programme Thermique d'Urgence (**PTU** - Programme Thermique d'Urgence) de Décembre 2012 à Février 2013, une situation qui a ensuite provoqué plusieurs coupures prolongées d'électricité et un rationnement de l'alimentation électrique dans plusieurs régions du Cameroun telles que le Centre, le Littoral et l'Ouest. Selon des rapports publics de Novembre 2023, la plus grande partie des 700 milliards de francs CFA dûs au service de distribution provient du gouvernement et de ses filiales.

Conscient du risque d'effondrement du secteur causé par cette instabilité financière, le GoC s'est engagé à prendre les initiatives suivantes: améliorer les taux d'efficacité du transport et de la distribution, mettre à jour la méthodologie tarifaire pour réduire l'écart entre le tarif administré et le coût de prestation du service, améliorer la gestion de la consommation d'électricité pour les administrations et l'éclairage publics, payer sa dette envers le service de distribution et améliorer la répartition des revenus. A ce jour, bien que le GoC ait mis en place un mécanisme de paiement pour régler ce qu'il doit au service de distribution, la situation concernant les filiales du GoC (par exemple CRTV, Alucam, Camwater) endettées envers ENEO ne s'est pas encore améliorée et reste préoccupante. Cela dit, du côté des services de distribution, des actions visant à améliorer la qualité du service et la collecte des revenus. Du côté de la production, des actions visant à améliorer les performances du portefeuille de production et à réduire les coûts opérationnels (par exemple, réduire la dépendance à la production de HFO/LFO et accélérer l'hybridation des unités thermiques) sont ciblées.

3.4.8. Stratégies d'Hybridation de la Production d'Energie Solaire et Hydroélectrique

L'hybridation dans les systèmes d'électricité peut être réalisée localement du point de vue des installations ou du point de vue d'un système via une intra-connectivité au niveau national ou au niveau régional avec l'interconnexion des pays lorsque les ressources énergétiques adéquates existent et peuvent être connectées en conséquence.

Du point de vue de la configuration des installations, l'hybridation des centrales électriques est relativement nouvelle au Cameroun. En fait, l'expérience d'hybridation dans le secteur a commencé avec la mise en service du solaire-thermique d'ENEO en 2018 pour une double capacité solaire-thermique de 186 KwpSolar/1 115 KW à Djoum, grâce à laquelle les deux composantes pourraient injecter de l'énergie dans le réseau pendant la journée. Ensuite, ENEO a enchaîné en 2020 avec un autre solaire thermique de 125 KWc sur le site de Lomié, et récemment en 2021 à Garoua-Boulai. Dans les trois sites achevés, on ne peut pas considérer qu'il s'agit de mécanismes de substitution énergétique complets puisque la capacité solaire ajoutée à chaque centrale représente une fraction de la contrepartie thermique. Cependant, encouragée par son relatif succès, l'entreprise a décidé d'augmenter son portefeuille hybride solaire-thermique de 4 MWc avec des projets dans les régions de l'Est, du Centre et du Nord du pays. Il convient de mentionner que l'hybridation thermique-solaire est l'une des stratégies que le GoC à travers le MINEE entend contribuer à sa CND.

En matière d'hybridation solaire-hydroélectrique, il n'existe aucun projet actif au Cameroun. En fait, la centrale de production d'énergie hydrosolaire BUI du Ghana est la première infrastructure à grande échelle dans les régions de l'Afrique de l'Ouest et de l'Afrique Centrale. Au Cameroun, pays doté d'une importante hydroélectricité et d'un bon potentiel solaire, le potentiel d'hybridation solaire-hydroélectrique du pays, lorsque pensé sous forme de programme (c'est-à-dire étendu au-delà du concept de mise en œuvre d'une installation unique), pourrait fournir un mécanisme pour une meilleure régulation de la production hydroélectrique. Les fluctuations de la production hydroélectrique au cours de la journée et pendant les saisons sèches pourraient être compensées ou remplacées par la production d'énergie solaire dans la journée, tandis que l'approvisionnement en électricité pourrait être assurée par la production hydroélectrique ou par d'autres solutions de stockage d'énergie pendant les pointes du soir. Dans un environnement où une telle complémentarité de ressources existe comme au Cameroun, un réseau intégré avec un vaste potentiel d'énergie solaire dans les partie nord et un riche potentiel hydroélectrique dans la partie sud, un programme d'hybridation hydro-solaire pourrait être un schéma de planification d'infrastructure viable à moyen et long termes.

3.4.9. Autres Défis Structurels

L'approche actuelle de la planification du secteur de l'électricité au Cameroun se caractérise par une différenciation dans les programmes de développement des ressources d'approvisionnement, les cadres de développement de l'électrification hors réseau et en réseau, le tout avec la séparation des fonctions de production, de transport et de distribution. Cela s'est matérialisé par des investissements et des opérations coûteux et la création d'entités chargées d'élaborer des plans pour atteindre les objectifs du

gouvernement, chacune dans son segment respectif, sur une infrastructure vieillissante et à entretenir de manière non optimale et en capacité manquante. Sur le principe, les attributions segmentées sont adéquates. Au-delà des attributions de diverses missions et objectifs spécifiques, la plus grande valeur dans la mise en place d'un cadre de planification cohérent nécessite une collaboration complexe et dynamique entre toutes les parties prenantes, car elles font toutes partie de la structure organisationnelle et opérationnelle du secteur. Nous avons également remarqué que l'on discute peu de l'aspect concernant une participation effective de l'aspect de gestion de la demande dans le secteur de l'électricité.

Le processus de coordination structurelle de ces missions et mandats du point de vue de la planification sectorielle n'est pas défini, et ces entités sont de plus en plus confrontées à des défis de capacité interne et structurels. Certains des principaux défis auxquels elles sont confrontées sont mentionnés ci-après.

Un premier défi vient parfois de l'interprétation des mandats reçus par les différentes entités. Un exemple serait la manière dont la planification de l'électrification rurale hors réseau devrait être réalisée et laquelle des entités entre le ministère de tutelle ou l'agence publique en charge des programmes d'électrification rurale devrait la gérer. Une telle confusion entraîne des problèmes de d'appropriation des processus et pourrait éventuellement créer des inefficacités en matière de collaboration.

Un deuxième défi est l'absence de processus officiel par lequel des mises à jour fréquentes et obligatoires, basées sur des déclencheurs circonstanciels, des différents plans développés sont effectuées. C'est le cas du Plan directeur national de 2014, qui n'a pas fait l'objet d'un processus formel de révision.

Un troisième défi vient de la qualité de structure des entités des parties prenantes, à la fois en termes de talent humain et d'infrastructure de processus/systèmes adéquate pour accomplir leurs missions. C'est le cas de la SONATREL qui ne dispose pas d'une capacité moderne de prévision de la demande. C'est également le cas du MINEE qui n'est pas en mesure de produire un bilan énergétique depuis 2016 pour les raisons évoquées précédemment, l'absence d'un code de Planification guidant l'application des critères de fiabilité et de sécurité dans l'élaboration des plans de transport et de distribution et leurs mises à jour, et la coordination peu claire de la complémentarité opérationnelle fonctionnelle pour une efficacité optimale du cadre opérationnel GRT-GRD.

Un quatrième défi réside dans la compréhension des interdépendances des parties prenantes et dans la manière dont leurs contributions sont reflétées de manière dynamique dans un plan directeur qui devrait à terme, refléter tous les attributs d'un réseau électrique moderne. C'est le cas de l'intégration de l'hydrologie et des impacts qui en découlent, du fait de la nécessité d'équilibrer davantage la capacité d'offre avec l'introduction d'une flexibilité de la demande, ou mieux évaluer le potentiel d'hybridation hydro-solaire du pays. De plus, l'absence d'une approche intégrée de la planification ne parvient pas à créer les synergies nécessaires en matière de collecte, de

partage et de transfert de connaissances pour un processus d'information structurel efficace tout au long de l'élaboration de divers plans d'investissement.

Un cinquième défi est la pénurie de talents humains dans le secteur de l'électricité. Cette problématique soulevée par le GoC pourrait devenir un risque de durabilité pour le développement du secteur.

Une conséquence involontaire du fait de ne pas pouvoir relever simultanément ces défis, les mauvaises performances opérationnelles et les problèmes techniques du secteur est le risque d'adopter une approche myope de planification du secteur de l'électricité. Une telle approche n'est pas seulement réactive, car elle ne parvient pas à anticiper de manière cohérente la meilleure façon de s'adapter aux incertitudes ou de résoudre pleinement les problèmes d'infrastructure. De plus, elle n'intègre pas pleinement les interactions nécessaires entre toutes les parties prenantes concernées, ni ne répond de manière dynamique aux besoins du secteur en matière d'outils, de processus adéquats ou de prise de décision judicieuse en matière d'investissement en infrastructures dans un secteur en évolution.

4. Résultats – Partie II: Meilleures Pratiques de l'Expérience Internationale en Matière de Planification et de Mise en Œuvre de l'Expansion du Secteur de l'Electricité dans les Pays à Demande Croissante en Electricité

4.1. Ghana

Au Ghana, la consommation totale d'électricité a augmenté à un taux moyen de +10,3 %, atteignant 21 400 GWh en 2021. De même, la production d'énergie a atteint plus de 22 000 GWh en 2021. La capacité installée (y compris la production intégrée) est passée de 5,2 GW en 2019 à 5,4 GW en 2021, tandis que la demande de pointe du système est passée de 2,7 GW en 2019 à 3,2 GW en 2021. Ces statistiques, résumées dans la Figure 21, illustrent la suffisance que le Ghana est un pays avec une demande croissante en électricité.

