



MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

FORMATION BILAN D'APTITUDE DELIVRE PAR LES GRANDES ECOLES (BADGE) – RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

« OUVERTURE À LA CONCURRENCE DES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES PAYS
AFRICAINS »

**Thème : « Zonage du segment de distribution de l'électricité envisagé
à l'horizon 2031 au Cameroun : Conditions de succès »**

Rédigé par : PILO Ernest, Sous-Directeur des Etudes, de la Prospective et de la
Normalisation, Agence de Régulation du Secteur de
l'Electricité du Cameroun

Enseignant Suiveur : Ahmed Ousman Abani, Economiste, Deloitte Economic Advisory

Année académique 2017 – 2018

Remerciements

Je ne dérogerais pas aux traditionnels remerciements, puisque seul, je n'aurais certainement jamais pu accomplir tout ce travail.

En premier lieu, mes remerciements vont tout d'abord au bon Dieu tout puissant, et aux personnes suivantes :

- le Directeur Général de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité du Cameroun, Monsieur KEDI Jean Pierre, pour l'intérêt particulier porté au renforcement des capacités de son personnel qui a conduit à mon inscription au BADGE – RDE ;
- M. Ahmed Ousman Abani, mon directeur de mémoire, pour son soutien, sa disponibilité et son apport durant la rédaction de ce mémoire ;
- M. Flavien TCHAGPA, pour le suivi de nos activités durant toute la formation et pour ses précieux conseils ;
- toutes les personnes, professeurs, collègues et amis, qui m'ont encouragé et soutenu durant la réalisation de ce mémoire et m'ont épaulé pendant ma formation ;
- ma famille pour son soutien et ses encouragements, en particulier ma chère épouse ZAKALO AOUDOU Marthe et mes deux enfants DEZONGA PILO Annabelle Doriane et ADAMA PILO Ruth Darlène.

Un tel travail ne peut être accompli que dans une ambiance de travail sympathique que je dois à mes camarades de BADGE – RDE deuxième promotion (2017 – 2018).

Je tiens à remercier mes parents pour leur confiance, leur compréhension et leurs sacrifices. Ils ont toujours fait passer l'intérêt de leurs enfants avant le leur et je sais que sans eux, je ne serais jamais arrivé là où je suis.

Pour tous ceux et celles que j'ai oubliés : merci.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

A la fin des années 90, le secteur de l'électricité au Cameroun était l'une des cibles privilégiées de la restructuration tous azimuts des pans entiers de l'économie nationale, suggérée et décidée par les bailleurs de fonds internationaux et mise en œuvre localement. Des dispositions ont été prises pour qu'un organisme de régulation indépendant mette en place l'efficacité, la réflexion sur les coûts, la transparence et l'équité dans la gestion du secteur, encourage les investissements appropriés et protège les consommateurs. Cette volonté s'est traduite par la publication de la loi de 1998 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun.

Cependant, depuis les années 2000, les résultats escomptés de cette réforme n'ont pas été atteints. En effet, la situation de l'électricité démontre d'une dégradation de la qualité du service technique qui se traduit par des délestages récurrents, l'augmentation des pertes techniques en distribution (30% en moyenne), la stagnation du taux d'accès à l'électricité, etc.

Le Gouvernement du Cameroun a lancé le 4 décembre 2017, un appel à manifestation d'intérêts pour le recrutement d'un consultant chargé de conduire une étude sur le découpage du segment de distribution actuel de l'électricité au Cameroun. Le contexte de cet appel à manifestation a été la principale motivation dans le choix du thème du présent mémoire **« zonage du segment de distribution de l'électricité envisagé à l'horizon 2031 au Cameroun : conditions de succès »**.

Dans l'optique de mener à bien ce thème, le rapport s'est articulé autour de trois parties. La première est consacrée à la présentation du secteur de l'électricité camerounais. La deuxième partie quant à elle présente le retour d'expérience des pays qui ont adopté cette structuration du réseau de distribution. Enfin, la troisième partie qui présente les différentes propositions des mécanismes régulateurs à mettre en œuvre.

Au terme du développement, les résultats obtenus montrent que la mise en œuvre de la volonté du Gouvernement camerounais de découper le segment de distribution passe par la maîtrise de l'état des lieux de l'ensemble dudit segment, la définition du modèle de marché d'électricité et la régulation adaptée. Les principaux résultats sont entre autres :

- l'état des lieux qui doit permettre de connaître les ouvrages existants et leur niveau de performance respectif. Tout ceci passe par la réalisation des études pour chaque réseau de distribution. Ainsi les résultats obtenus, aboutiront à la maîtrise des différentes immobilisations qui serviront à la détermination de la base tarifaire ;
- le modèle de marché proposé qui s'inspire de ceux du Nigéria et du Ghana, mais également du modèle de concurrence aux marchés de gros. Compte tenu de la taille de la population camerounaise, il a été suggéré que le distributeur assure les fonctions de gestionnaire du réseau de distribution et la commercialisation de l'énergie électrique ;
- la régulation à mettre en place doit permettre d'assurer l'équilibre économique et financier du segment de distribution et la préservation des conditions économiques nécessaires à la viabilité de celui-ci. Plusieurs recommandations et mesures à prendre ont été formulées à l'endroit du Régulateur en ce qui concerne l'allocation des coûts, la répartition des coûts, les coûts des pertes réseaux, les coûts d'exploitation et de maintenance, etc. Afin de permettre aux distributeurs d'être performants, il a été démontré la nécessité de mettre en place une régulation incitative. A ce sujet, des propositions de nouveaux indicateurs de performance et des incitations contractuelles y afférentes ont été développés.

Table des matières

| | |
|--|-----|
| Remerciements..... | i |
| RÉSUMÉ EXÉCUTIF | ii |
| INTRODUCTION GÉNÉRALE | 1 |
| Première partie : SECTEUR DE L'ÉLECTRICITE DU CAMEROUN | 2 |
| 1 Contexte et problématique | 2 |
| 1.1 Cadre légal et institutionnel..... | 2 |
| 1.1.1 Réformes du secteur de l'électricité camerounais | 2 |
| 1.1.2 Textes régissant le secteur de l'électricité | 3 |
| 1.2 Problématique | 4 |
| 2 Secteur de l'électricité du Cameroun | 5 |
| 2.1 Présentation générale..... | 5 |
| 2.1.1 Politique énergétique..... | 5 |
| 2.1.2 Structure du marché | 6 |
| 2.2 Segment de la production..... | 7 |
| 2.3 Segment du transport d'électricité..... | 9 |
| 2.4 Segments de la distribution et de la commercialisation | 11 |
| 2.5 Régulation du secteur | 13 |
| Deuxième partie : EXPÉRIENCES INTERNATIONALES DANS LA LIBÉRALISATION DU SEGMENT DISTRIBUTION | 15 |
| 1 Les reformes du secteur en Afrique Sub-saharienne | 15 |
| 2 Cas du Nigéria | 16 |
| 3 Cas du Ghana | 18 |
| 4 Enseignements..... | 20 |
| Troisième partie : CONCEPTS ET OUTILS ESSENTIELS POUR LE ZONAGE DU SEGMENT DE LA DISTRIBUTION | 22 |
| 1 Etat des lieux « caractéristiques et performance des réseaux de distribution »..... | 22 |
| 2 Définition du modèle de marché..... | 24 |
| 3 Régulation à mettre en place | 25 |
| 3.1 Tarification | 25 |
| 3.1.1 Expérience étrangère | 25 |
| 3.1.2 Coûts de service des distributeurs | 27 |
| 3.1.3 Coûts d'exploitation et de maintenance (E&M) | 29 |
| 3.1.4 Coûts des pertes du réseau | 29 |
| 3.1.5 Autres revenus | 30 |
| 3.2 Régulation incitative | 30 |
| 3.2.1 Investissements et mesures incitatives..... | 32 |
| 3.2.2 Allocation des coûts et conception des tarifs du réseau..... | 33 |
| 3.2.3 Péréquation tarifaire | 36 |
| 3.2.4 Normes de qualité de service | 36 |
| 3.2.5 Normes de qualité de service technique | 36 |
| 3.2.6 Normes de qualité de service commercial | 40 |
| 4 Recrutement des distributeurs et exploitation des réseaux..... | 40 |
| CONCLUSION GENERALE | 41 |
| LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES UTILISÉS | I |
| RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES | II |
| ANNEXES..... | III |

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Pour accompagner la libéralisation du secteur de l'électricité en Afrique, l'Association pour la Formation dans les Industries de Réseau (AFRIR) a procédé au recrutement des cadres en charge des questions de régulation pour la formation du Bilan d'Aptitude Délivré par les Grandes Écoles « Régulation De l'Énergie » (BADGE-RDE) offerte par MINES ParisTech. Cette formation participe à l'émergence de décideurs capables de maîtriser les mécanismes complexes associés à la régulation des marchés de l'énergie.

Le présent document est le mémoire de fin de formation rédigé sur le thème « **zonage du segment de distribution de l'électricité envisagé à l'horizon 2031 au Cameroun : conditions de succès** ».

L'électricité est un bien économique de première nécessité dont l'accès est reconnu comme un droit. Elle est devenue indispensable à la vie courante et constitue une composante essentielle de la compétitivité des entreprises. Il est par conséquent évident qu'aucun développement économique n'est concevable sans énergie électrique disponible et accessible en quantité et en qualité.

Depuis les années 2000, la situation de l'électricité au niveau national démontre un abandon de plusieurs localités jugées non rentables sur le plan économique par le concessionnaire de service public d'électricité au profit des grandes métropoles (Yaoundé, Douala et Bafoussam). Cette action a pour conséquence la dégradation de la qualité du service technique dans les autres localités qui se traduit par : des délestages récurrents, des coupures d'électricité de très longue durée, la mauvaise qualité du signal électrique, l'augmentation des pertes techniques (30% en moyenne entre 2010 et 2017), la stagnation du taux d'accès à l'électricité, etc.

Face à cette réalité, le Gouvernement camerounais a lancé le 4 décembre 2017, un appel à manifestation d'intérêts¹ pour le recrutement d'un consultant chargé de conduire une étude sur le découpage du segment de distribution actuel de l'électricité au Cameroun. L'horizon 2031² a été choisi pour procéder au zonage du segment distribution d'électricité.

Dans l'optique de mener à bien cette étude, notre plan s'articule autour de trois parties. La première est consacrée à la présentation du secteur de l'électricité camerounais, notamment son historique, les différentes réformes y survenues et la problématique dans laquelle le thème ci-dessus est développé.

La deuxième partie présente de manière succincte les conditions pour le zonage du segment distribution d'électricité au Cameroun en 2031. Il s'agit en effet de tirer les leçons des retours d'expérience des pays qui ont adopté cette structuration du réseau de distribution.

A la troisième partie, il est présenté les différentes propositions des mécanismes juridique, technique et tarifaire pour la mise en œuvre de cette volonté du Gouvernement camerounais.

¹ N°002/AAMI/SPM/DIMP du 04 décembre 2017.

² L'année 2031 est celle à laquelle prendra fin la concession de l'opérateur du service public d'électricité actuel qui vient de voir sa concession prolongée alors qu'elle devrait prendre fin en 2021.

Première partie : SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DU CAMEROUN

1 Contexte et problématique

Dans cette partie, nous présenterons d'une manière générale le secteur de l'électricité camerounais. Il s'agit notamment de faire connaître l'historique, la réforme du secteur de l'électricité et les rôles des différents acteurs.

En dernier point, nous présenterons la problématique dans laquelle le thème du mémoire est développé.

1.1 Cadre légal et institutionnel

1.1.1 Réformes du secteur de l'électricité camerounais

Le secteur de l'électricité camerounais a connu beaucoup de mutations. Il est passé d'un monopole régional exercé par trois opérateurs (POWERCAM³, ENELCAM⁴, et Electricité Du Cameroun (EDC⁵) à un monopole national avec une intégration verticale.

A la fin des années 1990, le secteur de l'électricité au Cameroun était l'une des cibles privilégiées de la restructuration tous azimuts des pans entiers de l'économie nationale, suggérée et décidée par les bailleurs de fonds internationaux et mise en œuvre localement. Il avait été conseillé de transformer les entreprises publiques d'électricité en des entités juridiquement distinctes. L'objectif était de réduire le nombre des problèmes rencontrés par les services publics des pays en développement⁶ et les orienter vers le recouvrement des coûts en matière de tarification et les améliorations en matière de comptage, de facturation et de recouvrement. Parallèlement, l'adoption de la législation énergétique requise devait fournir un mandat juridique pour la restructuration, ainsi que le cadre juridique permettant la participation privée dans le secteur. Des dispositions ont également été prises pour qu'un organisme de régulation indépendant mette en place l'efficacité, la réflexion sur les coûts, la transparence et l'équité dans la gestion du secteur, encourage les investissements appropriés et protège les consommateurs.

La réforme survenue en 1998 (loi N°98/022 du 24 décembre 1998) a permis l'ouverture du segment production à la concurrence. Globalement, elle avait pour objectifs :

- de désengager l'Etat dans le service marchand de l'électricité;
- de réduire le poids financier du secteur sur le budget de l'Etat ;
- d'améliorer la contribution du secteur de l'électricité dans l'économie et dans le développement social du pays.

Plus spécifiquement, elle devait permettre:

- d'accroître des investissements dans le secteur de l'électricité ;
- d'améliorer la qualité de service et la desserte ;
- d'améliorer l'efficacité dans la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique ;
- de fournir l'énergie à des prix compétitifs à l'industrie et aux ménages ;
- de confirmer l'ouverture du secteur à la concurrence ;
- d'inciter le secteur privé à participer au développement du secteur de l'électricité.

³ 1962 : la « Cameroon Electricity Corporation (POWERCAM) » est fondée au Cameroun Occidental.

⁴ 1948 : la société d'économie mixte « Energie Electrique du Cameroun (ENELCAM) » est créée et chargée d'aménager l'usine hydroélectrique d'Edéa I sur la Sanaga pour l'alimentation électrique de Douala et Edéa dès le 1er janvier 1953

⁵ 1963 : « Electricité Du Cameroun (EDC) » est créée; société d'économie mixte dont la majorité du capital social est détenue par l'Etat du Cameroun Oriental et les collectivités publiques

⁶ vieillissement des équipements des réseaux; durées de coupures d'électricité très élevées; faible niveau de fiabilité du réseau expliquant le nombre élevé d'incidents

A travers cette loi de 1998, un Régulateur du secteur de l'électricité a été créé, notamment l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL) pour assurer la régulation, le contrôle et le suivi des activités des exploitants et des opérateurs du secteur de l'électricité. Avant cette réforme, les tarifs d'électricité étaient publiés par le Ministère des Finances et de l'Economie sous la proposition de la Société Nationale d'Electricité (SONEL).