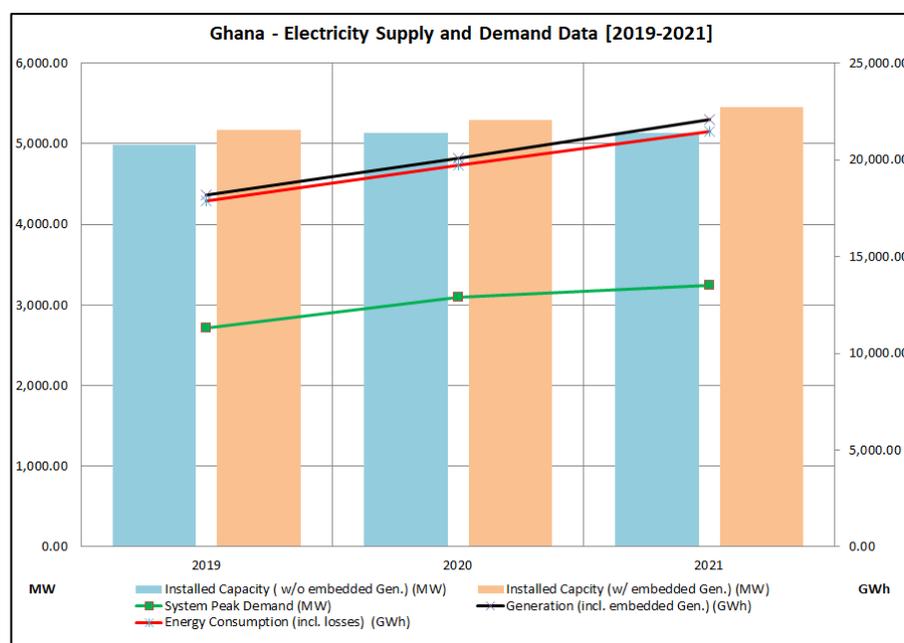


Figure 21: Offre et demande d'Electricité au Ghana [2019-2021] (source: Ghana Energy Commission)

Sur la base des projections 2021 de la Commission de l'Energie du Ghana, la demande de pointe et la capacité installée (sans production intégrée) étaient attendues à 3,5 GW et 5,4

GW respectivement pour 2022. Le mix de capacité de production en 2022 quant à lui était estimé à 68,47 % de production thermique, 29 % d'hydroélectricité et 2,6 % d'autres énergies renouvelables.

La capacité de production installée du Ghana en 2022 est estimée à 5 481 MW, avec la part thermique à 3 753 MW (68,47 %), l'hydroélectricité à 1 584 MW (28,90 %) et 114 MW (2,63%) provenant des énergies renouvelables. Cependant, le projet de loi modifié sur les énergies renouvelables redéfinit l'hydroélectricité comme un système énergétique basé sur l'eau qui produit de l'électricité (Ministère de l'Énergie, 2020), plaçant toutes les énergies renouvelables installées à 1 639 MW (30,99 %).

Le secteur de l'électricité au Ghana est sous la supervision du ministère de l'Énergie (MoE). Le ministère est responsable de la formulation, de la mise en œuvre et du suivi du développement d'un service d'énergie à coût minimum et qui doit être considéré comme fiable et de haute qualité. Le modèle de marché de l'électricité se caractérise par la séparation des fonctions de production, de transport et de distribution:

- Les entités opérationnelles dans le segment de la production comprennent des IPPs privés et les compagnies publiques Volta River Authority (**VRA**) et Bui Power Authority (**BPA**), qui gèrent tous deux respectivement un portefeuille de production de 2 532 MW et 454 MW. BPA, initialement créée avec pour mandat de gérer le projet hydroélectrique de Bui, a vu sa mission s'élargir pour assumer la fonction d'Autorité des énergies renouvelables. C'est dans ce contexte qu'est né le projet d'hybridation solaire de 250 MW sur l'enclave de BUI,
- La fonction de transport au Ghana est sous la responsabilité de l'entité publique Ghana Grid Company (GRIDCo). GRIDCo est chargé d'administrer le marché de l'électricité, d'exploiter le service de transport intégré en réseau (NITS - Network Integrated Transmission Service) pour les lignes supérieures à 36 KV et d'agir en tant qu'opérateur indépendant de système (ISO - Independent System Operator),
- Contrairement au Cameroun où il n'existe qu'une seule entité de distribution dans le secteur de l'électricité, le Ghana abrite plusieurs sociétés de distribution. Ces acteurs comprennent les entités publiques Electricity Company of Ghana (**ECG**) et Northern Electricity Distribution Company (**NEDCo**), ainsi que l'entité privée Enclave Power Company (**EPC**).

Il existe deux régulateurs du secteur de l'électricité chargés du suivi des activités au Ghana : la Commission de l'énergie (**EC** – Energy Commission) et la Commission de Régulation de l'Electricité (**PURC** - Power Regulatory Utility Commission):

- La EC est l'entité mandatée pour la planification du secteur de l'électricité au Ghana. Il prépare, examine et met à jour périodiquement des plans nationaux indicatifs pour garantir que toutes les demandes raisonnables en énergie sont satisfaites. En plus de faire respecter les normes de performance pour les compagnies d'électricité, l'entité accorde également des licences pour la mise en œuvre et l'exploitation de tous les

actifs de transport, de fourniture d'électricité en gros et de distribution. Les autres responsabilités incluent la réglementation et la gestion du développement et de l'utilisation des ressources énergétiques au Ghana ainsi que le cadre juridique, réglementaire et de surveillance de tous les fournisseurs du pays.

- The PURC manages the regulation of utility services in the electricity and water sectors. It also oversees regulation for gas supply, transportation and distribution services in the gas sector.
- Le PURC gère le côté réglementaire dans les secteurs de l'électricité et de l'eau. Il supervise également la réglementation des services d'approvisionnement, de transport et de distribution dans le secteur du gaz.

Le secteur de l'électricité au Ghana a une structure organisationnelle similaire à celle du Cameroun, dans la mesure où le ministère de l'Énergie est responsable de la mise en œuvre de la stratégie politique du gouvernement. Il assure également la supervision technique des entités opérationnelles du modèle découplé du marché de l'électricité dans les segments de la production, du transport et de la distribution. Le marché de l'électricité lui-même est doté d'une composante déréglementée de gros et d'une composante de marché de distribution réglementée sous la supervision du PURC.

Ghana's approach to power sector planning has known a significant improvement in the mid-2010s, not without previously experiencing a severe power crisis, but also with the recognition that the process as it was then implemented had significant shortcomings. Back in 2012-2015, Ghana was plagued with a severe power sector resource adequacy crisis that crippled the country and significantly hindered its economic growth. That crisis not unlike what we are witnessing in Cameroon was caused in part by technical operational challenges, lack of fuel supply security, experienced low water levels at the country's water reservoirs, and shortage of gas supply. Other causes included a misguided strategic investment plan failing to adapt to changing project financing environment or other exogenous factors. Facing urgency to resolve the supply shortages, the government of Ghana (GoG) responded by contracting expensive mobile PPAs all while projects developers were solicited in non-adherence to the established procurement process, a parallel and uncoordinated approach that led to medium term generation capacity oversupply. Recognizing the shortfalls and facing these challenges, the GoG decided to improve its approach to power sector planning, moving away from its standard Integrated Resource Planning (IRP, Ghana's IRP was similar the GoC's methodology leading to the development of the PDSE2030) which was inadequate to capture the increasing evolving and dynamic uncertainties associated with the sector.

L'approche du Ghana en matière de planification du secteur de l'électricité a connu une amélioration significative au milieu des années 2010s, non sans avoir connu auparavant une grave crise de l'électricité, mais aussi avec la reconnaissance que le processus d'alors tel qu'il était mis en œuvre présentait d'importantes lacunes. En effet entre 2012 et 2015, le Ghana a été en proie à une grave crise d'adéquation des ressources du secteur de l'électricité qui a paralysé le pays et entravé considérablement sa croissance économique. Cette crise, qui n'est pas sans rappeler celle à laquelle nous assistons au Cameroun, a été

causée en partie par des difficultés techniques opérationnelles, le manque en sécurité de d'approvisionnement en carburant, les faibles niveaux d'eau des réservoirs d'eau du pays et la pénurie d'approvisionnement en gaz. D'autres causes incluent un plan d'investissement stratégique malavisé qui n'a pas réussi à s'adapter à l'évolution de l'environnement de financement de projets ou à d'autres facteurs exogènes. Face à l'urgence de résoudre les pénuries d'approvisionnement, le gouvernement du Ghana (**GoG**) a répondu en contractant des PPA mobiles coûteux, tandis que les développeurs de projets étaient sollicités en non-respect du processus établi de passation des marchés, une approche parallèle et non coordonnée qui a conduit à moyen terme à offre excédentaire de capacité de production. Conscient des lacunes et confronté à ces défis, le GoG a décidé d'améliorer son approche de la planification du secteur de l'électricité, en s'éloignant de sa planification classique intégrée des ressources (**IRP** - Integrated Resources Planning, l'IRP du Ghana était similaire à la méthodologie du GoC ayant conduit à l'élaboration du PDSE2030) qui était inadéquate pour appréhender les incertitudes croissantes, évolutives et dynamiques associées au secteur.