Du monopole public détenu par la défunte SONEL, l'Etat a concédé toutes les activités liées à ce secteur à un unique opérateur privé, le groupe américain AES Corporation. Ainsi, à travers quatre contrats de concessions signés le 18 juillet 2001, les activités de production, de transport, de distribution et de vente de l'électricité ont été confiées à l'opérateur AES-SONEL.

La publication de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité a permis la création d'un gestionnaire de réseau de transport⁷ retirant ce segment au concessionnaire de service public qui gérait de manière intégrée (production, transport, distribution et fourniture). L'objectif étant d'attirer plus d'investisseurs privés dans le segment de la production. Les deux lois (1998 et 2011) ont permis au secteur d'électricité camerounais d'enregistrer l'arrivée de deux Producteurs Indépendants d'Electricité (PIE). Il s'agit de Dibamba Power Development Company (DPDC) en 2009 et Kribi Power Development Company (KPDC) en 2013.

L'évolution institutionnelle du secteur de l'électricité camerounais peut être illustrée par la figure 1 ci-après.

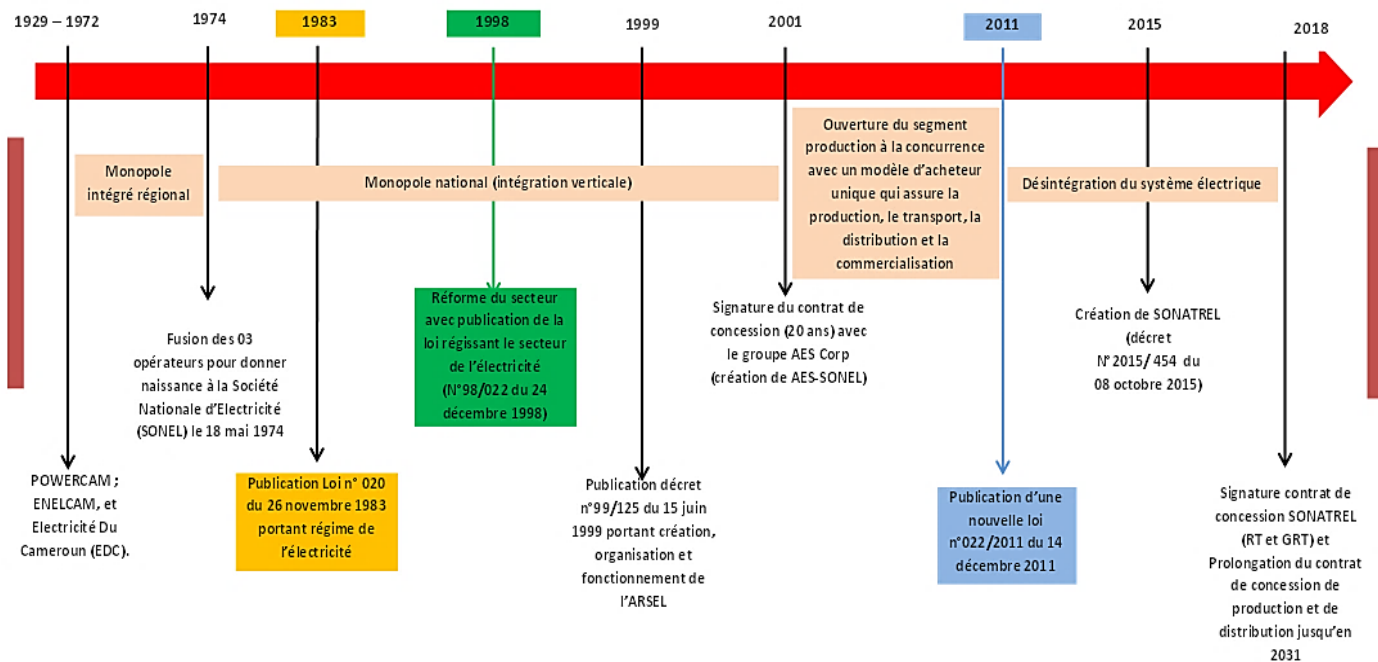


Figure 1: Evolution institutionnelle du secteur de l'électricité du Cameroun

Source : Construit en exploitant les textes règlementaires et contractuels mais également le site web d'Eneo⁸

1.1.2 Textes régissant le secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité camerounais est régi par les textes suivants :

- la loi N°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité qui remplace la loi n°98/022 du 24 décembre 1998 ;

⁷ Article 23 de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun

⁸ <https://eneocameroun.cm/index.php/fr/l-entreprise-a-propos-d-eneo-l-entreprise/l-entreprise-notre-notre-histoire/l-entreprise-notre-notre-historique-historique-de-l-electricite-au-cameroun>

- le décret N°2012/2806/PM du 24 septembre 2012 portant application de certaines dispositions de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun ;
- le décret N° 2001/021/PM du 29 Janvier 2001 fixant le taux, les modalités de calcul, de recouvrement et de répartition de la redevance sur les activités du secteur de l'électricité;
- le décret N° 2000/464 PM DU 30 juin 2000 régissant les activités du secteur de l'électricité;
- l'arrêté n°0193/A/MINEE du 28 avril 2014 portant composition des dossiers de la demande de concession, de licence, d'autorisation et de déclaration, ainsi que des frais y afférents qui remplace l'arrêté n° 061/CAB/MINMEE du 30 Janvier 2001.

1.2 Problématique

La problématique de notre sujet de mémoire est extraite « **du contexte** » de l'appel à manifestation d'intérêt N°002/AAMI/SPM/DIMP du 4 décembre 2017 lancé par le Gouvernement pour le recrutement d'un consultant chargé de conduire une étude sur le découpage du segment de distribution actuel de l'électricité. Il y est stipulé ce qui suit :

« ...

Le service public de l'électricité est assuré sous le contrôle de l'Etat. Il est soumis à des impératifs de qualité, de continuité et de neutralité, ainsi que d'égalité de traitement des usagers ». La loi de 2011 est revenue sur ladite problématique, notamment à son article 3 alinéa 3 que le service public de l'électricité est organisé par l'Etat.

Neuf (09) ans après la privatisation sus évoquée, la situation n'a presque pas changé, l'offre de l'énergie électrique restait largement inférieure à la demande. Le changement du fournisseur n'a pas eu d'incidence notable sur la condition du consommateur camerounais, bien au contraire. On déplore toujours autant de désagréments électriques caractérisés par des délestages fréquents et intempestifs. Toutes les catégories de consommateurs en sont durement affectées. Par ailleurs, l'électricité coûte chaque jour un peu plus cher au Cameroun alors que la qualité de service fournie aux consommateurs ne s'améliore pas, les disparités entre les zones urbaines et les localités rurales se sont accrues, en violation des dispositions de la loi régissant l'électricité notamment en ce qui concerne celles portant sur l'égalité de traitement des usagers du service public.

... ».

De ce qui précède, l'on peut se poser la question suivante : quelles sont les mécanismes à mettre en place pour assurer la viabilité financière des gestionnaires du réseau de distribution afin de garantir un service de qualité aux consommateurs, d'une part, et les responsabilités des producteurs, de la Société Nationale de Transport de l'Electricité (SONATREL) et des gestionnaires de réseau de distribution, d'autre part pour garantir le succès du zonage envisagé par le Gouvernement camerounais ?

Nous proposerons tout le long de ce document des solutions à cette question.

2 Secteur de l'électricité du Cameroun

2.1 Présentation générale

Le Cameroun est doté d'une abondante variété de ressources énergétiques et d'un marché local et sous régional important. Le potentiel hydroélectrique s'élève à 12 000 MW selon les estimations de la Banque mondiale⁹. Le Cameroun représente le 3^e potentiel énergétique en Afrique subsaharienne après la République démocratique du Congo et l'Éthiopie. Le potentiel de l'énergie solaire y varie de 4 kWh/m²/jour dans le sud à 6 kWh/m²/jour dans le nord¹⁰. Des potentiels géothermiques ont été identifiés dans les localités de Meiganga, Tignère, Ekondo Titi et Nwa. Cette diversité de ressources devrait conférer au pays une indépendance énergétique et un niveau de développement considérable. Cependant le déficit énergétique reste élevé.

Au cours des dernières décennies, l'offre nationale d'énergie a évolué de manière linéaire tandis que la demande s'est accrue de manière exponentielle. A titre d'illustration, avec la reprise, bien que timide des investissements dans le secteur au début des années 2000, la production nationale d'énergie électrique publique a connu une hausse de 19% entre 2012 et 2014 (cf. figure 2)¹¹.

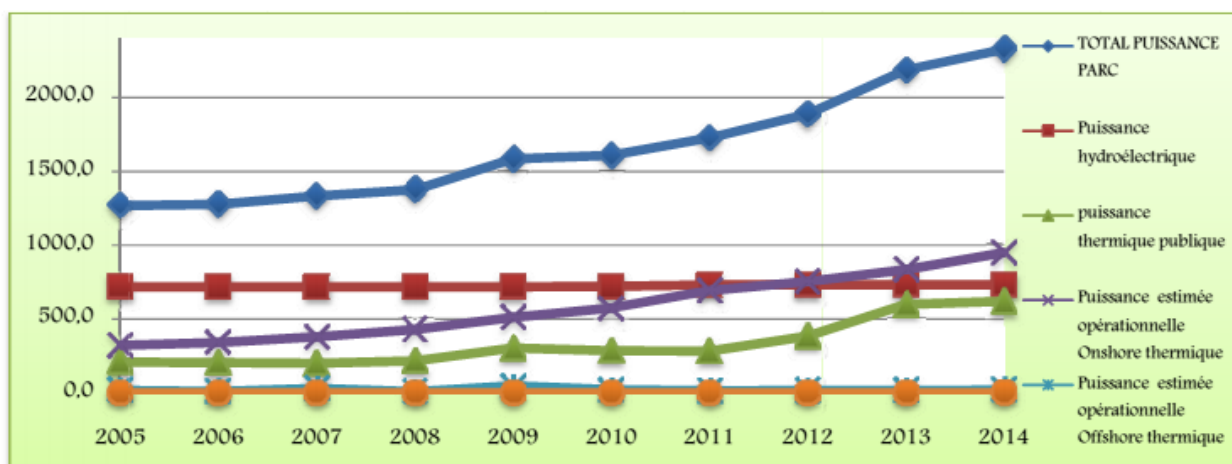


Figure 2: Evolution des capacités installées de 2005 à 2014

Source : MINEE (2015), situation énergétique du Cameroun, P49

2.1.1 Politique énergétique

La politique énergétique du Cameroun vise entre autres trois grands défis à savoir :

- assurer une fourniture énergétique suffisante, efficace, fiable et propre ;
- développer et garantir l'accès aux services énergétiques modernes sur le long terme ;
- faire de l'énergie un atout de l'industrie camerounaise dans la compétition industrielle mondiale.

Elle s'articule autour de la relance et l'accélération du développement du patrimoine énergétique national, avec la diversification des sources d'approvisionnement et le respect de l'environnement. Cette politique est contenue dans un ensemble de documents de cadrage publiés à l'effet de donner l'orientation et fixer le cap.

La vision du développement du Cameroun formulée en 2009 par le Gouvernement et dont l'échéance est projetée à l'horizon 2035 s'appuie sur les besoins et les aspirations des

⁹ https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_au_Cameroun

¹⁰ https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_au_Cameroun

¹¹ Situation Énergétique du Cameroun, 2015. P24

populations, sur les ambitions des politiques. Elle se résume en plusieurs objectifs, dont certains sont spécifiques à l'émergence, notamment :

- une économie prospère et dotée d'infrastructures performantes ;
- un accès universel aux services de qualité ;
- un niveau de pauvreté résiduel ;
- un niveau de chômage et de sous-emploi résiduel ;
- une allocation équitable de ressources entre villes et campagnes et entre les différentes régions.

Le Document de Stratégie pour la Croissance et l'Emploi (DSCE), cadre de développement à moyen terme du Cameroun, est le document de référence de l'action gouvernementale pour la période 2010-2020. Le DSCE a pour objectif d'implémenter la Vision de 2035 pour la première décennie (2010-2020). L'hypothèse formulée sur l'énergie stipule que les développements importants programmés doivent permettre d'anticiper une amélioration considérable de la capacité de production d'énergie électrique du pays. Ces développements doivent impulser la croissance de la production énergétique au rythme annuel de 2,9% et 13% respectivement dans les périodes 2009-2011 et 2012-2020.

Le tableau 1 ci-après présente les évolutions attendues au terme de la première phase décennale, en matière de capacité installée d'énergie électrique.

Tableau 1: Quelques indicateurs énergétiques en 2010 et leurs perspectives en 2020

| Indicateurs | Libellé | | |
|--------------------------|----------------|-------------------------|-------|
| | Valeur de 2010 | Valeur attendue en 2020 | Gap |
| Puissance installée (MW) | 1 009 | 3 000 | 1 991 |

Source : MINEE (2015), situation énergétique du Cameroun, P28

2.1.2 Structure du marché

L'évolution de la structure du marché d'électricité au Cameroun conformément aux différentes réformes survenues dans ce secteur est présentée dans la figure 3 ci-après.

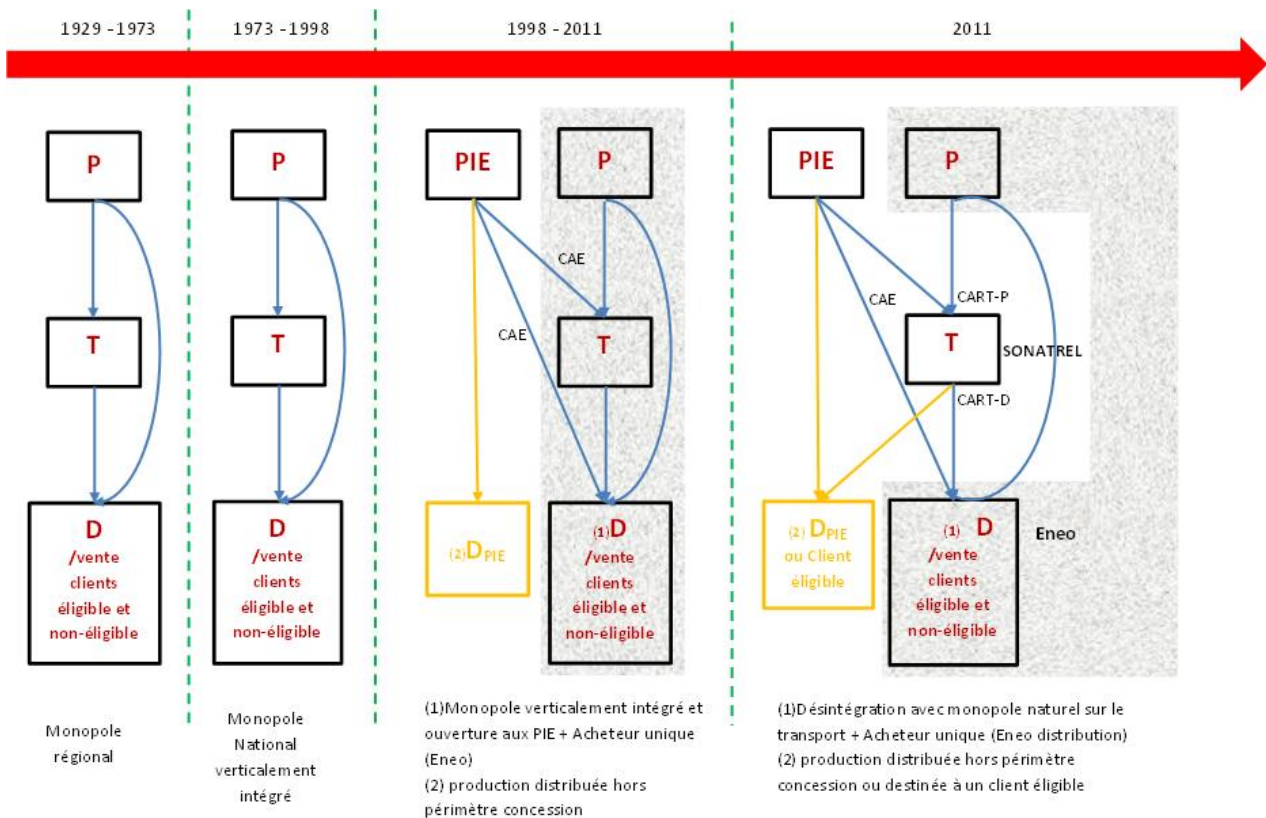


Figure 3: Evolution structure du marché d'électricité au Cameroun

Légende : P (producteur) ; PIE (Producteur Indépendant d'Electricité) ; T (transporteur) ; D (distributeur) ; D_{PIE} (Distribution effectuée par un PIE hors périmètre concession Eneo ou pour alimenter un client éligible), CAE ou PPA (Contrat d'Achat d'Énergie)

Source : structure du marché construite en exploitant les documents réglementaires et contractuels (loi, contrats de concession, Contrat d'Achat d'Énergie (CAE ou PPA), Contrat d'Accès au Réseau de Transport –Producteur (CART-P), Contrat d'Accès au Réseau de Transport – Distributeur (CART-D), etc.)

L'évolution de la structure du marché Camerounais observée montre la volonté du Gouvernement d'attirer plus d'investisseurs privés dans le secteur de l'électricité afin d'atteindre les objectifs de la réforme de 1998.

Les acteurs institutionnels du secteur de l'électricité du Cameroun ainsi que leurs missions sont présentés en annexe 2.

2.2 Segment de la production

Le segment de la production de l'électricité au Cameroun est caractérisé par la présence de plusieurs centrales. La production d'électricité se fait à partir de différentes sources d'énergie primaire, notamment l'hydraulique, le thermique (gaz naturel, diesel, fuel lourd).

On retrouve dans le parc de production les unités de production desservant le Réseau Interconnecté Sud (RIS), le Réseau Interconnecté Nord (RIN) et les centrales isolées¹².

¹² On dénombre 25 centrales isolées en 2017 (Rapport d'activités ARSEL, 2017)

Concernant la capacité totale installée et les productibles en 2017 (hors auto-producteurs¹³), ils sont évalués respectivement à 1 369 MW et à 6 973, 6 GWh répartis suivant les figures 4 et 5 ci-après.

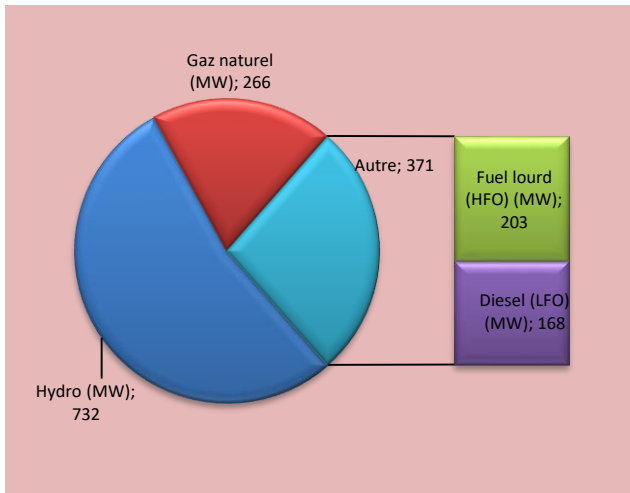
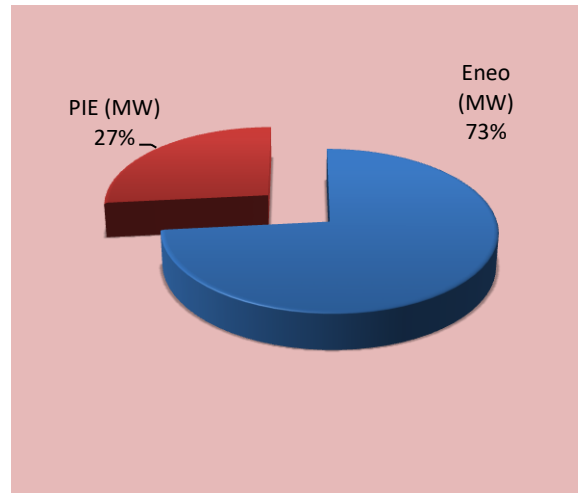


Figure 4: Capacité installée au Cameroun en 2017



Source : Rapport d'activités ARSEL, 2017

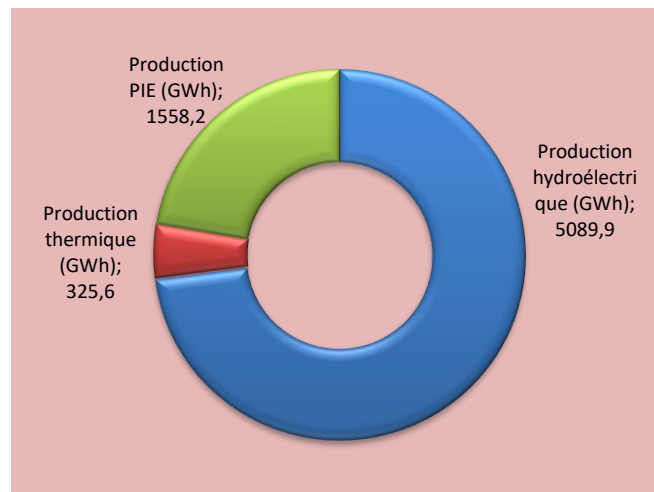


Figure 5: Répartition de l'énergie produite en 2017

Source : Rapport annuel 2017, Eneo

Le tableau 2 ci-après présente plusieurs projets de construction de centrales de production de l'électricité actuellement en cours.

13 Définition Art. 5 loi de 2011 : Auto-producteur: personne produisant de l'électricité pour son usage exclusif et qui n'entreprend ni le transport, ni la distribution de celle-ci sur le territoire où elle est établie, sauf dans le cas où le transport est destiné à son usage propre

Tableau 2: Projets de construction des centrales de production d'électricité en cours au Cameroun

| Centrale en cours de construction | Description |
|---|---|
| Hydroélectrique de Memve'ele | Capacité installée de 211 MW ¹⁴ . La production sera injectée dans le RIS. La centrale est déjà construite à 100%. Il ne reste plus que la finalisation de la construction de la ligne d'évacuation. |
| Hydroélectrique de Mékin | Capacité installée de 15 MW. La production sera également injectée dans le RIS. La centrale est déjà construite et les tests d'injection de la production au réseau de transport sont en cours. |
| Hydroélectrique de Nachtigal | Capacité installée de 420 MW ¹⁵ . La production sera injectée dans RIS. La mise en service est prévue pour 2022. |
| Hydroélectrique de Warack | Capacité installée de 75 MW. La centrale sera raccordée au RIN. |
| Solaire photovoltaïque de Maroua et de Guider | Capacité de 25 MWc. Le marché pour le recrutement d'un PIE a déjà été attribué et les études d'intégration au réseau sont en cours. La mise en service est prévue en 2019. |

D'autres manifestations pour les sites de production de l'électricité par du thermique (gaz naturel) sont enregistrées au niveau de l'ARSEL.

2.3 Segment du transport d'électricité

Le Cameroun compte actuellement deux grands réseaux interconnectés : le Réseau Interconnecté Sud (RIS) et le Réseau Interconnecté Nord (RIN). Le RIS dessert la partie Sud en électricité, soit six régions administratives, notamment le Centre, le Littoral, le Sud, le Sud-Ouest, l'Ouest et le Nord-Ouest. Le RIN quant à lui dessert la partie septentrionale, à savoir trois régions administratives : l'Adamaoua, l'Extrême-Nord et le Nord.

Le transport de l'électricité se fait suivant trois niveaux de tension :

- 225 kV uniquement dans le RIS ;
- 110 kV dans le RIN ;
- 90 kV dans le RIS et le RIN.

En 2013, les longueurs de lignes conformément aux différents niveaux de tension ci-dessus ont été quantifiées tel que présenté dans le tableau 3 ci-après :

Tableau 3: Linéaire ligne de transport d'électricité

| Type de ligne | Linéaire estimée (Km) |
|---------------|-----------------------|
| Ligne 225 KV | 720,79 |
| Ligne 110 KV | 356,67 |
| Ligne 90 KV | 1 159,81 |

Source : rapport annuel Eneo, 2014

Les configurations du RIS et du RIN sont représentées par les figures 6 et 7 ci-après.

¹⁴ www.projetmemveele.org

¹⁵ www.nachtigal-hpp.com

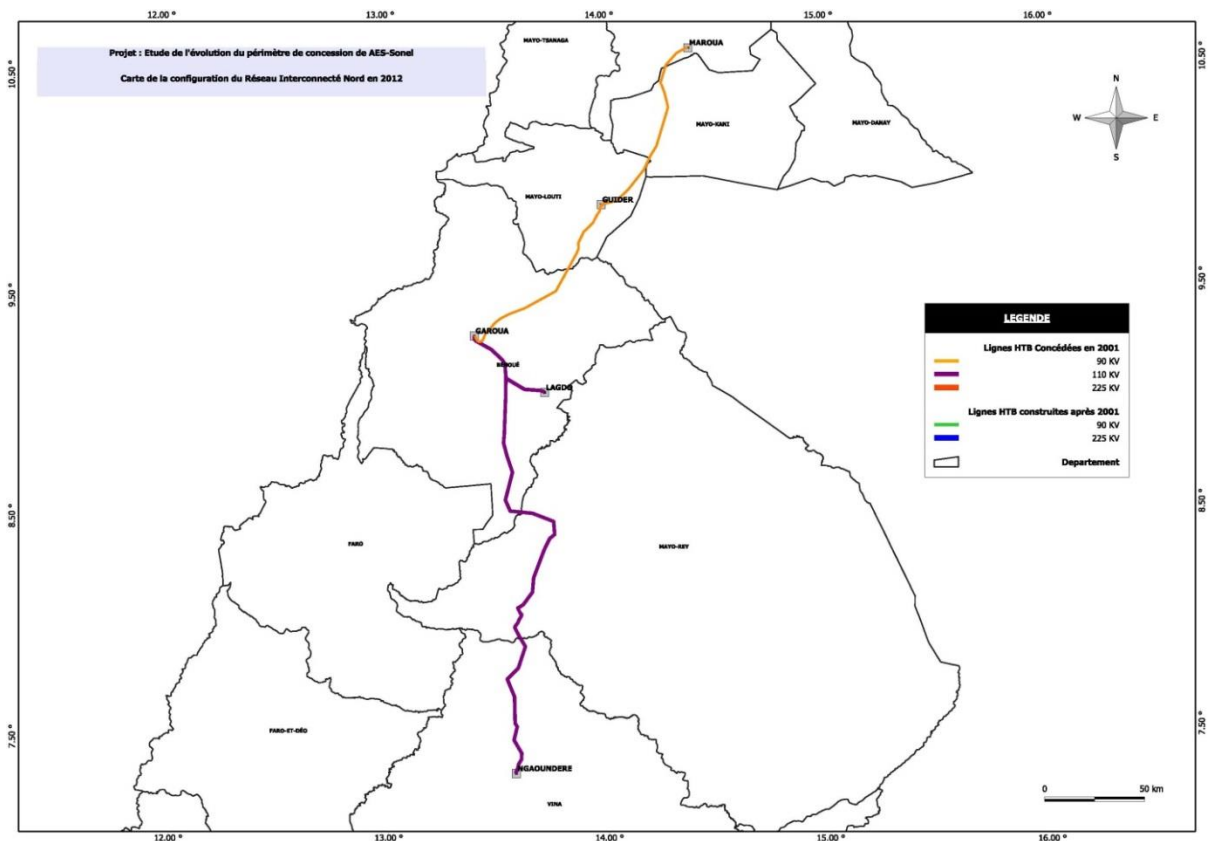


Figure 6: Configuration du RIN

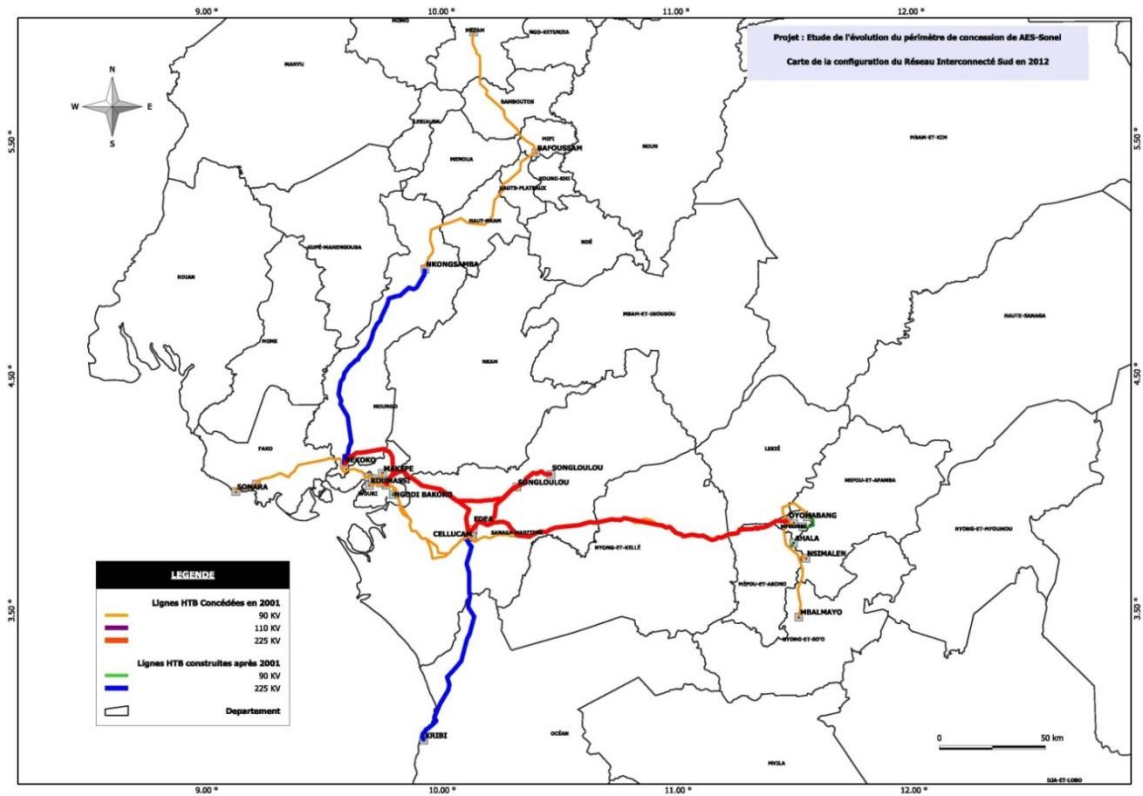


Figure 7: Configuration du RIS

Source : MINEE (2012), Etude évolution du périmètre de concession d'AES-SONEL, P39

2.4 Segments de la distribution et de la commercialisation

Le réseau de distribution d'électricité du Cameroun est alimenté par les postes sources installés dans le RIS et le RIN. On retrouve également les réseaux de distribution décentralisés qui sont exclusivement alimentés par de petites centrales thermiques fonctionnant au diesel.