Si le IRP lui-même semblait limiter la mise en œuvre réussie des plans d'investissement élaborés en raison de son incapacité à répondre à l'évolution des conditions du secteur dans le pays, le GoG a également réalisé qu'il était nécessaire de prendre en compte les réalités suivantes dans l'environnement national:

- Les entités impliquées dans les différents segments de la production, du transport et de la distribution de l'électricité ne travaillaient pas de manière cohérente et le mauvais environnement de collaboration a entravé l'efficacité du processus de planification. En conséquence, l'un des aspects clés de l'approche de planification révisée a été de la transformer en un processus piloté par les parties prenantes. Ceci a été réalisé en identifiant d'abord les décideurs clés qui définiraient ensuite les éléments stratégiques et techniques pertinents. En outre, les parties prenantes identifiées sont tenues de collaborer avec les entités gouvernementales appropriées pour consolider les fondements de la gouvernance et de la réglementation nécessaires au succès du plan. Certaines des principales parties prenantes comprennent la Commission de l'Energie responsable de l'élaboration du code réseau et du plan directeur des ressources, le gestionnaire du réseau de transport (GridCo), les sociétés de distribution (PDS, NEDCo), l'entité responsable de 1) Exécuter projets d'énergie renouvelable au nom de l'État, 2) Entreprendre ses propres activités d'énergie renouvelable et 3) Entreprendre des alternatives d'énergie propre dans le pays (BUI Power Authority), le PURC, le producteur principal dans le pays (VRA), le tout sous la supervision technique du ministère de l'Énergie (MoE)
- Le processus de planification révisé prend en compte dans son élaboration la vision et les priorités des principales parties prenantes du secteur. Le développement a été placé sous la responsabilité d'un comité technique supervisé par un comité de pilotage, tous deux composés de personnels clés issus des entités parties prenantes concernées

- Développer le talent humain et l'expertise nécessaires pour réaliser les activités de planification associées, y compris en gestion de programme et de projet ainsi que les tâches techniques connexes au projet.
- Face à l'évolution des marchés (y compris l'accès au capital), aux conditions climatiques, réglementaires et technologiques, les plans d'investissement produits doivent être examinés et révisés de manière à refléter l'environnement attendu du dernier horizon de planification. Un programme de révision et de mise à jour tous les deux ans a été adopté
- Comprendre le contexte de planification nécessite à la fois une cohérence des données et un effort de standardisation afin que toutes les parties y aient accès de manière transparente et avec la même qualité. Cet effort s'est étendu à l'identification et à l'adoption d'outils et de modèles à utiliser en collaboration dans les activités de planification.
- Les impacts du changement climatique ont démontré la nécessité de prendre en compte une composante explicite du risque climatique. Ce risque a en outre incité les planificateurs à ajouter une composante de résilience climatique dans le processus de planification.
- La présence de plusieurs entités et leur implication nécessitent une certaine structure organisationnelle stratégique en matière de reporting et d'autorité. C'est pourquoi un comité technique de planification énergétique a été créé en tant qu'organisme de planification du secteur électrique chargé de mettre à jour le Plan Directeur tous les deux ou trois ans. Le comité devait être davantage inclus dans le processus de planification

Le processus de planification amélioré, connu sous le nom de Planification Intégrée des Ressources et de la Résilience (**IRRP** - Integrated Resource and Resilience Planning), est devenu le processus utilisé pour l'élaboration du Plan Directeur intégré du secteur électrique du Ghana (**IPSMP** - Integrated Power Sector Master Plan). En tant que processus collaboratif et piloté par les parties prenantes, ses résultats reflètent la vision et les objectifs des principaux acteurs du secteur. Il est soutenu par un flux de travail intégrant leur contribution, comme décrit dans la Figure 22. Il convient de noter qu'outre les caractéristiques communes d'un processus IRP, une différence clé réside dans la composante d'analyse des risques et de la résilience du processus IRRP, qui reflète les impacts potentiels des facteurs de risque à travers des évaluations explicites.

La feuille de route d'investissement dans les infrastructures élaborée par l'IPSMP intègre et contribue à mieux atténuer les risques associés à diverses incertitudes telles que la variabilité hydrologique, les impacts du changement climatique, l'approvisionnement en carburant et leurs prix. Les planificateurs bénéficient d'un cadre construit comme un processus adaptatif qui prend en charge les propositions d'infrastructures de systèmes électriques résilientes. L'IPSMP sert de base à l'élaboration des plans directeurs de transport, des plans directeurs de distribution et des plans annuels d'approvisionnement du secteur, en tenant compte des système electriue en réseau et hors réseau. Une fois mis en

œuvre, l'IPSMP fournit des recommandations d'études pour ses futures mises à jour et peut également être utilisé comme support à l'élaboration d'appels à sollicitations (RFP - Requests for Proposals) pour les infrastructures. Enfin, compte tenu de la nature dynamique du secteur de l'électricité, l'IPSMP devrait être révisé et mis à jour tous les 2 à 3 ans, permettant ainsi aux planificateurs de systèmes et aux décideurs de réagir avec plus d'efficacité aux facteurs pouvant avoir un impact sur la mise en œuvre des politiques nationales liées à l'électricité. .

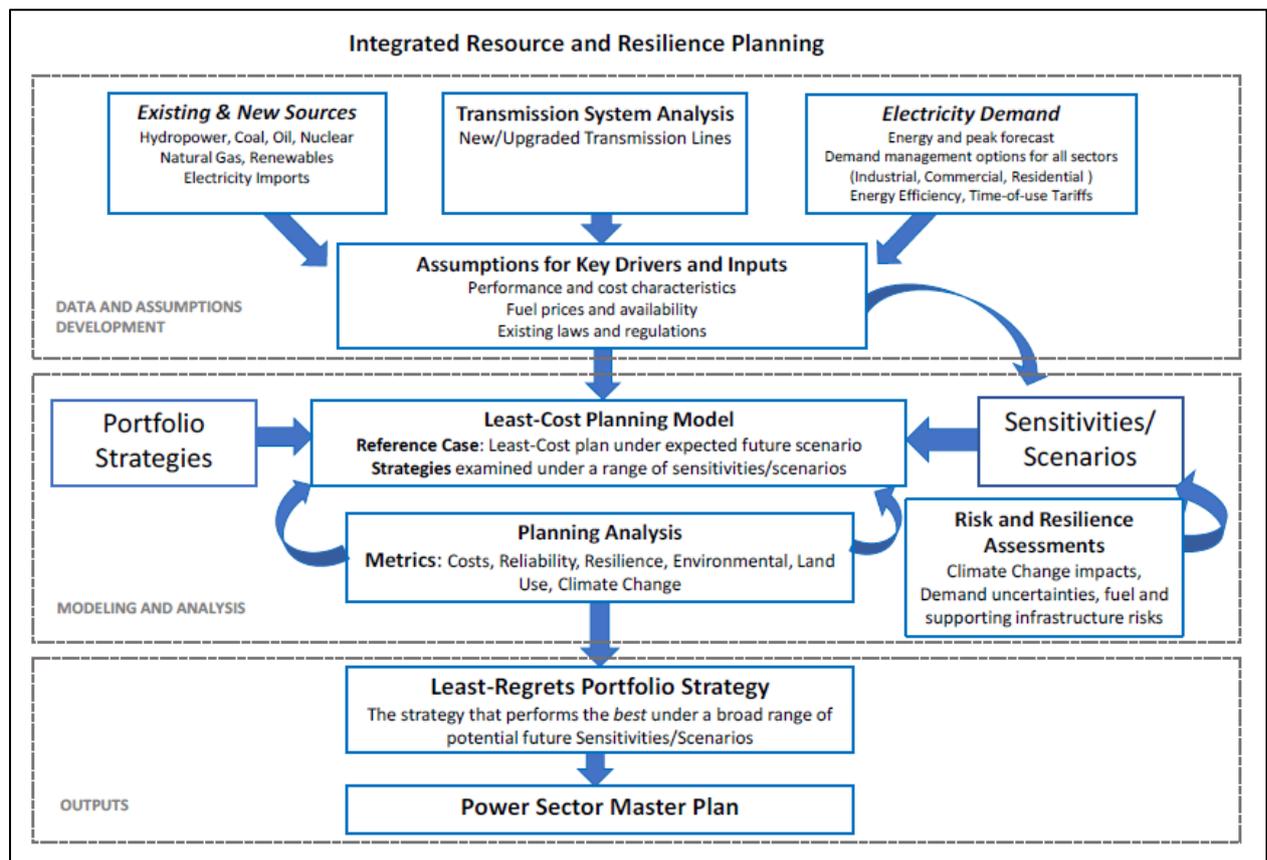


Figure 22: Workflow du Cadre IRRP du Ghana (source: USAID)

4.2. Brazil

Le Brésil est le plus grand marché de l'électricité d'Amérique du Sud, bénéficiant d'un taux d'accès universel à une électricité fiable de plus de 97 %. Son mix de production énergétique est dominé par la grande hydroélectricité, à hauteur d'environ 65 %. En raison de sa dépendance à l'égard de la production d'hydroélectricité, la fiabilité du réseau brésilien a été remise en question au cours des deux dernières décennies en raison des impacts du changement climatique caractérisés par des conditions de sécheresse continues et une déforestation provoquée par l'activité humaine.

En 2001-2002, le Brésil a connu une crise énergétique majeure causée par 1) plusieurs années de sécheresse dans un système électrique alors dominé à plus de 80 % par l'hydroélectricité, et 2) des retards dans la mise en service des projets de production attendus. Le gouvernement du Brésil (**GoB**) a répondu à la crise avec un programme visant à contourner les procédures d'appel d'offres établies pour l'achat de nouvelles options de production et à réduire la consommation d'électricité, le tout avec un certain succès. Bien qu'elle ait prouvé que les options de gestion de la demande pouvaient fonctionner, la crise a eu un impact négatif sur l'économie du pays, incitant le pays à poursuivre des réformes du secteur en 2004 dans le but d'assurer l'expansion des segments de production, de transport et de distribution et un approvisionnement stable en électricité dans le pays. La réforme s'est simultanément concentrée sur la réalisation de l'accès universel, en ciblant un juste retour sur investissement et la mise en œuvre des ajustements tarifaires pour refléter le coût du service. Un élément clé de la réforme a conduit à l'introduction des enchères énergétiques, un processus par lequel les projets de production sont évalués de manière compétitive jusqu'à cinq ans avant la date de livraison. Grâce aux diverses réformes, le Brésil a bénéficié d'importants investissements de capitaux privés dans le secteur de l'électricité.