Le réseau de distribution fonctionne en moyenne tension avec des tensions de 15 kV et 30 kV en zones urbaines et rurales, respectivement. Dans certaines villes, la tension est de 10 kV. Le réseau basse tension fonctionne quant à lui avec des tensions nominales de 220 V (tension simple) et 380 V (tension composée).

Les caractéristiques du réseau de distribution du périmètre du concessionnaire Eneo en 2014 sont présentées dans le tableau 4 ci-après.

Tableau 4 : Données sur le réseau de distribution dans le périmètre de concession de Eneo

| Réseau de distribution | | Total |
|------------------------|-----------------|---------------|
| Postes HTA/HTA publics | Nombre | 45 |
| Postes HTA/HTA privés | Nombre | 119 |
| Postes MT/BT | Nombre | 8 740 |
| Lignes MT (km) | Aérien | 15 956 |
| | Souterrain | 829 |
| | Total MT | 16 785 |
| Lignes BT (km) | Aérien | 17 420 |
| | Souterrain | 153 |
| | Total BT | 17 573 |

Source : compte rendu de gestion Eneo, 2014

L'exploitation des différents rapports d'activités du concessionnaire (AES SONEL puis Eneo) sur la période de 2004 à 2017 a permis de relever l'évolution du nombre d'abonnés au Cameroun comme indiqué dans la figure 8 ci-après. Il est passé de 507 835 abonnés en 2004 à 1 184 372 abonnés en 2017.

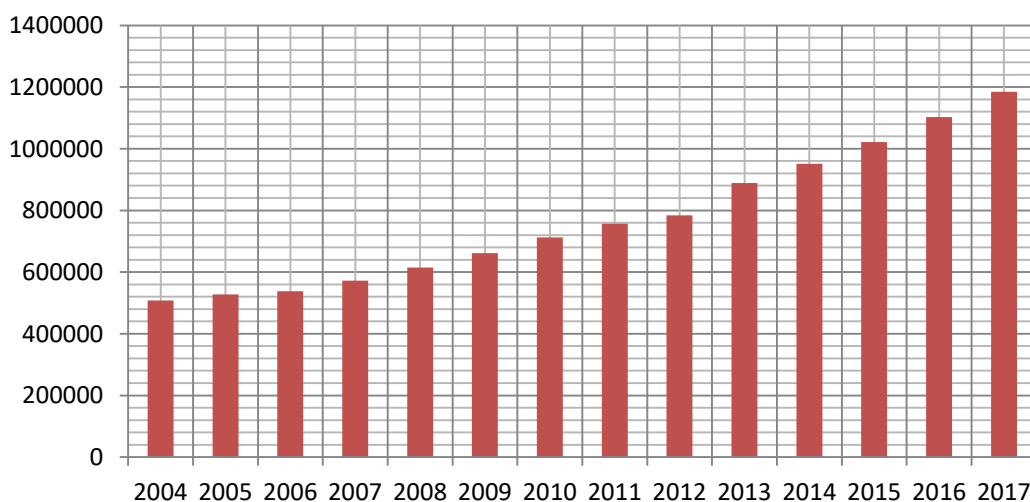


Figure 8: Nombre d'abonnés sur la période 2004 à 2017

Source : rapports d'activités du concessionnaire sur la période de 2004 à 2017

S'agissant des pertes techniques et commerciales enregistrées dans le réseau de distribution, elles sont évaluées en moyenne à 30 % depuis 2010 (cf. figure 9).

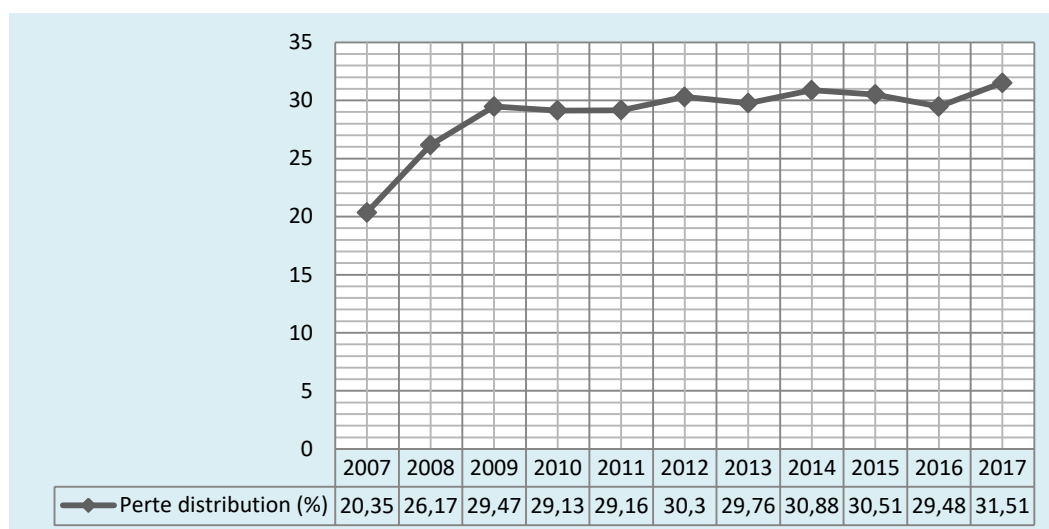


Figure 9: Evolution des pertes distributions sur les dix dernières années

Source : Rapports d'activités du concessionnaire sur la période de 2007 à 2017

Ce niveau de pertes en distribution peut justifier les orientations de l'Etat du Cameroun à vouloir procéder au zonage de la distribution afin de les réduire. Dans le même temps, des efforts sont observés dans la mise en place des centrales thermiques diesel (dont le coût de production reste très élevé) pour satisfaire la demande en énergie électrique.

En ce qui concerne les réseaux de distribution, les principaux problèmes techniques d'exploitation rencontrés par l'opérateur sont¹⁶:

- le vieillissement des équipements des réseaux;
- l'inexistence des systèmes de contrôle-commande et de télé conduite;
- la faible réactivité des équipes d'exploitation et de maintenance conduisant à des durées de coupures d'électricité très élevées surtout dans les zones rurales;
- le faible niveau de fiabilité du réseau expliquant le nombre élevé d'incidents causés par :
 - la végétation ;
 - la pourriture des poteaux et traverses bois ;
 - la surcharge des ouvrages (transformateurs HTA/BT, départs HTA) ;
 - les appareils de coupure défectueux ;
 - les réseaux BT excessivement longs ;
 - les réseaux monophasés hors normes (nombre élevé de transformateurs par dérivation) ;
 - les câbles souterrains défectueux ;
 - les départs 30 kV trop longs et surchargés ;
 - l'absence de sécurité n-l pour les réseaux HTA ;
 - la conduite des réseaux HTA manuelle ou non existante ;
 - la localisation automatique des défauts inexistante ;
 - les transformateurs HTA/BT non protégés ;
 - le vandalisme des mises à la terre (vol des câbles cuivre) ;
 - l'existence des zones périphériques ou des localités importantes hors du rayon d'action des postes sources.

¹⁶ Programme d'investissement Eneo 2018 -2022, P12

2.5 Régulation du secteur

La réforme du secteur de l'électricité survenue en 1998 a créé l'Agence de Régulation du Secteur de Electricité (ARSEL) et lui a donné un rôle de conseiller du Gouvernement dans le secteur de l'électricité. Le pouvoir de l'ARSEL a été renforcé par la loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité. Dans cette loi de 2011, les missions à elle assignées¹⁷ sont les suivantes :

- veiller au respect des textes législatifs et réglementaires applicables au secteur de l'électricité, ainsi que des contrats de concession, de licence, d'autorisation et de toute autre forme de contrat adopté dans ce cadre ;
- s'assurer que l'accès aux réseaux s'effectue dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires ;
- veiller aux intérêts des consommateurs et assurer la protection de leurs droits pour ce qui est du prix, de la fourniture et de la qualité de l'énergie électrique ;
- garantir une concurrence saine et loyale dans le secteur de l'électricité ;
- mettre en œuvre, suivre et contrôler le système tarifaire établi dans le respect des méthodes et procédures fixées par l'Administration chargée de l'électricité ;
- octroyer les autorisations ;
- instruire les demandes de licences et de concession ;
- arbitrer les différends entre les opérateurs du secteur de l'électricité sur saisine des parties ;
- contribuer à l'exercice de toute mission d'intérêt public que pourrait lui confier le Gouvernement pour le compte de l'Etat dans le secteur de l'électricité.

Les principales activités de l'ARSEL se résument en (i) la régulation économique et financière ; (ii) la régulation juridique et réglementaire ; et (iii) la régulation technique.

➤ La régulation économique et financière

Les objectifs visés sont entre autres :

- la promotion d'une saine concurrence par la détermination des coûts réels des projets et des investissements ;
- le calcul et l'application d'un tarif juste et équitable ;
- l'évaluation objective des compensations éventuelles à payer.

➤ La régulation juridique et réglementaire

Les objectifs visés sont :

- régler les conflits entre les sagers et les opérateurs (conciliation);
- participer à l'élaboration des projets de textes du secteur;
- étudier et attribuer les régimes juridiques aux opérateurs;
- appliquer les sanctions prévues par la loi ;
- régler les conflits entre opérateurs (arbitrage).

➤ La régulation technique

Il s'agit ici de:

- suivre et contrôler le respect par les opérateurs des règles régissant l'exercice des activités dans le secteur de l'électricité;
- suivre le respect par les opérateurs, des programmes d'investissement, des obligations de desserte et de la qualité de service;

¹⁷ Article 72 alinéa 1 de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun

- suivre et contrôler les standards et normes d'exécution par les opérateurs des travaux d'établissement des ouvrages de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique;
- contrôler le respect par les opérateurs de la législation relative à la protection de l'environnement.

Concernant les règles tarifaires applicables dans le secteur de l'électricité, elles sont définies par les dispositions de l'article 82 de la loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité.

S'agissant des conditions tarifaires, le Cameroun a connu depuis 2001 deux modes de tarification. En effet, pendant la première période quinquennale et la deuxième période quinquennale de la concession signée en 2001, le contrôle des revenus était effectué au moyen du contrôle direct de certains tarifs. Depuis la troisième période quinquennale, le contrôle des revenus est effectué par un contrôle du niveau maximal des revenus autorisés pour les activités à caractère exclusif (formules de contrôle des revenus dérivés)¹⁸.

Au Cameroun, les tarifs sont les mêmes sur tout le territoire national (péréquation tarifaire pour une même catégorie de clients) c'est-à-dire pour tous les clients desservis par le RIS, le RIN et les sites isolés utilisant le diesel pour la production de l'électricité.

Depuis la réforme de 1998, le Cameroun a connu quatre variations de tarifs d'électricité traduites par les décisions de l'ARSEL suivantes :

- décision n°0017/DG/ARSEL du 25 janvier 2002 fixant les tarifs de vente hors taxes d'électricité applicables par la société AES SONEL ;
- décision n°0057/DG/ARSEL du 21 octobre 2003 fixant les tarifs de vente hors taxes d'électricité applicables par la société AES SONEL ;
- décision n°0041/DG/ARSEL du 10 avril 2008 fixant les tarifs de vente hors taxes d'électricité applicables par la société AES SONEL ;
- décision n°0096/DG/ARSEL/DCEC/SDCT du 28 mai 2012 fixant les tarifs de vente hors taxes d'électricité applicables par la société AES SONEL.

À partir de 2013, l'Etat sursoit aux augmentations tarifaires et maintient les tarifs de 2012 pour des raisons purement sociales. Cette décision est une application des dispositions de l'article 6, alinéa 2 de la loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité.

Les différentes grilles tarifaires appliquées au Cameroun sur la période 2002 à 2012 sont présentées en annexe 3.

¹⁸ Article 2 alinéa 1 du cahier des charges au contrat cadre de concession et de licence de AES SONEL

Deuxième partie : EXPÉRIENCES INTERNATIONALES DANS LA LIBÉRALISATION DU SEGMENT DISTRIBUTION

Dans cette partie, nous étudierons la libéralisation du segment distribution effectuée dans certains pays africains pour en tirer des enseignements dans le cadre de notre mémoire.

1 Les réformes du secteur en Afrique Sub-saharienne

À la suite de réformes antérieures dans les secteurs de l'énergie des pays industrialisés et des marchés émergents, les pays en développement ont été encouragés à désintégrer leurs services d'électricité et à introduire la concurrence et la participation du secteur privé. Des réformes ont été menées pour remédier aux faibles performances financière et technique. Les efforts de réforme visaient également à créer un espace pour la participation privée, le secteur public n'étant plus en mesure de fournir les fonds nécessaires à l'extension du système¹⁹.

D'autres mesures de réforme comprenaient le dégroupage, la privatisation et la concurrence, même s'il n'était pas toujours évident que celles-ci soient appropriées pour des pays spécifiques. La dissociation verticale de l'opérateur en place a été proposée pour séparer les entreprises de production potentiellement concurrentielles, du monopole naturel des segments de transport et de distribution d'électricité. La dissociation horizontale de la production visait à créer de la concurrence en facilitant le commerce de l'électricité par le biais d'un échange d'électricité, d'un marché au comptant ou de contrats bilatéraux.

En 2014²⁰, sur les 48 pays d'Afrique subsaharienne, 21 possédaient des services publics appartenant à l'État et intégrés verticalement (production, transport et distribution combinés) sans participation du secteur privé (figure 10, modèle 1). Le deuxième groupe de pays (modèle 6) avait également des entreprises d'État à intégration verticale, mais avait en outre introduit des PIE. Un groupe beaucoup plus restreint de pays avait dégroupé la production d'électricité à partir du transport et de la distribution et incorporait également des PIE (modèles 7 à 10).