Le secteur de l'électricité au Brésil est sous la tutelle du ministère de l'Énergie et des Mines (MME). Le ministère est chargé de définir la politique dans le secteur de l'électricité. Le modèle de marché de l'électricité se caractérise par la séparation des fonctions de production, de transport et de distribution:

- Le segment de la production se compose d'entreprises fédérales et étatiques et d'IPPs, totalisant tous une capacité de production installée estimée en 2020 à environ 150 GW. Les plus grandes entreprises de production sont Electrobas (entité fédérale - portefeuille de 42 GW), CESP (entité étatique - 7,4 GW), Tractebel enrgia (entité privée - 6,8 GW) et Cernig
- Le gestionnaire du réseau national (**ONS** – Operador Nacional del Sistema), créé en 1998, dont la fonction est de coordonner et de contrôler les opérations de production et de transport au sein du réseau national intégré. Le réseau de transport au Brésil (**SIN** – National Interconnected System) avec plus de 140 000 km de lignes de transport HT se compose de quatre (4) réseaux interconnectés : le réseau sud, le réseau nord-est, le réseau sud-est centre-ouest et le réseau de la région nord,
- Le segment de la distribution comprend plus de quarante (40) sociétés de distribution, entités publiques et privées. Les plus importants sont Enel (entité privée) qui couvre la ville de São Paulo, CPFL (entité privée) qui couvre l'État de Sao Paulo en périphérie de la ville de São Paulo et Cernig (entité publique) qui couvre l'État de Minas Gerais,

Parmi les autres acteurs du secteur institutionnel de l'énergie au Brésil figurent:

- L'Agence de Régulation de l'Électricité (**ANEEL** - Agencia Nacional de Energia Electrica) créée en 1996, dont la responsabilité est de réglementer la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité dans le pays

conformément à la législation et aux politiques définies par le gouvernement fédéral,

- L'opérateur de marché national (**CCCE** - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), créé en 2004 pour succéder au MAAEE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), est chargé de promouvoir les activités de commercialisation de l'électricité au Brésil. Par ses opérations, la CCCE veille à ce que le marché de l'électricité soit compétitif, durable et respectueux de l'environnement grâce à ses activités commerciales, notamment en assurant le bon fonctionnement du marché et en favorisant les discussions sur l'évolution du marché du secteur de l'électricité. Entre autres, il surveille la vente et l'achat d'électricité et vérifie les différences entre les montants contractuels et les montants physiques,
- Le Conseil National de Politique Énergétique (**CNPE** - Conselho Nacional de Política Energética) a été créé en 1997, une entité gouvernementale fédérale chargée de conseiller la Présidence de la République et d'élaborer des politiques en matière énergétique, y compris le secteur électrique pour le Brésil. Ses membres comprennent des experts en énergie et des représentants du gouvernement de l'État. Le CNPE fait également office d'organe consultatif auprès du MME,
- Le Comité de Suivi du Secteur de l'Électricité (**CMSE** - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) créé en 2004, dont la responsabilité première est de surveiller et d'évaluer en permanence la continuité et la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique du pays.

En ce qui concerne la planification, la Société de Recherche sur l'Énergie (**EPE** - Empresa de Pesquisa Energética), créée en 2004, est l'entité ayant pour mission spécifique de produire les documents de planification intégrés à long terme pour le secteur électrique brésilien. L'équipe de gestion et d'exploitation d'EPE est diversifiée. Ses membres proviennent de plusieurs ministères, d'entreprises de production, de transport et de distribution, ainsi que de représentants des consommateurs et des régions. Les domaines de recherche et d'études de l'EPE couvrent également le pétrole et le gaz. Le travail de l'EPE sert de contribution aux actions du MME pour les étapes de planification stratégique et de mise en œuvre dans le secteur de l'électricité dans la formulation de la politique énergétique nationale.

Le mix de production brésilien est composé à 87 % de production renouvelable, comme l'illustre la Figure 23. Au fil des années, le Brésil a poursuivi un développement important des énergies renouvelables variables, principalement sous la forme de biomasse et d'énergie éolienne. Cela constitue une réponse aux deux initiatives politiques encourageant le développement des énergies renouvelables dans un contexte où peu de grands projets hydroélectriques sont en cours. Conscient du risque supplémentaire que ces options de ressources pourraient apporter en termes de sécurité d'approvisionnement dans un système déjà confronté à la variabilité hydrologique, le GoB s'est orienté vers le développement de projets de production thermique (principalement au gaz) dans le but de

réguler la production hydroélectrique et offrir de la flexibilité au sous-portefeuille de génération variable.

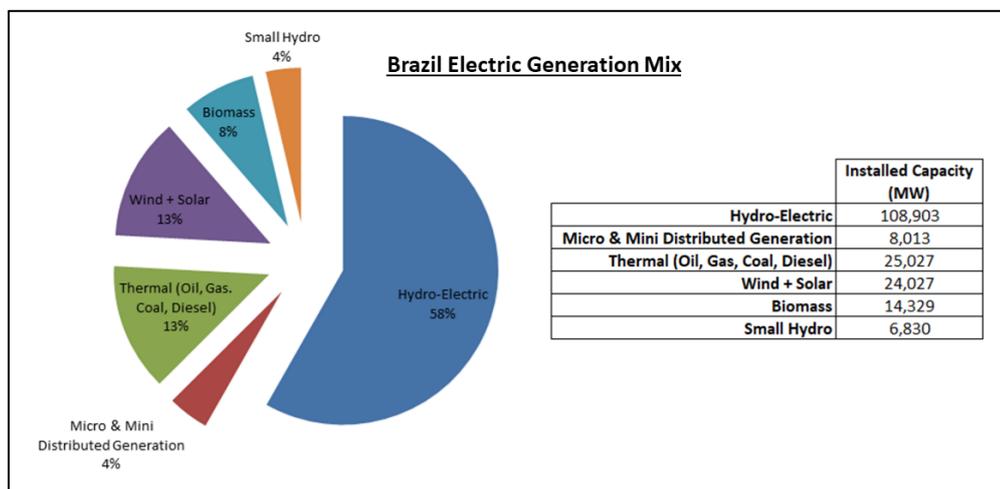


Figure 23: Mix de Production Electrique du Brésil en 2021 (source: Brazil MME)

Le Plan National de L'Énergie (**PNE** - Plano Nacional de Energia) et le Plan d'Expansion décennal (**PDE** - Plano Decenal de Expansão) sont deux instruments clés utilisés dans la planification du secteur de l'électricité au Brésil. Les deux sont produits par l'EPE et sont destinés à guider la politique et la mise en œuvre dans le secteur et à aborder l'expansion du secteur.

Le PNE du Brésil est l'équivalent du plan directeur sectoriel. Il est développé comme référence pour la prise de décision stratégique à long terme dans le secteur de l'énergie. Il s'agit d'un ensemble d'études qui soutiennent la stratégie à long terme du pays en matière d'expansion du secteur énergétique. Le PNE est composé de trois piliers : la conception de la stratégie nationale, la mise en œuvre de la stratégie sous forme de recommandations et d'un plan d'action, et une composante de suivi du développement et de ses impacts. Sur la base de sa conception, le PNE est révisé tous les quatre (4) ans ou chaque fois que des circonstances pourraient affecter la conception de la stratégie du gouvernement ou sa mise en œuvre.

Le PNE2030 (Plan National de l'Énergie jusqu'en 2030) est le premier plan énergétique national de planification intégrée des ressources énergétiques élaboré par le GoB et préparé par le MME. Récemment, une révision a été effectuée qui a conduit à l'élaboration du PNE2050 (PNE jusqu'en 2050), la dernière version. Le PNE2050 s'appuie sur les fondations de son prédécesseur PNE2030 et fonctionne sur la base d'une collaboration multisectorielle entre agences dans le développement du processus de planification intégrée. Alors que le PNE2030 a suivi une approche IRP traditionnelle dans laquelle les principales sources de production sont supposées, le PNE2050 reconnaît explicitement les circonstances qui peuvent perturber le secteur de l'énergie, y compris les hypothèses des projets de production, reflétant ainsi davantage que l'avenir est imprévisible au-delà de l'analyse des scénarios. En conséquence, le PNE2050 oriente ses recommandations vers la flexibilité et la

diversité des choix, ainsi que vers l'évitement des biais technologiques. Comme on peut le constater dans le PNE2050, les axes de conception d'une stratégie à long terme incluent l'évaluation de l'impact de l'incertitude. Certains de ces axes, également pertinents pour la planification du secteur électrique au Cameroun, comprennent : la réalisation du développement de projets hydroélectriques, la demande énergétique, la viabilité d'un portefeuille de production composé à plus de 80% de sources renouvelables, le changement climatique, l'augmentation de la pénétration de la production renouvelable variable, les bouleversements technologiques, production distribuée et la gestion de la demande énergétique. En outre, la stratégie doit être développée dans le but d'améliorer le cadre juridique et infralégal adapté à l'attraction de capitaux du secteur privé dans l'expansion du secteur électrique: neutralité technologique, promotion de la concurrence, prévisibilité, efficacité, isonomie, simplicité, transparence, cohérence, durabilité. et prudence/adaptabilité.

En revanche, le PDE est produit annuellement et couvre un horizon de planification de dix (10) ans. Il vise à fournir des orientations d'expansion dans le secteur de l'électricité dans une perspective de cadre intégré pour les différents segments énergétiques, sur la base de la méthodologie du bilan énergétique brésilien et récemment dans le contexte de sa transition énergétique et de la réalisation d'un modèle d'économie à faible émission de carbone. Le PDE reste le document de référence guidant la mise en œuvre du secteur à court et moyen terme. L'articulation de son processus est décrite dans la Figure 24. Grâce à ce processus, les opérations du système fournissent un retour d'information à l'analyse de la planification et l'inverse est également vrai, soulignant la nature interactive et cyclique du processus.

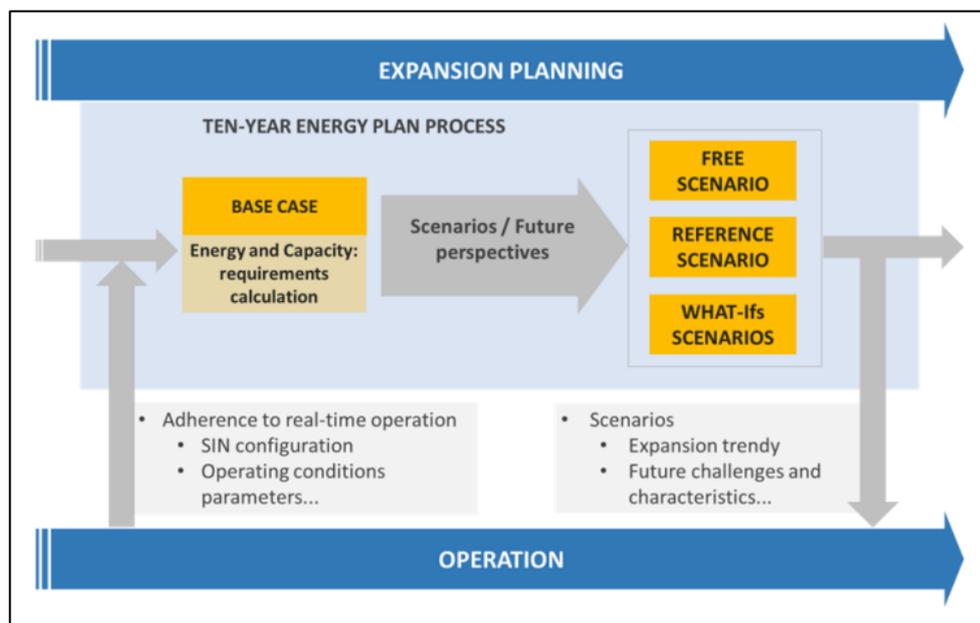


Figure 24: Processus de Planification du PDE au Brésil (source: Brazil's MME)

Tel qu'il a été élaboré, le plan d'expansion décennal sert d'instrument gouvernemental pour la planification à moyen terme du réseau, en tenant compte des directives de planification

énergétique du PNE, des prévisions de la demande et des calendriers de mise en œuvre des projets de production et de transport.

Un aspect important de l'approche brésilienne en matière de planification du secteur de l'électricité pour répondre à la demande croissante telle qu'illustrée dans la Figure 25, est la gestion des risques liés à la variabilité hydrologique que son sous-portefeuille de production hydroélectrique pourrait causer en termes d'adéquation des ressources et de sécurité d'approvisionnement. Le risque associé, qui dans le passé avait suscité des inquiétudes, est récemment survenu en 2021, le pays enregistrant alors l'un des afflux les plus critiques en 91 ans d'histoire sur une période de 6 mois, exacerbé par les niveaux de stockage d'eau constatés parfois à 32% de capacité dans certains de ses plus grands réservoirs au début de la saison sèche. Face à une préoccupation croissante concernant les tendances du changement climatique qui indiquent des sécheresses plus longues et une disponibilité moindre des réservoirs d'eau, le Brésil a pris des mesures pour refléter ces conditions dans son processus de planification dans le but d'apporter des améliorations structurelles conduisant à des solutions réalisables à long terme qui évitent les mesures de rationnement et les coupures d'électricité, toutes deux ayant un impact négatif sur la croissance économique du pays.

Même si pour l'analyse hydrologique les scénarios pessimistes ont par défaut été souvent considérés comme norme dans la gestion de l'atténuation des risques associés, ils conduisent souvent à des recommandations de contrats de production à long terme, dont certains sont excessifs et provoquent un stress économique supplémentaire sous la forme de tarifs plus élevés. En guise d'amélioration de l'approche et en réponse à un besoin d'adaptation de la planification, le MME concentre ses efforts sur une meilleure évaluation des changements structurels possibles dans les régimes d'apport hydrologique et dans la disponibilité des apports d'eau des bassins, tous utilisés comme intrants pour la considérations de représentation de disponibilité et d'inflexibilité de production en hydroélectricité dans le processus de planification. En pratique, cette évaluation devrait être déployée progressivement sur trois périodes : initiatives à court terme, moyen terme et long terme. Les actions à court terme se concentreront sur le recalibrage des prévisions chronologiques de l'hydrologie sur la base du changement climatique récent, en collaboration avec l'Agence Nationale de l'Eau et de l'Assainissement (**ANA** - Agência Nacional de Aguas e Saneamento Básico), la contribution à moyen terme encouragera le développement d'études sur scénarios de changement climatique avec d'autres institutions dans le cadre des rapports d'évaluation du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Changes), et à long terme, il s'agira de discuter avec les fournisseurs de modèles analytiques des améliorations dans la prise en compte des incertitudes et des variables climatiques, ainsi que de leurs impacts sur les prévisions des scénarios hydrologiques futurs, de la croissance de la demande et d'autres sources renouvelables également.

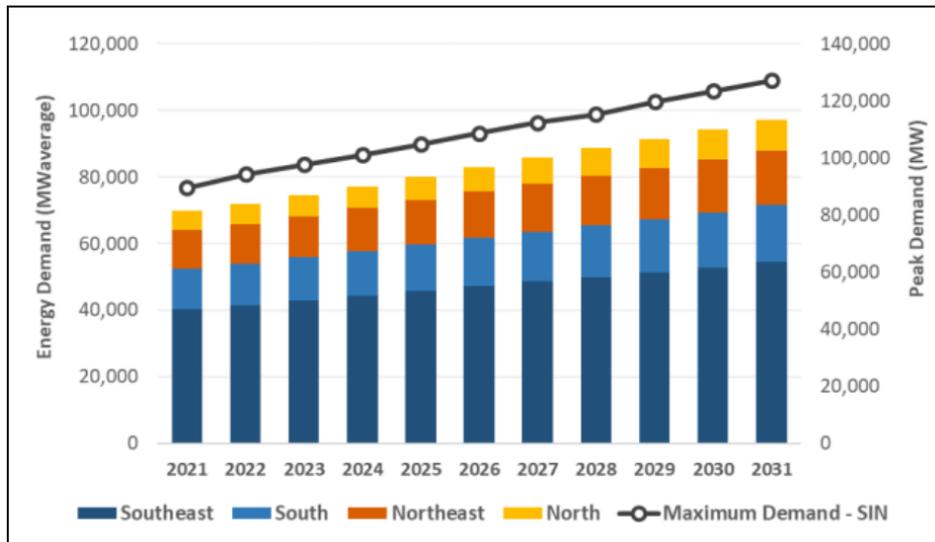


Figure 25: Croissance Prévue de la Demande d'Electricité au Brésil (source: Brazil MME)

Avec un système électrique dominé par la production en hydroélectricité (estimation de 62% en 2021 et projection de 55% en 2031) et en prévision d'une demande croissante au cours de la prochaine décennie, le GoB a pris des mesures pour développer une stratégie de planification axée sur l'innovation et la résilience. Tout en poussant une plus grande intégration des énergies renouvelables dans le mix d'approvisionnement, le GoB adopte une approche proactive dans sa stratégie de planification qui vise à refléter et à atténuer l'impact du changement climatique dans les recommandations des plans d'investissement de son infrastructure du secteur de l'électricité, à la fois en tirant les leçons de son expérience passée et en s'appuyant sur les meilleures pratiques internationales dans le but de maintenir le secteur de l'électricité fiable, durable et résilient.

En conclusion, le Brésil et le Ghana ont tous deux mis en œuvre un cadre pour développer leurs instruments de planification du secteur électrique avec l'expertise technique de leur pays, reconnaissant l'importance de développer de manière organique le renforcement des capacités dans le secteur pour les initiatives futures.

5. Résultats - Partie III: Propositions d'Améliorations de l'Approche Actuelle de Planification du Secteur de l'Electricité au Cameroun

Notre examen du secteur de l'électricité au Cameroun a montré que le pays est riche en diverses sources d'énergie. Certaines de ces sources sont utilisées pour la production d'électricité et pour répondre à d'autres besoins énergétiques. C'est le cas du gaz naturel utilisé dans les usines d'engrais chimiques industriels et comme combustible pour les centrales électriques au gaz. C'est également le cas de l'eau du fleuve Sanaga qui est utilisée pour le réseau de distribution d'eau dans la région du Centre et pour la production d'électricité utilisée dans les différentes centrales hydroélectriques du fleuve. En outre, et sur la base de son fort potentiel hydroélectrique, le Cameroun a abordé la planification de son secteur électrique dans la perspective de capter ce potentiel autant que possible, ce qui a conduit à l'élaboration d'un plan directeur centré sur une grande capacité de production hydroélectrique, comme c'est le cas actuellement et dans le futur.

Dans la pratique, la mise en œuvre des infrastructures et programmes électriques nécessaires n'a pas été exécutée conformément aux recommandations contenues dans le Plan Directeur National ni comme initialement prévu. Cela est dû en partie à la situation économique dégradante que le pays a connue, mais aussi à une approche insuffisamment coordonnée de la planification et de la mise en œuvre du système, à l'incapacité de moderniser l'infrastructure existante et d'optimiser sa maintenance, à un paysage réglementaire en évolution lente, et enfin l'incapacité de procéder à un examen structurel complet du paradigme de planification sectorielle dans un environnement confronté à des tensions financières et à des incertitudes croissantes.

Sur la base de notre revue de l'approche de planification du secteur et des sujets abordés dans les chapitres précédents, les recommandations ci-dessous visent à améliorer l'approche de planification sectorielle dans son ensemble et peuvent également servir de soutien supplémentaire aux initiatives décrites dans le PRSEC. Certaines des recommandations qui semblent plus centrées sur le plan opérationnel restent pertinentes dans le contexte de la planification sectorielle car leur articulation découle d'une limitation observée dans la mise en œuvre de la planification.