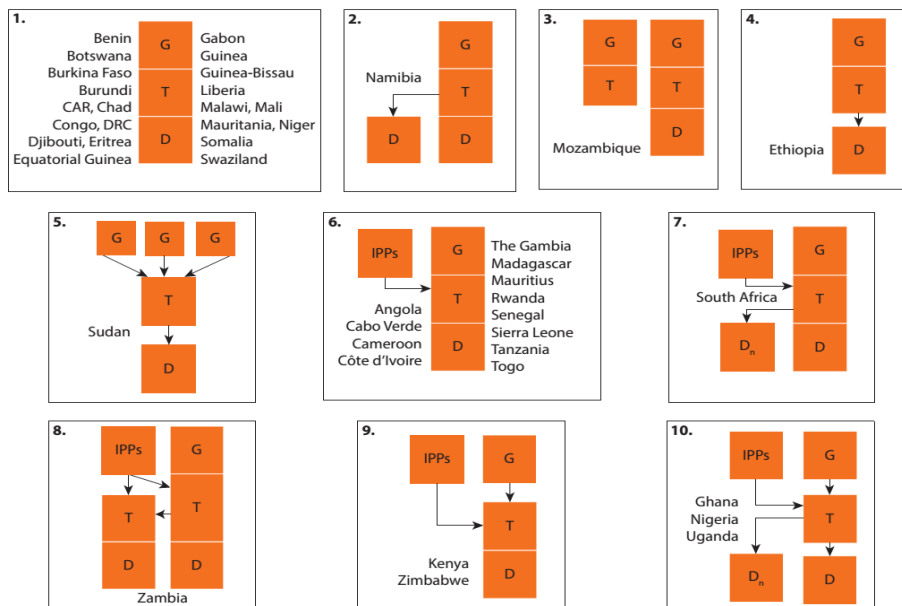


Figure 10: Structure du secteur de l'électricité en Afrique Subsaharienne en 2014

Source: Anton Eberhard et Al (2016), Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa, P91

¹⁹ Jamasb 2002: 1–2; Gratwick and Eberhard 2008b.

²⁰ Anton Eberhard et Al (2016), Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa, P91

Des structures ci-dessus, les cas du Ghana, du Nigéria et de l'Uganda (modèle 10) se rapportent à l'objet de notre étude sur la libéralisation du segment distribution telle que envisagée au Cameroun. L'absence de la documentation nécessaire sur le cas de l'Uganda ne nous a pas permis d'étudier la libéralisation de la distribution dans ce pays. Nous nous focaliserons uniquement sur les cas Ghana et le Nigéria.

2 Cas du Nigéria

Le Nigéria compte la population et l'économie les plus importantes du continent africain mais seulement moins de 50 % de ses citoyens ont accès à l'électricité²¹. La demande d'électricité y dépasse largement la capacité disponible, inférieure à 5 GW pour une population d'environ 170 millions d'habitants.

Néanmoins, le Nigéria s'est engagé en 2001 dans le plus ambitieux effort de réforme du secteur de l'électricité en Afrique. Les objectifs de cette réforme étaient d'améliorer l'efficacité, d'attirer la participation du secteur privé et de renforcer la performance du secteur énergétique afin de permettre le développement économique et social. À cette fin, les décideurs politiques se sont fixés comme objectif d'atteindre 40 GW de capacité d'ici 2020²².

Afin d'atteindre ledit objectif, la loi de réforme du secteur de l'énergie électrique (EPSRA) a été adoptée en 2005 et a servi de base juridique et de cadre réglementaire pour ladite réforme. Cette loi prévoyait :

- la création de la société Power Holding Company of Nigeria (PHCN) pour reprendre les actifs et les passifs de la National Electric Power Authority (NEPA)²³ ;
- la désintégration du PHCN par la création de plusieurs sociétés (6 sociétés de production, 11 sociétés de distribution et une seule société de transport (Transmission Company of Nigeria, TCN) pour reprendre les actifs, les passifs, les fonctions et le personnel de la NEPA ;
- la création de la Commission nigériane de régulation de l'électricité (NERC) ;
- la création du négociant Nigerian Bulk Electricity Trading Plc [NBET] ;
- le développement d'un marché de l'électricité compétitif ;
- la base de détermination des tarifs, des droits et obligations des clients et d'autres questions connexes.

Les institutions d'exécution du processus de réforme ont été le Bureau des entreprises publiques (BPE), qui a dirigé le programme de privatisation et la NERC, qui a élaboré des règles de marché et des réglementations tarifaires.

Six sociétés en charge de la production et onze sociétés en charge de la distribution ont été retenues à la suite d'un processus d'appel d'offre organisé par le BPE en 2012.

Evolution du marché et durabilité financière

Les règles du marché prévoient l'évolution du marché de l'électricité concurrentiel au Nigéria en quatre étapes: 1) la pré-transition, 2) la transition, 3) le moyen terme et 4) le long terme (cf. tableau 5).

²¹ World Bank 2014; PTFP 2015

²² Nigeria Road Map For Power Sector Reform, August 2010

²³ NEPA, entreprise publique créée en 1972, était la seule responsable des activités de production, de transport, de distribution et de vente au détail au Nigéria et opérait comme un monopole verticalement intégré.

Tableau 5: Evolution du marché de l'électricité au Nigeria

| Etape du marché | Caractéristiques du marché |
|-----------------|--|
| Pré-transition | <ul style="list-style-type: none"> Dégroupement et privatisation du PHCN ; Création de la Nigeria Electricity Liability Management Company (NELMCO²⁴) et de la NBET ; Préparation des règles et de la documentation régissant le marché de l'électricité. |
| Transition | <ul style="list-style-type: none"> Les entreprises successeurs commencent à fonctionner ; Le négociant (NBET) entame la commercialisation de l'énergie avec des producteurs et des distributeurs — (phase dite Transitional Electricity Market, TEM). |
| Moyen terme | <ul style="list-style-type: none"> Le négociant n'entre plus dans les CAE ; Début de la novation des droits des CAE à d'autres détenteurs de licences ; Les distributeurs peuvent conclure un contrat bilatéral d'achat et de vente d'énergie ; Concurrence totale en gros (marché spot) ; Mécanisme d'équilibrage centralisé pour le marché. |
| Long terme | <ul style="list-style-type: none"> Capacité suffisante pour répondre à la demande ; Concurrence au détail (les consommateurs ont le choix du fournisseur). |

Source: Anton Eberhard et Al (2016), Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa, P33

Le négociant, NBET, est censé agir en tant que reprenneur et agrégateur crédible pour garantir la liquidité du marché (figure 11). L'électricité est achetée auprès des sociétés de production (concessionnaires et PIE) via les CAE puis vendue aux sociétés de distribution et aux clients éligibles. À l'avenir, le négociant ne doit pas être le seul acquéreur de pouvoir; toute société de distribution ou client éligible pourra négocier directement un CAE avec une entreprise de production ou un PIE²⁵.

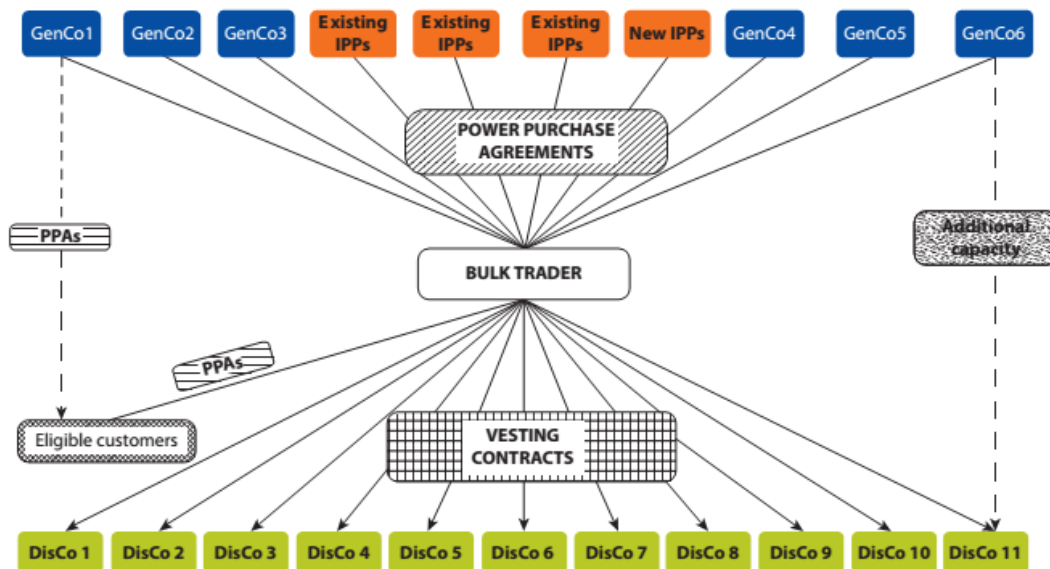


Figure 11: Structure transitoire du marché de l'électricité, Nigéria

Source: Anton Eberhard et Al (2016), Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa, P334

Legend: DisCo = distribution company; GenCo = generation company; IPP = independent power project (ou Producteur Indépendant d'Electricité (PIE)); PPA = power purchase agreement (ou Contrat d'Achat d'Énergie (CAE))

²⁴ NELMCO : Entreprise publique qui assume les responsabilités du PHCN

²⁵ Nigeria Road Map For Power Sector Reform, August 2010

3 Cas du Ghana

Le secteur énergétique du Ghana a été institutionnalisé au début des années 1960 en tant que département de l'électricité du département des travaux publics du ministère des travaux publics et du logement de l'époque. Le secteur a évolué pour devenir un monopole verticalement intégré et géré par une entreprise publique Electricity Corporation of Ghana. La capacité totale installée pour les installations existantes au Ghana est de 4 132 MW, dont 38% d'hydroélectricité, 61% d'énergie thermique et moins de 1% d'énergie solaire²⁶.

Deux facteurs principaux avaient précipité le programme de réforme du secteur de l'électricité au Ghana²⁷. Il s'agit de la demande croissante et de la contrainte en matière d'alimentation en électricité et des difficultés avec les sources de financement traditionnelles (bailleurs de fonds, fonds publics, etc.).

Les objectifs de la réforme étaient les suivants²⁸ :

- améliorer la transparence dans la réglementation du secteur de l'électricité et accroître la responsabilité de la gestion dans les services publics existants, y compris une commercialisation plus efficace des activités des services publics d'électricité existants ;
- effectuer des changements structurels qui éloigneraient le secteur énergétique de la structure monopolistique et centralisée existante (c.-à-d. planification et exploitation du système électrique) pour une structure plus décentralisée qui exposerait les services publics d'électricité à la concurrence;
- encourager les investissements du secteur privé dans le secteur de l'électricité par la mise en place de systèmes de production d'électricité indépendants et la fourniture d'un service de transport en libre accès pour faciliter les ventes directes d'électricité par les producteurs indépendants aux consommateurs ;
- minimiser la mesure dans laquelle les compagnies d'électricité utilisent les garanties souveraines des ressources publiques et / ou du Gouvernement pour financer des projets de production d'électricité en mettant en place des arrangements alternatifs spécifiques aux risques non commerciaux des ressources publiques disponibles pour améliorer la rentabilité des projets de transport et de distribution d'électricité dans le cadre du Système national d'électrification ;
- mettre en place un cadre réglementaire transparent et permettant une concurrence saine dans le secteur.

Le cadre stratégique pour la politique de développement du secteur énergétique du Ghana peut se résumer de la manière présentée dans le tableau 6 ci-dessous.

²⁶ <http://www.energymin.gov.gh/sector-overview>

²⁷ power sector reform in Ghana: the untold story, January 2001, P7

²⁸ Power Sector Reform Commission, 1994

Tableau 6: Résumé du cadre stratégique pour la politique de développement du secteur énergétique du Ghana

| | |
|--|--|
| Développement de la production d'énergie future | <ul style="list-style-type: none"> • Les ressources hydroélectriques liées au lac Volta continueront d'être développées par la VRA. Néanmoins, la VRA peut conclure des accords de construction, d'exploitation et de transfert (BOT) avec des producteurs indépendants d'électricité afin de développer certains des projets hydroélectriques proposés sur des rivières alimentant le réservoir du lac Volta ou en tirant parti. • Les contrats BOT et les PIE seront promus pour développer les ressources de la Western River (à savoir les fleuves Pra, Tano et Ankobra). VRA achèterait de l'électricité auprès des producteurs et fournirait en outre un «accès ouvert» pour acheminer l'énergie des PIE directement aux grandes mines et aux consommateurs industriels. • Le PIE thermoélectrique compléterait le fonctionnement du réservoir du lac Volta pendant les années sèches et vendrait également de l'énergie secondaire au marché déréglementé. |
| Coordination des opérations de production et de transport et de production | Des règles transparentes seront établies pour la répartition économique de la production à partir des VRA et des PIE, avec pour critère de minimiser les coûts d'exploitation de l'ensemble du système et de maintenir un «accès ouvert» aux PIE de vendre sur le marché déréglementé. |
| Cadre de distribution de l'électricité | <ul style="list-style-type: none"> • Un cadre pour une plus grande participation du secteur privé dans la fourniture de certaines parties des opérations commerciales de l'ECG sera mis en place. • Des concessions pour la distribution d'électricité seront allouées. |
| Cadre de tarification de l'électricité | <ul style="list-style-type: none"> • Un système de prix de nœud au niveau du transport et de la production, basé sur les coûts marginaux, sera mis en œuvre. Ces prix seront réglementés et utilisés pour évaluer les transferts entre le VRA et les PIE, ainsi que pour les ventes en gros aux distributeurs. • Les tarifs de consommation réglementés seraient basés sur les «prix des nœuds» plus les coûts standards de distribution représentatifs du développement et du fonctionnement efficaces des distributeurs. • Les fournitures VRA et PIE destinées aux gros consommateurs seraient déréglementées et fonctionneraient dans un cadre ouvert et concurrentiel |
| Organisme de réglementation | Un organisme de réglementation indépendant serait créé, chargé de maintenir la concurrence dans le secteur, d'attribuer et de surveiller les accords de concession pour la production et la distribution, de réguler les prix et de surveiller les accords de performance des entreprises publiques. |

Source: MOME, Power Sector Development Policy in Ghana, 1994

Concernant les acteurs intervenants dans le secteur de l'électricité ghanéen, ils sont présentés par la figure 12 ci-après.