En fin de compte, les recommandations présentées ci-après font partie du lien [politique-planification, planification-opérations, opérations-performance, performance-avantages et

avantages-politique], qui façonne la durabilité du secteur de l'électricité (voir recommandation 5.1.18). Les recommandations sont en outre caractérisées par :

- **Impact:** où les valeurs peuvent être *Opérationnel*, indiquant que l'impact est principalement ressenti dans les opérations des systèmes, ou *Institutionnel*, indiquant que l'impact principal se situe ailleurs dans le processus de planification.
- **Implémentation :** où les valeurs peuvent être *Immédiat*, ce qui indique la possibilité d'une implémentation dans un délai d'un an, *Moyen Terme*, indiquant la possibilité d'une implémentation en 2 ans, et *Long Terme*, indiquant la possibilité d'une implémentation dans un délai de 3 à 4 ans.

Enfin, les recommandations proposées ne représentent pas une liste exhaustive d'initiatives d'amélioration possibles, mais plutôt un ensemble d'opportunités d'amélioration à partir desquelles d'autres pourraient être dérivées.

5.1. Recommandations

5.1.1. Maintenance des Ouvrages de Production

Ré-adhérer aux programmes de maintenance et de remplacement des fabricants pour les ouvrages de production existants. Un programme de maintenance des ouvrages doit être élaboré, inventorié ainsi qu'une matrice d'impact des risques de maintenance afin de mieux prioriser le calendrier de sa mise en œuvre. Idéalement, cela devrait s'appliquer à tous les ouvrages de production du système, et plus particulièrement aux zones confrontées à un risque critique d'approvisionnement.

- *Impact:* Opérationnel
- *Implémentation:* Immédiat

5.1.2. Maintenance des Ouvrages de Transport et de Distribution

Ré-adhérer aux programmes de maintenance et de remplacement des fabricants pour les ouvrages de transmission et de distribution existants. À l'instar des recommandations sur la maintenance des ouvrages de production, le programme doit fournir un inventaire, une surveillance continue et une matrice d'impact des risques de maintenance.

- *Impact:* Opérationnel
- *Implémentation:* Immédiat

5.1.3. Gestion de Mise en Indisponibilité des Ouvrages

Élaborer un programme de gestion des pannes pour les ouvrages de production, de transport et de distribution.

Le programme développé devrait inclure des processus et des systèmes construits dans le but de mieux aligner la disponibilité de l'offre et la demande en fonction des attentes en matière d'exploitation du système et de coordination de la planification.

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Immédiat

5.1.4. Gestion de l'Approvisionnement en Eau

Développer une gestion opérationnelle de l'approvisionnement en eau pour les ouvrages hydroélectriques existants dans le but de suivre la disponibilité prévue de l'eau pour et de réguler la production hydroélectrique, en coordination avec le programme de gestion des pannes mentionné précédemment. Un tel programme devrait cibler la planification opérationnelle à court terme (jusqu'à une semaine) et à moyen terme (jusqu'à 1 mois).

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Moyen Terme

5.1.5. Gestion de l'Approvisionnement en Combustible Thermique

Développer un système coordonné de gestion de l'approvisionnement en combustible thermique reflétant de manière dynamique l'utilisation prévue de la production thermique, et en coordination avec les programmes de gestion des pannes et de l'approvisionnement en eau.

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Moyen Terme

5.1.6. Prévision de la Demande

Les modèles de prévision de la demande sont essentiels à la planification de la production, du transport et de la distribution. Compte tenu de la nécessité de revoir le processus de planification au Cameroun, il est important que les parties prenantes investissent dans une expertise en matière de prévision de la demande et acquièrent l'infrastructure nécessaire pour mener à bien une telle activité (au-delà de l'indication actuelle de demande industrielle supplémentaire pour 2024-2027). Un besoin similaire pourrait survenir pour les besoins d'exploitation du système au sein du réseau intégré. Nous pensons que cette approche d'évaluation des infrastructures couplée au renforcement des capacités (voir recommandation 5.1.19) présente plus d'avantages que l'externalisation des études de prévision de la demande.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Moyen Terme
-

5.1.7. Expansion de l'Infrastructure SCADA, AGC et Energy Management System

Une infrastructure de surveillance des ouvrages de production, de transport et de distribution pour une meilleure évaluation de l'état de santé en temps réel est nécessaire pour un contrôle optimal des réseaux connectés au réseau. Ce contrôle optimal utilisant l'architecture SCADA nécessite également un investissement dans les infrastructures AGC et Energy Management System. Une telle technologie permet un contrôle rapide d'un réseau intégré et réduire de façon significative les coûts opérationnels par rapport à d'autres architectures de contrôle. Une feuille de route d'investissement basée sur une architecture de contrôle cible pour le réseau intégré du Cameroun devrait orienter la manière dont les priorités pour leur mise en œuvre sont définies, en plus du déploiement proposé par le PRSEC du SCADA de transport et de distribution en 2024 et 2027 respectivement pour une estimation d'investissement combinée de 8,2 milliards de FCFA.

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Immédiat

5.1.8. Système de Monitoring des Lignes de Transport

L'architecture du réseau de transport du Cameroun connaît une faible redondance et se caractérise par des tracés critiques de lignes pour la livraison de l'électricité. Une panne de ligne le long d'un chemin critique pourrait créer de longues pannes de courant dans les régions touchées, qui pourraient se prolonger encore davantage en raison du faible stock d'équipements de remplacement. Un système de surveillance de ligne intelligent et proactif, contrairement au protocole de surveillance manuel actuel, pourrait réduire la fréquence et la durée des pannes imprévues, en particulier dans les zones difficiles d'accès, améliorant ainsi la disponibilité du réseau de transport.

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Immédiat

5.1.9. Bilan de l'Énergie et Données sur la Performance du Secteur

La nécessité d'un rapport sur le Bilan d'Énergie est essentielle pour comprendre la production et la consommation d'énergie dans le contexte de l'environnement économique d'un pays, ainsi qu'un indicateur des tendances futures possibles. Il fournit également aux décideurs un aperçu d'une éventuelle conversion d'énergie vers l'électricité. Sa disponibilité, lorsque les données sont correctement fournies, renseigne sur les opportunités de développement du secteur en plus des enseignements tirés. Ceci est également démontré par notre examen de l'approche de planification du secteur électrique du Ghana et du Brésil, qui montre que le Bilan d'Énergie joue un rôle important dans le processus. Le GoC devrait investir dans la conception et le développement du programme et de l'infrastructure nécessaires pour produire un rapport cohérent sur le bilan énergétique. Au minimum, le rapport devrait être produit chaque année et être conçu pour permettre

une flexibilité d'échange de données entre les parties prenantes tout en reconnaissant que certaines de ses informations présentent des avantages intersectoriels.

De même, le régulateur devrait exiger des acteurs qu'ils fournissent régulièrement des informations sur les performances et les coûts opérationnels tout au long de l'année pour le suivi des activités du secteur. Reconnaissant que certaines de ces données ici pourraient également être utilisées pour le rapport de Bilan d'Energie, la plateforme de collecte d'informations doit être conçue en gardant à l'esprit cette pertinence.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Moyen Terme

5.1.10. Gestion Nationale des Réservoirs d'Eau

As a country that intends to have more than 80% of its electricity generation through hydropower sources, it is necessary for Cameroon to initiate and develop an Integrated Water Resource Management (IWRM) program, that systematically for each main river/basin, looks into how water resources should be allocated competitively and economically for the households, commercial and industrial needs which include hydropower electricity from a planning perspective. A well designed IWRM program should include a Water Resource Planning component for hydropower generation activity vector and must preserve an optimal hydro morphology of the water courses in the impacted basins. Further, coherent IWRM program in a country like Cameroon must take into account the inter-regional climate pattern evolution the country experiencing.

En tant que pays qui entend produire plus de 80 % de son électricité à partir de sources hydroélectriques, il est nécessaire pour le Cameroun d'initier et de développer un programme de gestion intégrée des ressources en eau (GIRE), qui examine systématiquement, pour chaque fleuve/bassin principal, comment les ressources en eau doivent être allouées de manière compétitive et économique du point de vue de la planification aux besoins des ménages, des commerces et des industries, incluant l'hydroélectricité. Un programme GIRE bien conçu doit inclure une composante de planification des ressources en eau pour le vecteur d'activité de production d'hydroélectricité et doit préserver une hydromorphologie optimale des cours d'eau dans les bassins impactés. En outre, un programme GIRE cohérent dans un pays comme le Cameroun doit prendre en compte l'évolution du modèle climatique interrégional que connaît le pays.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Long Terme

5.1.11. Amélioration du Code Réseau

En plus des composantes du Code Réseau récemment développées, un code de Planification et un code d'Exploitation doivent être créés pour fournir des orientations dans le développement de la planification du secteur en général et des critères de planification et de fiabilité du réseau de transport en particulier.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Moyen Terme

5.1.12. Renforcement des Ouvrages de Transport et de Distribution

Sur la base des récentes prévisions [2024-2027] de la demande industrielle, les besoins en renforcement du T&D ont été identifiés par le gestionnaire du réseau de transport et le service de distribution. Les besoins T&D sur la même période en matière de prévision de la demande résidentielle et commerciale doivent également être réalisés et hiérarchisés. Les renforcements proposés doivent aussi viser l'absorption en douceur de la production prochaine de Natchigal. Il est essentiel que les renforcements T&D proposés soient exécutés en temps opportun: l'exécution nécessite de terminer les évaluations techniques T&D pour répondre à ladite demande et de trouver le financement nécessaire. En outre, une évaluation et des plans d'actions correctives sur les raisons pour lesquelles les projets de renforcement tels que le projet PRETERRS ne sont pas exécutés dans les délais doivent être réalisés.