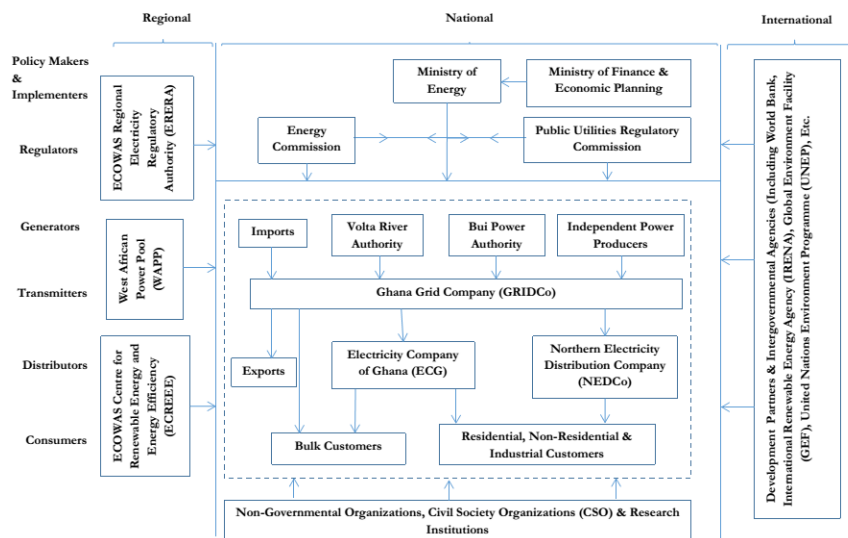


Figure 12: Parties prenantes du secteur énergétique ghanéen

Source: Center for Global Development, (2017). P15

Le transport de l'électricité des sociétés de production aux sociétés de distribution se fait par l'intermédiaire du système national de transport interconnecté (NITS) détenu et exploité par la société publique Ghana Grid Company Ltd (GRIDCo).

La distribution d'électricité aux consommateurs finaux incombe à deux entreprises publiques, l'Electricity Company of Ghana (ECG) et la Northern Electricity Distribution Company (NEDCo). ECG distribue de l'électricité au secteur sud du Ghana (avec plus de 70% de parts de marché²⁹), tandis que NEDCo distribue de l'électricité au secteur nord (couvre les 2/3 du territoire ghanéen. Sa charge actuelle est d'environ 120 MW, avec une population d'environ 420 000 clients³⁰).

L'engagement du Ghana à réaliser l'accès universel à l'électricité d'ici à 2020 a débuté en 1989 avec la création du Système national d'électrification³¹.

Le programme national d'électrification (NES), qui est l'un des projets phares du Ghana, est le principal instrument des efforts visant à étendre l'électricité à toutes les régions du pays sur une période de trente ans, de 1990 à 2020. Au début du programme, seuls 15 à 20% de la population ghanéenne avaient accès à l'électricité³². Les taux d'accès sont passés respectivement à 66,7% en 2009, à 80,51% en 2015 et à 82,5% en 2016³³. La tendance illustrée à la figure 13 indique une augmentation annuelle du taux d'accès à l'électricité de 2,60%.

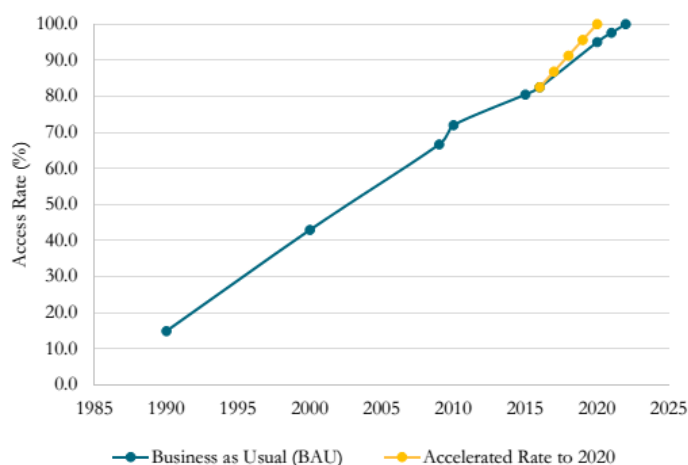


Figure 13: Tendance des taux d'accès à l'électricité pour le Ghana

Source: Center for Global Development, (2017). P17

4 Enseignements

Les expériences du Nigéria et du Ghana permettent de tirer des enseignements pour envisager la libéralisation du segment distribution. Les problèmes rencontrés au niveau de la distribution dans ces pays avant la multiplication des acteurs dans ce segment notamment les pertes techniques et commerciales élevées, les problèmes de recouvrement, la mauvaise qualité de courant, etc. restent identiques au contexte du Cameroun. Le tableau 7 ci-après ressort les enseignements que l'on peut tirer des expériences du Nigéria et du Ghana dans la libéralisation de la distribution d'électricité.

²⁹ <http://www.ecgonline.info/index.php/about-the-power-sector-in-ghana.html>

³⁰ <http://nedco.com.gh/index.php>

³¹ (Ministère de l'énergie, 2010)

³² (Ministère de l'énergie, 2016)

³³ (Ministère de l'énergie, 2016)

Tableau 7: Enseignements à tirer des expériences du Ghana et du Nigéria

| Pays | Enseignements |
|---------|---|
| Nigéria | <p>La démarche entreprise par le Nigéria par exemple avant la désintégration horizontale du segment distribution passe par plusieurs étapes très importantes (cf. tableau 5). Il s'agit de définir :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les étapes à mettre en place pour arriver aux objectifs recherchés (pré-transition, transition, moyen terme et long terme) ; - le cadre réglementaire qui devra encadrer cette désintégration en précisant clairement le rôle des acteurs ; - le périmètre exact du segment de la distribution pour chaque opérateur ainsi que les objectifs de performance à atteindre (réduction des pertes, augmentation du taux d'accès, réduction du nombre et des temps d'interruptions, etc.) ; - la structure tarifaire à appliquer dans ce segment pour les clients éligibles et non éligibles ; - le type de marché d'électricité à mettre en place (distributeur acheteur unique ou mise en place des fournisseurs d'énergie ou des négociants, etc.) |
| Ghana | <p>La désintégration horizontale du segment distribution a permis d'accroître fortement le taux d'accès à l'électricité. Ceci est passé par la définition d'un cadre réglementaire de distribution de l'électricité et d'un cadre de tarification de l'électricité. Les tarifs appliqués aux consommateurs finaux sont basés sur les «prix des nœuds» plus les coûts standards de distribution représentatifs du développement et du fonctionnement efficace des distributeurs.</p> <p>La segmentation des réseaux de distribution en deux entités a permis un fort accroissement de la desserte et une meilleure amélioration de la qualité de service fournie aux consommateurs d'électricité.</p> |

Troisième partie : CONCEPTS ET OUTILS ESSENTIELS POUR LE ZONAGE DU SEGMENT DE LA DISTRIBUTION

Suite à la volonté affichée par le gouvernement camerounais de procéder au zonage du segment de la distribution, nous proposons que celle-ci s'implémente suivant le respect des étapes présentées à la figure 14. Elles s'inspirent du cas de l'opérationnalisation de la Société de Transport de l'Electricité en cours au Cameroun mais également des enseignements du benchmark des pays mentionnés précédemment et certains pays européens.

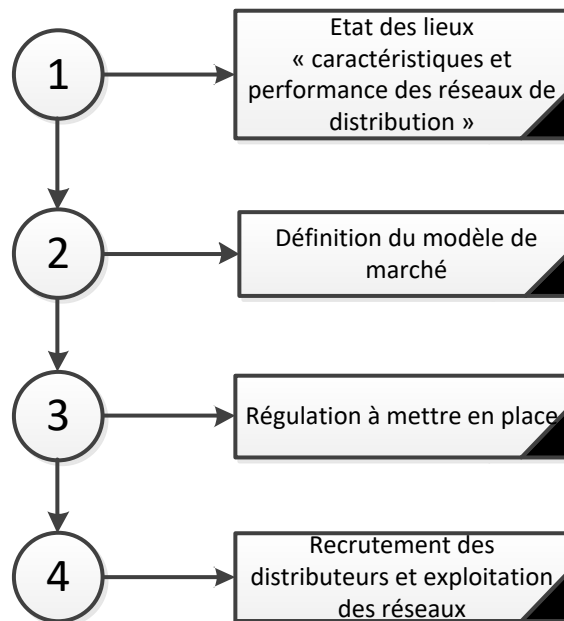


Figure 14: proposition des étapes à suivre pour la mise en place du zonage de la distribution

1 Etat des lieux « caractéristiques et performance des réseaux de distribution »

Au vu de la configuration du réseau de distribution du Cameroun présentée précédemment, le zonage de ce segment nécessite la connaissance des ouvrages existants, d'une part et leur niveau de performance actuelle, d'autre part. Il s'agit de déterminer à travers des études pour chaque réseau de distribution les données suivantes :

- le périmètre couvert ;
- les sources d'alimentation (postes source ou centrales) ;
- le nombre et les catégories des consommateurs ;
- les caractéristiques des lignes MT et BT (longueur, section et matériaux des conducteurs, etc.) ;
- le nombre des postes de distribution (transformateur MT/BT ou MT/MT) et leurs niveaux de saturation ;
- les pointes atteintes ;
- la structuration (maillé ou en antenne).

Les objectifs visés, des études sur les points ci-dessus, sont présentés dans le tableau 8 ci-dessous. Les résultats de ces études aboutiront à la détermination des différentes immobilisations dans ce segment et devront aboutir à la détermination de la base tarifaire de chaque réseau de distribution, aux investissements à réaliser, mais également à la liste des équipements qui nécessitent une réhabilitation (ou mise à niveau).

Tableau 8: Objectifs des études à réaliser pour définir l'état des lieux

| Etat des lieux | Objectifs des études |
|--|---|
| Périmètre territorial couvert par le réseau de distribution | <p>Au cours de cette étape, l'étude devrait avoir pour objectif la définition précise des contours géographiques du périmètre des réseaux de distribution objet de la concession depuis 2001. De manière spécifique, l'étude du périmètre devra permettre :</p> <ul style="list-style-type: none"> - d'identifier les espaces géographiques qui font l'objet du contrat de concession en cours ; - de fournir une délimitation précise de l'espace géographique du périmètre de la concession à la date de l'étude, avec les superficies correspondantes sur les segments de la Production, du Transport et de la Distribution respectivement ; - de mettre en place un Système d'Information Géographique (SIG) de ces périmètres ; - de donner la situation à date des réseaux (en fonctionnement ou non fonctionnel et abandonné) ; - d'établir d'autres constats éventuels découlant de l'étude. |
| Sources d'alimentation | <p>Selon la configuration actuelle, les réseaux publics de distribution d'électricité sont alimentés soit par des postes sources³⁴, soit par des centrales situées dans les localités éloignées du réseau national (RIS et RIN).</p> <p>Il est question de maîtriser ces sources d'alimentation en énergie électrique des réseaux pour définir les types de contrats que devra signer le distributeur avec le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT)³⁵ ou avec les producteurs d'électricité.</p> |
| Nombre et catégories des consommateurs | <p>Dans chaque périmètre de distribution (isolé ou interconnecté au RIS et au RIN) l'on trouve plusieurs catégories de consommateurs. Il s'agit des clients éligibles et non éligibles.</p> <p>L'étude devra ressortir pour chaque réseau de distribution alimenté par une source quelconque (poste source ou centrale) le nombre et les catégories de ses clients. L'objectif est de pouvoir maîtriser les clients ayant le statut d'éligibles (grands comptes³⁶) et non éligibles.</p> |
| Caractéristiques des lignes MT et BT | <p>L'étude à ce niveau devra permettre au futur distributeur d'avoir une connaissance plus détaillée du réseau de distribution dont il va hériter. Sur un autre plan, la présentation des caractéristiques des lignes du réseau de distribution permettra de prévoir les types d'outils pour la maintenance afin d'atteindre les objectifs de qualité de service.</p> |
| Nombre des postes de distribution et leurs niveaux de saturation | <p>Les postes de distribution du réseau actuel constituent l'un des premiers facteurs des énergies non distribuées³⁷. L'opérateur Eneo annonce le remplacement d'environ 500 transformateurs MT/BT par an soit pour cause de saturation, soit pour cause d'incendie en l'absence de protections.</p> <p>Il est important dans le cadre de cette opération d'évaluer l'état des lieux des postes MT/BT ainsi que leur niveau de saturation.</p> |
| Structuration du réseau | <p>Dans cette étude, il faudra pouvoir ressortir la structure de chaque réseau de distribution notamment si celui-ci assure une sécurité d'alimentation. En effet, les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures (maillée ; radial ; arborescente)³⁸</p> |

Outre les préalables ci-dessus, le Régulateur camerounais devrait imposer au concessionnaire de service public d'électricité, qui a la charge jusqu'en 2031 d'exploiter les sites de production et les réseaux de distribution, de procéder à la filialisation de ces activités. Cette action permettra de maîtriser les charges affectées à chaque segment et faciliter le zonage de la distribution après 2031.

³⁴ Poste source ou poste de transformation HTB/HTA

³⁵ Code pour le raccordement au réseau électrique du GRT au Cameroun en cours de finalisation

³⁶ Dans les contrats de concession en cours jusqu'à 2031, le terme grand compte désigne les acheteurs finaux industriels ou commerciaux d'électricité à HT ou à MT, habilités à acheter de l'électricité directement auprès d'un transporteur, d'un producteur ou d'un vendeur et dont la puissance souscrite d'électricité sur un même site est supérieure à un seuil de 1 MW, ou des négociants achetant de l'électricité aux fins de revente à cette catégorie d'acheteurs finaux (Article 4 du contrat cadre de licence de vente d'électricité).

³⁷ Eneo : Journaux d'interruption nationale de 2007 à 2017.

³⁸ https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique

2 Définition du modèle de marché

Comme indiqué précédemment, le zonage de la distribution nécessite de mettre en place un modèle de marché d'électricité. En s'inspirant du modèle de marché du Nigéria et du Ghana, et du modèle de concurrence aux marchés de gros³⁹, nous proposons dans le cadre du zonage de la distribution envisagé au Cameroun le modèle décrit dans la figure 15 ci-après.