A l'avenir, une telle évaluation T&D devra être réalisée dans le contexte d'une analyse stricte du processus de planification. Dans ce contexte, la partie évaluation de la protection des circuits doit également être coordonnée entre les fonctions de transport et de distribution. Cette évaluation globale devra prendre en compte les besoins à moyen et long terme, ainsi que la probabilité de développement de projets tels que le développement du projet de production de Kikot.

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Immédiat / Moyen Terme

5.1.12.i. Renforcement des interconnexions RIE et RIS

Un réseau intégré robuste nécessite des interconnexions solides. L'interconnexion RIE-RIS est essentielle au développement du potentiel minier et industriel situé dans la partie orientale du pays. La ligne de transport de 225 KV entre Yaoundé (région du sud) et Abong-Mbang (région de l'est), doit être mieux stabilisée, tandis que les connexions intra-régionales de l'est du pays telles que le corridor Bertoua - Abong-Mbang doivent être renforcées de manière adéquate pour améliorer la fiabilité du réseau.

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Immédiat

5.1.12.ii. Interconnexion RIS-RIN et PIRECT

Avec le lancement récent du projet d'interconnexion Cameroun-Tchad, la première phase a été identifiée comme l'interconnexion des réseaux RIS et RIN du Cameroun tandis que la deuxième phase reliera la partie nord du Cameroun au Tchad. Une évaluation adéquate des avantages de l'électrification pour les communautés ainsi qu'un engagement envers le calendrier de mise en œuvre du projet d'une manière socialement et écologiquement responsable devraient faire partie des principes directeurs de l'exécution de ce projet. Techniquement, cela nécessite l'identification et l'installation du personnel nécessaire à l'exécution du projet et le respect des principes de mise en œuvre des projets définis par les bénéficiaires et les bailleurs de fonds du projet, la Banque mondiale et la Banque africaine de développement. En raison de la nature capitale du projet, les retards de mise en œuvre doivent être minimisés afin de ne pas pénaliser l'économie du Tchad qui s'attend à recevoir une production d'énergie compétitive du Cameroun, ou celle du Cameroun qui s'attend à remplacer une production coûteuse dans la région nord du pays par une production moins coûteuse de la région sud du pays. Ce projet contribuera également à accélérer l'intégration régionale dans le cadre du Pool Energétique de l'Afrique centrale (PEAC).

- *Impact*: Opérationnel
- *Implémentation*: Moyen Terme

5.1.13. Electrification Hors Réseau et Rurale : Harmonisation et Développement Economique des Communautés

Les solutions d'électrification hors réseau et rurale doivent être développées en tenant compte de ce que la plupart de leurs clients sont économiquement fragiles. En tant que tels, les programmes ou projets d'électrification parrainés par le secteur privé et public ciblant ces populations doivent leur fournir des incitations pour encourager l'accès à l'électricité et la rendre abordable. Ces incitations pourraient prendre la forme de programmes de subventions et être liées à des initiatives de développement économique local pour les communautés ciblées et identifiées par celles-ci. Ils pourraient également favoriser de nouvelles initiatives d'investissement suite à l'enveloppe déjà identifiée du PRSEC de 8 Milliard de FCFA pour les petites centrales solaires et hydroélectriques. Dans ce contexte, les recommandations suivantes sont proposées :

- Développer un Plan Directeur pour les énergies renouvelables comme produit dérivé d'un cadre de planification de système intégré plus large grâce à la co-optimisation des options d'expansion en réseau et hors réseau, prenant ainsi en compte les objectifs, les lignes directrices et les critères d'électrification hors réseau et rurale dans le cadre d'une évaluation de planification globale (voir recommandation 5.1.18)
- Encourager l'orientation du cadre de politique et réglementaire pour une promotion et un développement agiles des projets d'énergies renouvelables

- Working towards the tariff structure harmonization for energy access affordability in economically disadvantaged areas
 - Travailler à l'harmonisation de la structure tarifaire pour un accès abordable à l'énergie dans les zones économiquement défavorisées
 - Investir dans le capital humain (voir recommandation 5.1.19) local, la recherche et le développement sur le thème des énergies renouvelables et des activités connexes
 - Renforcer plus efficacement les missions de déploiement de l'AER et de coordination de la planification de l'électrification rurale, notamment avec une assistance technique dans son partenariat avec les CTDs dans l'identification des projets d'électrification rurale des communautés ayant une valeur économique locale d'une part, et un financement adéquat et dédié d'autre part.
 - Établir un cadre de collaboration entre l'AER et les autres entités impliquées dans le développement de l'électrification rurale sur la base de responsabilités identifiées dans le cadre d'un cadre de planification intégrée (voir recommandation 5.1.18).
- *Impact*: Institutionnel
 - *Implémentation*: Immédiat pour l'harmonisation tarifaire, Moyen Terme autrement

5.1.14. Sécurité des infrastructures

Environ 62 % des 630 000 compteurs intelligents installés en 2022 ont été falsifiés. Cette faille de sécurité doit être corrigée non seulement pour l'équipement déployé, mais également de manière préventive pour les phases de déploiement à venir. Si l'on considère également le récent piratage de la plateforme de facturation du service de distribution, il devient impératif que toute initiative de modernisation de l'infrastructure soit menée en partenariat avec le GoC dans le but de concevoir des plateformes d'utilisateurs dotées de normes de sécurité physique et cybernétique adéquates pour l'infrastructure à déployer. Cet impératif de conception et de mise en œuvre doit être étendu aux ouvrages des segments de production et de transport, du fait que leur modernisation nécessite également des équipements cybernétiques. L'aspect de la sécurité qui concerne l'intégrité physique de l'infrastructure doit également être analysé sous la forme d'une évaluation et d'un plan de remédiation des vulnérabilités des moyens déployés, notamment ceux jugés critiques au fonctionnement des systèmes.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Immédiat

5.1.15. Amélioration de la Collecte des Recettes, Gestion de la Consommation Publique et Numérisation Intelligente de la Distribution

Face à l'impératif de lutter contre la fraude, estimée en 2020 à deux fois le montant de son budget d'investissement annuel, le service de distribution doit accélérer la modernisation de l'infrastructure de gestion et de facturation de la consommation électrique, afin

d'améliorer le suivi et la collecte des recettes. Dans ce contexte, le déploiement prévu de 1,65 million de compteurs intelligents d'ici 2024-2025 doit être respecté, tout en résolvant tous les problèmes de sécurité observés lors des déploiements précédents et qui ont entraîné des inexactitudes de facturation et pertes de revenus pour la compagnie de distribution. De même, le GoC doit investir dans les infrastructures publiques de gestion de la consommation d'énergie, comme les systèmes d'éclairage public intelligents, afin de réduire la consommation d'énergie non optimale.

Ces initiatives qui impliquent la numérisation de l'infrastructure énergétique doivent être considérées comme des éléments d'un programme de distribution intelligente plus large pour lequel la décarbonisation, l'optimisation de la consommation d'énergie et le niveau de confort sont des moteurs de l'identification et des étapes de mise en œuvre des processus et de la sélection des équipements technologiques, au-delà du simple déploiement de compteurs intelligents et des problèmes de monitoring de l'éclairage public. Une approche plus ciblée, basée sur une analyse globale de ce que sont les objectifs et ce que permettent les avancées technologiques, doit être menée pour un déploiement technologique plus efficace.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Immédiat

5.1.16. Stabilité financière du Secteur

Un aspect essentiel de la durabilité du secteur nécessite que les services de distribution collectent suffisamment de revenus pour investir dans le renforcement du réseau et les initiatives de densification. Au Cameroun, les rapports annuels de la compagnie de distribution ont montré que cela devient difficile en raison des dettes non recouvrées et dues par les utilisateurs dans le secteur public telles que les entreprises gouvernementales, obligeant la compagnie de distribution à des emprunts au marché dans des conditions défavorables pour poursuivre ses mandats d'investissement à court terme. A long terme, une telle situation crée un risque de durabilité du secteur à long terme. Outre la nécessité d'une restructuration financière pour les entreprises publiques afin d'apurer leurs dettes existantes, des solutions telles que des comptes de répartition des dépenses en électricité doivent être mises en œuvre avec des déclencheurs de décaissement. D'un autre côté, sachant que les revenus collectés continuent d'être inférieurs aux coûts d'investissement et de fonctionnement engagés par les acteurs, le cycle inévitable des décaissements liés à la compensation doit être raccourci.

Constaté depuis 2017, le déséquilibre financier du secteur de l'électricité au Cameroun persiste et le risque d'effondrement du secteur s'est accru, les recettes perçues restant inférieures aux coûts d'investissement et d'exploitation engagés par les acteurs. Une solution proposée par le GoC consiste à satisfaire une demande supplémentaire en réseau. Bien que cela soit pertinent aux fins de l'expansion du réseau, la satisfaction de la demande croissante comme moyen de réduire ce déséquilibre doit se faire de manière à ce que

l'infrastructure requise pour répondre à cette demande soit conçue et construite sur la base du paradigme à moindre coût. En outre, il est important que le tarif administré ne soit pas trop éloigné du coût du service afin de réduire la compensation tarifaire qui draine des ressources financières du gouvernement, d'investir de manière agressive dans l'amélioration de l'efficacité du réseau et de réduire le cycle de facturation au paiement. Un aspect complémentaire est l'investissement dans des programmes de demande intelligente, grâce auxquels les utilisateurs visent la meilleure plage de temps de consommation, par exemple avec des articulations tarifaires en fonction de l'heure d'utilisation, qui peuvent encourager le déplacement de la demande vers les périodes creuses et ainsi avoir un impact positif en termes d'économies d'investissement dans les infrastructures.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Immédiat

5.1.17. Hybridation Hydroélectrique-Solaire

L'interconnexion prochaine entre le RIS et le RIN offre une complémentarité naturelle en approvisionnement pour le réseau intégré. Explorer comment cette complémentarité pourrait être utilisée pour l'hybridation hydroélectrique de la région du sud et le déploiement rapide de capacités d'approvisionnement en énergie dans la région du nord pourrait être bénéfique pour un système présentant un déséquilibre en matière d'adéquation des ressources comme celui du Cameroun. Une alternative sous la forme d'une co-localisation solaire-hydroélectrique à l'échelle réseau pourrait également être une option, même si le potentiel solaire dans la région sud n'est pas aussi élevé. Pour des considérations hors réseau, l'hybridation hydroélectrique-solaire doit être considérée comme économiquement pertinente pour les communautés ciblées.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Long terme

5.1.18. Planification du Secteur de l'Electricité à Travers un Cadre Intégré et Coordonné

Nous avons conclu à la suite de notre évaluation que l'approche de planification énergétique au Cameroun bénéficierait d'un cadre intégré.

Cette articulation peut être justifiée d'abord par l'usage multisectoriel des ressources naturelles sur laquelle repose la vision du gouvernement pour 2035 de mettre en œuvre une architecture de réseau électrique composée de production d'hydroélectricité à l'échelle des services publics (85 %), de production au gaz (10 %) et d'autres les options renouvelables (5 %) comptent. À cela s'ajoute l'objectif d'atteindre l'accès universel à l'électricité, qui nécessite une approche structurelle de la planification du secteur électrique. Ensuite, une telle approche devrait s'appuyer sur les dépendances croisées qui existent entre les entités concernées, mais également entre les ressources aussi. Ces

observations conduisent à reconnaître qu'une planification adéquate du système intégré doit refléter la co-optimisation des ressources énergétiques de façon intersectorielle pour les besoins en réseau et hors réseau, lorsque cela est justifié.

Un cadre de planification intégrée du secteur de l'électricité (PISE) capturant tous les aspects de notre discussion et des recommandations décrites dans ce chapitre est présenté dans la Figure 26. Ce cadre complet peut servir de ligne directrice aux planificateurs au Cameroun et être adapté à l'évolution de l'environnement du secteur dans le pays.

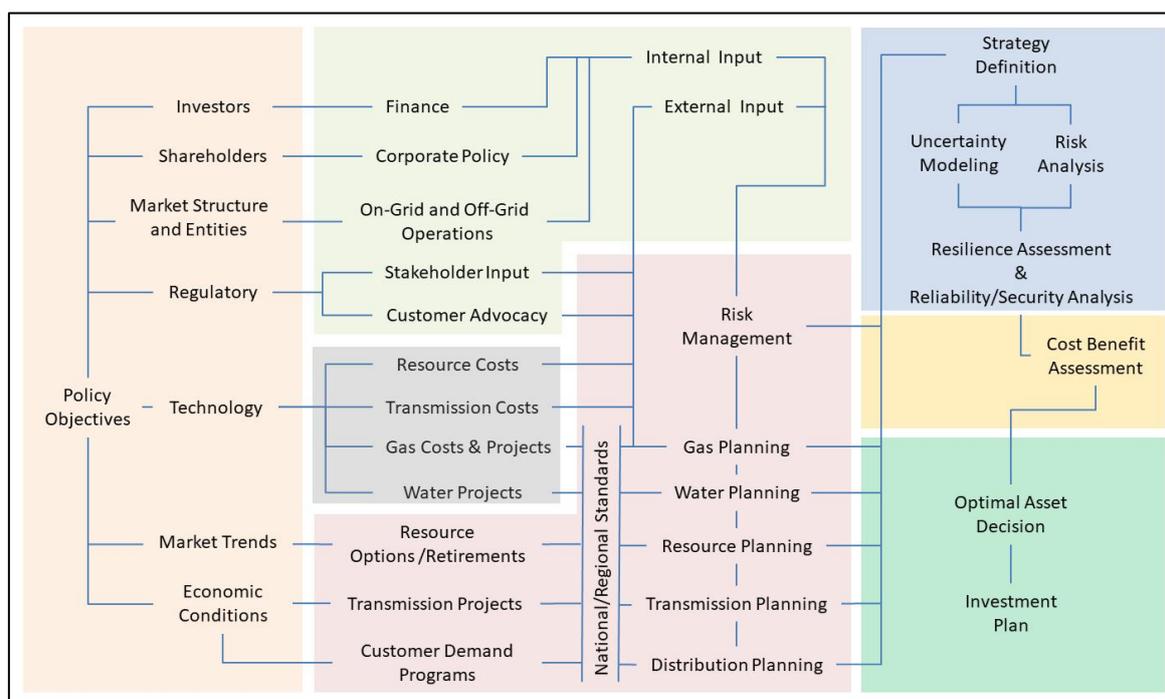


Figure 26: Cadre de Planification Intégrée du Secteur de l'Électricité (*adaptation de EnergyExemplar*)

Pour que la mise en œuvre réussie du cadre, les éléments suivants doivent être satisfaits :

- Premièrement, toutes les entités clés des parties prenantes impliquées dans le secteur de l'électricité et ayant un impact sur le cadre opérationnel et de planification doivent être identifiées,
- Ensuite, en s'appuyant sur la structure institutionnelle des entités identifiées, une entité de coordination de la planification avec ses membres devrait être créée, avec des rôles attribués en fonction de leurs mandats et de leur expertise. L'entité de coordination de la planification doit être structurée pour assurer la supervision managériale et technique de toutes les activités associées aux activités du processus de planification. Cette étape devrait être l'occasion d'identifier les besoins en matière de renforcement des capacités (voir recommandation 5.1.19), d'outils et de processus pour chaque activité et rôle dans le processus de planification, ainsi que de les renforcer le cas échéant. Comme le Cameroun envisage d'interconnecter son réseau électrique avec d'autres pays, un coordinateur de planification devrait également aider à évaluer et intégrer les impacts à moyen et long terme sur la

fiabilité et la sécurité des autres systèmes interconnectés. De manière pratique, la coordination et le développement de la planification du secteur dans le cadre proposé peuvent être structurés sous diverses formes, notamment à travers :

- une entité sous la supervision du ministère de tutelle du secteur comme c'est le cas au Ghana et en Afrique du Sud ou,
- une entité spécialisée en charge de l'élaboration de la feuille de route des politiques de planification sectorielle comme on le voit au Brésil avec l'interaction entre le CNPE (le Conseil National de Politique Énergétique) et l'EPE (la Compagnie de Recherche sur l'Énergie), et aux États-Unis avec le Northwest Power and Conservation Council. (NPCC) en charge de la planification du système électrique pour la région du Pacifique nord-ouest du pays.
- Ensuite, l'identification des informations nécessaires, les procédures pour les collecter et le cadre d'architecture des données (y compris les protocoles et procédures de partage de données) requis pour effectuer les activités du processus de planification associé doivent être mis en place,
- Ensuite, en utilisant le paradigme fondamental de la planification au moindre coût, l'analyse de la planification de la chaîne de valeur de l'électricité peut être dérivée dans un premier temps, idéalement d'un point de vue de co-optimisation ou de quasi-co-optimisation. Dans le cas du Cameroun, il est important d'inclure la planification de l'eau et du gaz comme composantes du cadre d'analyse de la planification, en plus des celles des segments de production, de transport et de distribution,
- Ensuite, une évaluation des risques prenant en compte les aspects de la résilience (y compris le changement climatique) et la prise de décision dans un contexte d'incertitude croissante doit être réalisée et,
- Enfin, une évaluation coûts-avantages des portefeuilles d'investissement retenus est exécutée à la recherche du plus performant, qui devrait être celui qui suscite le moins de regret'.

Une fois élaboré et approuvé, le plan d'investissement des infrastructures sélectionné doit être soumis à des revues/révisions périodiques. La fréquence de révision doit être déterminée en tenant compte de l'environnement du contexte sectoriel du pays dans lequel le processus est établi. L'expérience du Ghana suggère un processus de révision sur 2 à 3 ans, tandis que le plan décennal du PDE au Brésil est produit chaque année.

Un plan directeur national nécessite une mise à jour régulière, et le cadre proposé pour la PISE peut servir de ligne directrice vers un développement de plan plus adéquat, moyennant l'adoption d'aspects clés à court et moyen terme. À long terme, une mise en œuvre complète de PISE fournira aux planificateurs et aux décideurs une approche globale de la planification du secteur.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Moyen Terme
-

5.1.19. Renforcement des Capacités

L'expérience récente au Ghana a montré qu'une planification adéquate du secteur de l'électricité nécessite la participation de toutes les parties prenantes et une forte appropriation tout au long du processus. Un parallèle peut être établi au Cameroun où une expertise dans tous les aspects du cadre de planification est nécessaire. En tirant parti des meilleures pratiques et du mentorat technique disponible, le GoC doit investir dans le talent humain dans tous les aspects du processus de planification et aider ses institutions à en s'approprier à partir de sa conception jusqu'à sa mise en œuvre. Une expertise sera nécessaire dans plusieurs domaines, notamment l'aspect réglementaire, les énergies renouvelables, la prévision de la demande, la planification de la production, la planification du transport, l'optimisation des infrastructures d'eau, la planification de la distribution, l'analyse des systèmes électriques, le Code Réseau et les normes de fiabilité, l'optimisation *gas-to-power*, l'exploitation marché et des systèmes d'énergie, la technologie de réseaux intelligents, la modélisation financière des systèmes d'énergie et la gestion des risques.

Un programme de renforcement des capacités ressortant ces besoins doit être élaboré en incluant l'accès aux compétences en matière de genre et la possibilité de partenariat avec des institutions professionnelles, des universités et/ou des sociétés d'énergie au niveau local ou dans la région élargie, le cas échéant. Un élément de la durabilité de la croissance des talents est le développement de centres d'excellence, grâce auxquels l'expertise du pays et de la région pourrait être développée. Ces orientations doivent être considérées comme complémentaires à l'initiative à moyen terme (2023-2027) du PRSEC estimée à 15,7 milliards de FCFA, pour renforcer les capacités du secteur.

- *Impact*: Institutionnel
- *Implémentation*: Moyen Terme