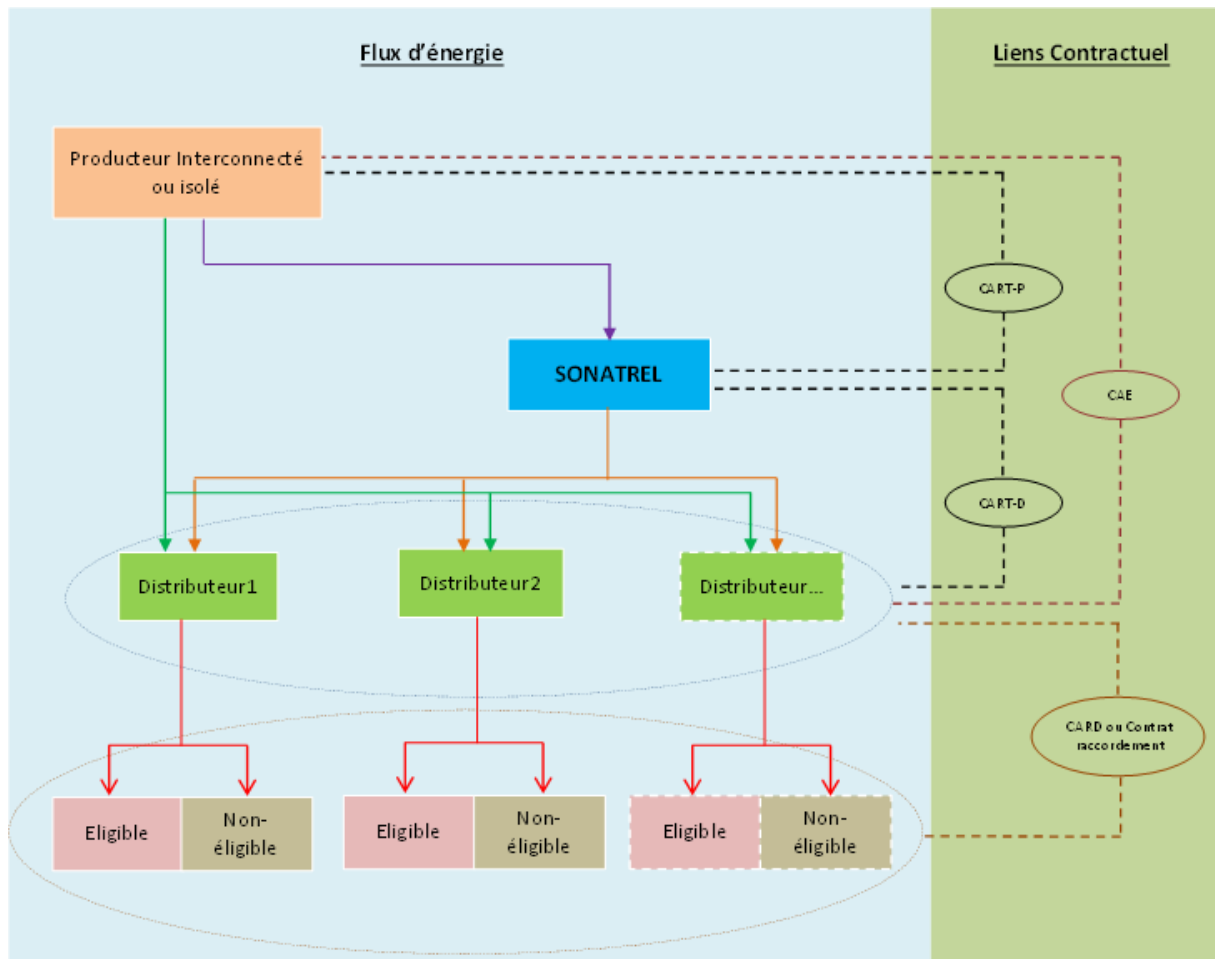


Figure 15: Proposition de modèle de marché d'électricité dans le cadre du zonage de la distribution

Source : Adapté du modèle concurrentiel de "Competition & choice in electricity", S. Hunt & G. Shuttleworth, John Wiley, 1996

Le modèle de marché ci-dessus indique une relation du flux d'énergie produite et des liens contractuels entre les acteurs. Il ne ressort pas les cas où des grands comptes (clients éligibles) se raccorderaient directement sur le réseau de transport. Ce cas a été démontré dans la première partie de ce document.

Dans ce modèle, le distributeur assure également les fonctions de gestionnaire du réseau de distribution et de commercialisation de l'énergie. Ce choix est fait pour tenir compte du nombre réduit des consommateurs (ou potentiels consommateurs) raccordés sur les réseaux existants au Cameroun. Compte tenu du fait que la distribution présente de sérieuses économies d'échelle⁴⁰, chaque distributeur devra être en monopole dans son périmètre.

³⁹ S. Hunt & G. Shuttleworth, John Wiley (1996) "Competition & choice in electricity", P45

⁴⁰ Ce qui rend les fonctions de distribution en concurrence non rentables.

En ce qui concerne le flux énergétique, l'on peut avoir dans un premier cas le réseau de distribution alimenté directement par la centrale de production (cas des mini-réseaux ou des localités desservies par les auxiliaires des centrales dédiées au réseau national⁴¹). Dans un deuxième cas, le réseau de distribution peut être alimenté en énergie électrique par les postes sources situés dans les RIS et RIN. Dans le modèle proposé, un distributeur peut se retrouver dans la gestion de ces deux cas de figure.

Se référant aux dispositions réglementaires du Cameroun, les grands comptes peuvent être alimentés par des lignes MT⁴². Ce qui induit l'usage du réseau de distribution et la signature directe des contrats d'achat d'énergie avec les producteurs. Dans ce cas, les grands comptes doivent payer au distributeur les tarifs pour l'usage des réseaux de distribution.

S'agissant des liens contractuels, l'on doit tenir compte de l'évolution du flux énergétique. Ici quatre cas se présentent :

- pour des réseaux de distribution alimentés par des postes sources, le producteur et le distributeur devront signer avec la SONATREL un Contrat d'Accès au Réseau de Transport en injection et au soutirage (CART-P et CART-D) et supporter ainsi les tarifs d'utilisation du réseau de transport ;
- pour les grands comptes dont l'alimentation en énergie électrique utilise le réseau de distribution, ces derniers devront signer un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution (CARD) et supporter les tarifs d'utilisation dudit réseau ;
- les distributeurs devront dans les deux précédents cas (alimentés par la centrale ou par les postes sources) signer un CAE avec les producteurs ;
- les clients finaux (non éligibles) devront quant à eux signer un contrat de raccordement avec les distributeurs de leurs zones.

3 Régulation à mettre en place

La régulation à mettre en place dans le cadre du zonage que nous proposons doit tenir compte de deux aspects majeurs. Il s'agit des dispositions réglementaires concernant les tarifs et la norme de qualité de service, les aspects juridiques étant déjà encadrés dans la loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun.

3.1 Tarification

Quatre critères principaux orienteront la conception tarifaire du réseau de distribution que nous proposons ici. Il s'agit de :

- la couverture des coûts et la soutenabilité ;
- l'efficacité de court et de long terme (les investissements efficaces, la mise en œuvre de gains de productivité et l'amélioration de la qualité de service) ;
- la non-discrimination et l'équité ;
- la transparence, la simplicité et la prévisibilité.

3.1.1 Expérience étrangère

Indépendamment de la méthode de régulation appliquée, le Régulateur doit définir un revenu autorisé qui est généralement basé sur les performances passées des distributeurs de service public au cours de l'année de base (ou de référence). L'année de base est en principe définie comme le dernier exercice complet au moment de la procédure de révision du tarif

⁴¹ Cas des villes de Lagdo et d'Edéa (et leurs environs) alimentées directement respectivement par les auxiliaires des centrales hydroélectriques de Lagdo (région du Nord Cameroun) et d'Edéa (région du Littoral Cameroun).

⁴² Article 5 de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011.

réglementaire. Dans notre cas, il s'agit de l'année 2031 qui correspond à la fin de la concession du distributeur actuel. La situation des coûts au cours de l'année de base est donc cruciale pour déterminer les recettes autorisées pour la période de révision tarifaire suivante.

Les méthodes pour la détermination des tarifs de distribution présentées dans le tableau 9 sont celles appliquées par les régulateurs des pays membres de la Communauté de l'énergie.

Tableau 9: Méthodologie de régulation tarifaire du réseau de distribution

| N° | Méthode | Pays |
|----|--|--|
| 1 | Taux de rendement pour la fixation des tarifs de distribution | Bosnie-Herzégovine, en Serbie et en Ukraine |
| 2 | Plafonnement des recettes | Kosovo, ARY de Macédoine, Monténégro et Moldavie |
| 3 | Combinée basée sur la méthodologie de régulation du plafond de revenus, une régulation incitative étant utilisée pour les dépenses d'exploitation contrôlables | Géorgie |
| 4 | Plafonnement des prix avec objectifs d'efficacité | Albanie |

Source: Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », P8

EURELECTRIC dans ses analyses des investissements et du cadre réglementaire dans 18 Etats membres de l'Union Européenne a mené une enquête sur les méthodologies de régulation de la distribution d'électricité appliquées dans ces Etats en 2014. Les résultats de cette enquête résument les méthodes de régulation de la distribution en cinq types principaux, comme illustré à la figure 16 ci-après.

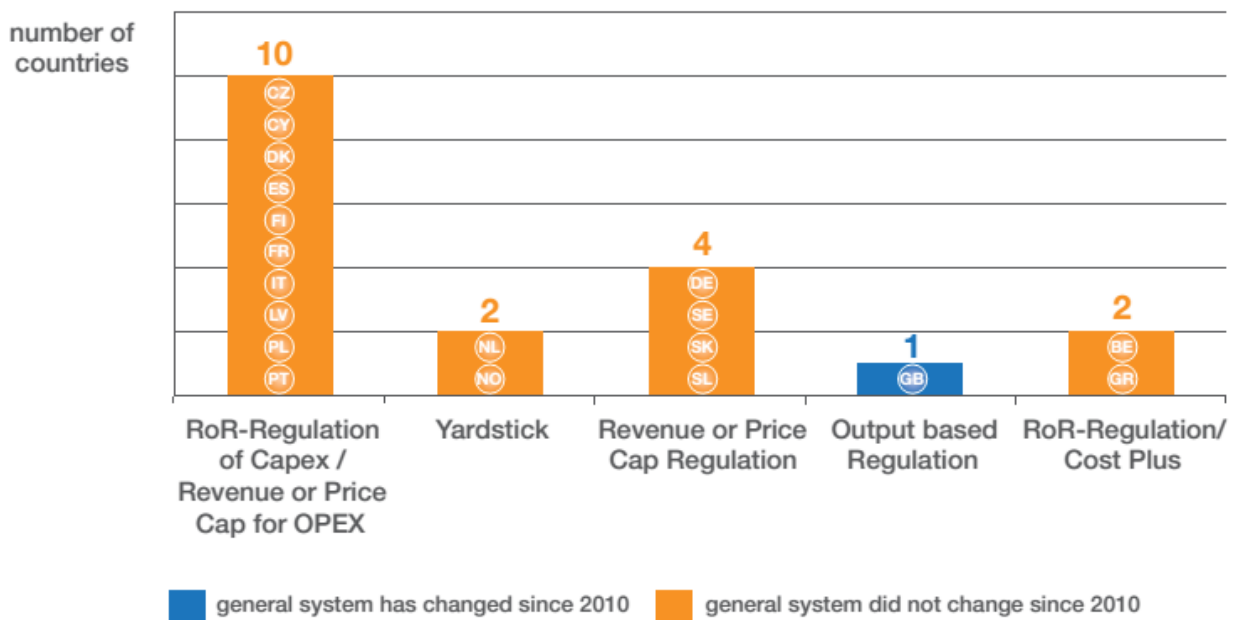


Figure 16: Méthodes de régulation tarifaire de la distribution appliquées en Europe

Source: EURELECTRIC, Electricity Distribution Investments: What Regulatory Framework Do We Need, p. 9

Comme le montre la figure 16, la méthode de régulation du taux de rendement pur n'est pratiquement plus utilisée en Europe, sauf en Belgique et en Grèce.

Les principales faiblesses de la réglementation en matière de taux de rendement sont les éventuelles défaillances dans la réalisation des principaux objectifs réglementaires, dans la mesure où elles ne comportent pas d'incitation explicite à améliorer la rentabilité ou la qualité de l'offre⁴³. Dans le cadre de la régulation par taux de rendement, le risque de capitalisation d'OPEX est largement observé, l'entreprise de services publics préférant le capital aux coûts d'exploitation, générant ainsi un effet de surinvestissement.

La régulation en matière de plafonnement des revenus impose au régulateur de fixer un revenu maximum autorisé partiellement ou totalement lié à ses coûts réglementés, qui sera appliqué pour la fixation des prix pendant une période donnée. Cette méthode est celle appliquée par le Régulateur camerounais pour déterminer les tarifs d'électricité depuis 2011. Dans le cadre de la méthode de régulation, l'ARSEL a établi un indice d'inflation (généralement l'indice des prix de détail) et un taux supposé de facteur d'efficacité productive (X), permettant ainsi d'ajuster le revenu maximum autorisé en fonction du taux d'inflation et des gains d'efficacité escomptés.

Le modèle réglementaire allemand repose sur l'analyse comparative d'opérateurs similaires, où le total des recettes autorisées est la somme de trois types de coûts: inefficace, efficace et non contrôlable. L'Espagne applique un modèle de réseau de référence en tant qu'outil de comparaison technique pour la fixation des tarifs de distribution de l'électricité.

L'une des conclusions que l'on peut tirer est que la méthode de régulation utilisée reflète généralement les spécificités de chaque pays en ce qui concerne la structure du système électrique, le nombre et la taille des gestionnaires de réseau de distribution, la maturité du cadre réglementaire et les autres caractéristiques inhérentes au pays.

Dans le cas de notre sujet, nous resterons conformes à la réglementation camerounaise en optant pour la méthode de plafonnement des revenus et qui fixe la période de révision du tarif⁴⁴.

3.1.2 Coûts de service des distributeurs

Les coûts de service des distributeurs sont classés en tant que coûts d'investissement liés à la valeur de la Base d'Actifs Régulés (BAR) et des coûts d'exploitation. Les coûts en capital sont la somme des coûts d'amortissement et du rendement des actifs utilisés, tandis que les coûts d'exploitation peuvent également inclure les coûts des pertes de réseau, ou bien les pertes peuvent être traitées comme une catégorie de coûts séparée⁴⁵.

Toutes les catégories de coûts font l'objet d'une évaluation et d'une comptabilisation réglementaire, car seuls les coûts justifiés peuvent être approuvés et recouverts au moyen des tarifs de réseau.

Le total des revenus requis constitué des coûts en capital autorisés, des coûts d'exploitation et du coût des pertes sont déduits des autres revenus du distributeur. En outre, les recettes totales pourraient être ajustées pour tenir compte du montant des recettes excédentaires / déficitaires de la période de réglementation précédente.

⁴³ Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs, P9

⁴⁴ Titre VI : Des règles tarifaires « loi 2011/022 du 14 décembre 2011 »

⁴⁵ Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs", P11

3.1.2.1 Coûts du capital

a. Immobilisations corporelles, comptabilisation des immobilisations nécessaires à l'exploitation

Dans le secteur de la distribution d'électricité, une partie importante des besoins en revenus est liée aux coûts en capital et dépend principalement de l'évaluation du BAR par le biais de son amortissement et de son taux de rendement (RoR).

L'amortissement et le rendement sont dérivés du BAR en appliquant les taux d'amortissement et le taux de rendement moyen des actifs, ainsi que les dépenses en capital, sont les dépenses d'investissement dans des actifs de réseau à longue durée de vie, tels que les câbles souterrains, les frais généraux, les lignes électriques, etc.

Pour déterminer les revenus requis d'un distributeur, le total des coûts en capital peut être exprimé à l'aide de l'équation suivante⁴⁶ :

$$\text{Coût du Capital} = \text{Amortissement} + (\text{RoR} \times \text{BAR})$$

b. Taux de rendement

Le taux de rendement est un élément important de la régulation des prix, sachant que la distribution d'électricité est une activité à forte intensité de capital, avec une part importante des coûts en capital.

Le taux de rendement devrait satisfaire aux exigences minimales données par les investisseurs afin d'engager du capital dans une entreprise ou un projet particulier.

Le Régulateur doit déterminer un taux de rendement équitable, en vue d'évaluer le rendement que les investisseurs de ces entreprises auraient réalisé s'ils avaient investi dans une entreprise présentant un niveau de risque comparable. Lorsque le taux de rendement autorisé dépasse le coût du capital, il peut arriver que l'actionnaire investisse de manière excessive dans les actifs régulés inutiles, réalisant ainsi un profit supplémentaire sur la différence de coûts en capital; situation connue également sous le nom d'effet Averch-Johnson⁴⁷.

Pour calculer le rendement de la BAR, la méthode du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC ou WACC en Anglais) est une approche commune dans les pays européens. Elle est calculée en tant que coût pondéré de la dette et des capitaux propres au regard de la structure du capital du distributeur.

La détermination du CMPC peut être faite sur la base des hypothèses ci-après⁴⁸ :

- sans impôt :

$$\text{CMPC} = \frac{E \times (r_f + \beta_E(k_m - r_f)) + D \times k_D}{E + D}$$

- en tenant compte de l'impôt :

$$\text{CMPC} = \frac{E \times (r_f + \beta_E(k_m - r_f)) + D \times k_D \times (1 - t)}{E + D}$$

Où :

E : fonds propres ;

D : fonds étrangers ;

k_E : coût des fonds propres ;

k_D : coût des fonds étrangers ;

t : taux d'impôt ;

r_f : taux sans risque

β_E : bêta des fonds propres

k_m : taux de rentabilité du portefeuille de marché

⁴⁶ Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », P11

⁴⁷ https://en.wikipedia.org/wiki/Averch%E2%80%93Johnson_effect

⁴⁸ https://fr.wikipedia.org/wiki/Co%C3%BBt_moyen_pond%C3%A9r%C3%A9_du_capital

c. Amortissement

L'amortissement est un outil comptable permettant d'affecter systématiquement le coût d'un actif aux périodes comptables au cours desquelles cet actif procure des avantages à la société.

La méthode de l'amortissement linéaire représente l'approche éprouvée dans le secteur de la distribution d'électricité, qui fournit des flux de trésorerie stables pour le distributeur et offre une plus grande prévisibilité des prix pour les consommateurs finaux⁴⁹.

3.1.3 Coûts d'exploitation et de maintenance (E&M)

Les coûts de fonctionnement sont généralement classés en coûts contrôlables et non contrôlables. Les coûts non contrôlables sont les coûts que la société n'a aucune possibilité d'influencer ou très peu⁵⁰. Le Régulateur devrait traiter généralement ces coûts comme une variable de répercussion des coûts. Les entreprises régulées doivent être protégées du risque de leur apparition et de leur volatilité par une évaluation et un ajustement ex post supplémentaires. L'entreprise peut influencer sur les coûts contrôlables⁵¹, de sorte que le Régulateur peut décider de l'inciter à les réduire progressivement pour atteindre un niveau d'efficacité donné.

En règle générale, le Régulateur ne doit reconnaître que les coûts pour un fonctionnement efficace du réseau.

Les coûts d'E&M peuvent être indexés en fonction de l'inflation en appliquant l'indice des prix à la consommation ou une autre méthode d'indexation. Le Régulateur peut appliquer un certain nombre de méthodes pour déterminer le niveau approprié des coûts d'E&M. L'évaluation comparative étant la méthode généralement appliquée pour évaluer le niveau d'efficacité du distributeur et reconnaître un niveau raisonnable des coûts. Différents indicateurs des coûts OPEX moyens peuvent être appliqués à des fins de comparaison, tels que OPEX / nombre de connexions, OPEX / km de ligne, etc. Il convient de souligner que différentes conditions objectives doivent être prises en compte par le Régulateur lorsqu'il autorise les coûts raisonnables d'E&M, comme la densité du réseau, la part des câbles souterrains, l'âge du réseau, la géographie et les conditions climatiques.

3.1.4 Coûts des pertes du réseau

Les pertes de distribution constituent une catégorie de coûts distincte par rapport aux coûts d'E&M. Il faut noter que pour un réseau de distribution, on retrouve les pertes techniques dues au fonctionnement des équipements du réseau (effet joule, surcharge, longueur des lignes, etc.) et les pertes non techniques dues généralement au vol d'énergie, aux clients non facturés, aux systèmes de comptage, etc.

a. Pertes non techniques

Lorsque le Régulateur ne reconnaît aucune des pertes non techniques, les distributeurs peuvent rencontrer des difficultés de liquidité pouvant mener à la faillite. Bien que la

⁴⁹ Dalibor Muratovič (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », P33

⁵⁰ Les différentes taxes (impôt sur le revenu, redevance, etc.), les charges des autres opérateurs (tarif d'accès au réseau de transport) sont des exemples de coûts non contrôlables.

⁵¹ Les coûts d'exploitation contrôlés comprennent principalement le personnel (à l'exclusion des coûts de main-d'œuvre utilisés pour la construction des installations réseau), les coûts matériels, les pertes de réseau, les services à la clientèle (comptage, facturation, recouvrement), les créances irrécouvrables, les frais généraux, services acquis en interne et achat de services externes (sous-traitance).

reconnaissance des pertes non techniques soit en contradiction explicite avec le principe de la réflectivité des coûts, un certain niveau de pertes non techniques doit être reconnu comme une mesure transitoire dont la période d'application est limitée.

Le Régulateur doit obliger le distributeur à réduire en permanence le niveau de pertes, l'objectif étant d'atteindre le niveau des sociétés les plus performantes. La réduction des pertes non techniques excessives nécessite souvent un consensus plus large et un engagement des institutions législatives, judiciaires et répressives. Les systèmes de bonus / malus devraient fournir des incitations économiques permettant de réduire les coûts résultant de la réduction des pertes et, inversement d'assumer des coûts supplémentaires si les pertes sont supérieures au niveau approuvé.

Le traitement des coûts des pertes non techniques doit être compatible avec le traitement des revenus ultérieurs, tels que ceux générés par la suite par la consommation illicite détectée.

b. Pertes techniques

Les mesures réglementaires visant à réduire les pertes techniques doivent être orientées vers la réalisation d'objectifs à long terme, les décisions d'investissement devant être prises sur la base du coût du cycle de vie le plus bas, plutôt que sur la base du coût d'investissement le plus bas⁵². Ces mesures sont orientées vers les équipements du réseau de distribution à l'instar des transformateurs de distribution, les câbles et les lignes aériennes, influençant ainsi la conception à long terme du réseau de distribution.

Les pertes techniques en tant que problème réglementaire doivent non seulement être comptabilisées dans les coûts de service, mais également en tenant compte de l'augmentation des coûts en capital résultant de l'optimisation à long terme des coûts des nouveaux investissements.

3.1.5 Autres revenus

Outre les revenus provenant des services d'utilisation du réseau (cas des grands comptes raccordés en MT), le distributeur peut générer des revenus supplémentaires en fournissant d'autres services aux utilisateurs du réseau. Ses revenus peuvent être classés dans les groupes suivants :

- frais de connexion ;
- services aux consommateurs (expertise auprès des consommateurs, etc.) ;
- revenus de consommation illicite détectée (frais de coupure/remise) ;
- revenus non catégorisés.

3.2 Régulation incitative

La régulation incitative est une méthode réglementaire appliquée pour la définition des tarifs qui implique des objectifs en termes de productivité et de performance accrues.

L'introduction des incitations dans la régulation n'est pas une nouvelle méthode de réglementation en soi, mais plutôt un amendement aux méthodes de régulation standard utilisées pour la régulation des prix. Il est recommandé de l'appliquer en fonction du type de coût et des résultats de performance suivants⁵³:

⁵² Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », P40

⁵³ Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », P45

- coûts d'exploitation ;
- coûts des pertes ;
- qualité de l'offre ;
- innovation (recherche et développement).

Pour rendre les résultats de la régulation incitative plus prévisibles, le Régulateur devrait établir des règles transparentes sur le partage des avantages entre les services publics et les consommateurs.

L'étude menée par Dalibor Muratovič recommande aux régulateurs de prendre en compte dans l'application de cette régulation, les dispositions indiquées dans le tableau 10 ci-après.

Tableau 10: Mesures à prendre pour la pratique de la régulation incitative dans le réseau de distribution

| Régulation incitative | Suggestions de l'étude de Dalibor Muratovič |
|---------------------------|---|
| En général | <p>Il est recommandé d'introduire une régulation incitative en deux étapes transitoires:</p> <ul style="list-style-type: none"> - lors de la première phase, les coûts des pertes de distribution et un système simple d'incitation à l'innovation devraient être mis en place, - au cours de la deuxième phase, les éléments de la réglementation incitative pour l'efficacité opérationnelle et la qualité de l'approvisionnement devraient être incorporés. <p>Le délai entre les deux étapes devrait être suffisant pour donner plus de temps aux travaux préparatoires nécessaires à la mise en place d'un cadre réglementaire cohérent.</p> <p>Les régulateurs ne devraient permettre au distributeur de conserver les gains d'efficacité réalisés au cours de la période de réglementation actuelle, y compris les économies de coûts d'exploitation liées aux systèmes d'incitation et la réduction des pertes matérielles sur le réseau.</p> |
| Efficacité opérationnelle | <p>Les exigences en matière d'efficacité ne doivent être appliquées qu'aux coûts d'exploitation contrôlables.</p> <p>Les taux d'efficacité peuvent être sous la forme d'un objectif général appliqué à tous les distributeurs ou sous la forme d'objectifs spécifiques à une société, la combinaison d'objectifs étant également applicable.</p> <p>Les taux d'efficacité doivent être calculés sur la base de l'analyse comparative des distributeurs locaux et internationaux, en tenant compte de plusieurs variables géographiques et propres au réseau.</p> <p>La réglementation incitative devrait cesser dès que le niveau d'efficacité opérationnelle satisfaisant est atteint, sachant que les distributeurs ne sont pas en mesure d'accroître sans cesse l'efficacité opérationnelle et qu'à un moment donné, il n'y a plus lieu raisonnable de leurs demander de réduire ses coûts.</p> |
| Pertes de distribution | <p>Les coûts des pertes doivent être traités comme des coûts contrôlables, tandis que le niveau et le type des incitations sont conçus en fonction de la cause et du niveau des pertes.</p> <p>La comptabilisation du niveau approprié de pertes doit être basée sur la performance historique ajustée par le facteur d'amélioration ciblé.</p> <p>Des incitations à la réduction des pertes devraient être fournies en permettant aux distributeurs de recevoir des avantages / coûts si la performance réelle est meilleure / pire que le niveau approuvé pendant la période de réglementation, sans ajustement des revenus ex post.</p> <p>Lorsque le niveau cible de pertes est atteint, l'incitation à la réduction des pertes doit être supprimée et toute autre mesure de réduction doit être basée sur l'analyse coûts-avantages et la rentabilité globale de la mesure.</p> |

| Régulation incitative | Suggestions de l'étude de Dalibor Muratovič |
|---------------------------|--|
| Qualité de fourniture | <p>Une Régulation de la qualité de service devrait être introduite parallèlement à l'application de la régulation de l'efficacité opérationnelle.</p> <p>Une Régulation de la qualité de service ne serait possible que si le taux de rendement est correctement pris en compte et autorisé, sinon la mise en œuvre de système de sanctions pourrait compromettre la stabilité financière du distributeur.</p> <p>La méthode de régulation basée sur les performances est la méthode la plus appropriée pour la régulation de la qualité de l'offre.</p> <p>La récompense / pénalité financière peut être exprimée sous forme de pourcentage du revenu autorisé ou du taux de rendement autorisé, avec le plafond et la valeur plancher pour l'ajustement monétaire.</p> <p>Le principe du partage a posteriori des avantages de la qualité de la performance d'approvisionnement entre les opérateurs de réseau et les consommateurs devrait être établi.</p> <p>La régulation en matière de qualité de l'offre devrait être fondée sur les paramètres de continuité SAIDI et SAIFI au cours de la phase initiale de mise en œuvre du système.</p> <p>Des facteurs de pondération pour différents types d'interruptions doivent être définis pour les interruptions imprévues, les interruptions planifiées et les interruptions causées par des tiers, afin de refléter les différents coûts et responsabilités liés à chaque type.</p> <p>Une fois que le niveau approprié de qualité de l'offre est atteint, tel qu'évalué par le régulateur, la régulation incitative peut être réexaminée en ce qui concerne l'application des objectifs d'amélioration.</p> |
| Incitation à l'innovation | <p>Un mécanisme réglementaire spécifique pour l'innovation, la promotion de la recherche et développement (R & D) par le biais d'un financement annuel dédié est approprié pour inciter les distributeurs à entreprendre ces activités. Une fois que la technologie promue devient commercialement viable et déployée en masse, elle doit être traitée comme tout autre investissement du distributeur.</p> <p>Les incitations à l'innovation devraient être introduites par le biais de modèles pilotes simples et non coûteux dès la première phase, avec une augmentation progressive de la complexité et de l'allocation de fonds.</p> <p>Les dépenses en capital et les dépenses de fonctionnement doivent être autorisées par un budget de R & D spécifique, tandis que toute capitalisation des coûts de R & D dans le BAR doit être reflétée dans les revenus correspondants.</p> |

Source: Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », November 2017

3.2.1 Investissements et mesures incitatives

Les Distributeurs auront besoin des investissements élevés en raison du vieillissement des infrastructures, de la croissance inégale de la demande et de l'intégration de ressources énergétiques distribuées en croissance rapide, du déploiement de réseaux intelligents dotés de compteurs intelligents et d'une réglementation stricte en matière de sécurité et de qualité de l'approvisionnement.

L'efficacité productive en tant que principal objectif de réglementation peut également s'appliquer aux investissements, dans la mesure où le service public devrait permettre d'investir dans des actifs nouveaux et existants au coût le plus bas.

L'étude menée par Dalibor Muratovič recommande aux régulateurs pour les contrôles des investissements des distributeurs, les mesures indiquées dans le tableau 11 ci-après.

Tableau 11: Mesures réglementaires pour le contrôle des investissements des distributeurs

| Investissement et mesures incitatives | Suggestions de l'étude de Dalibor Muratovič |
|---------------------------------------|--|
| Plans de développement de réseau | <p>Il est recommandé d'approuver de manière réglementaire les plans d'investissement dans les réseaux de distribution, à condition que celui-ci fasse partie d'une entreprise intégrée verticalement. Dans le cas contraire, une surveillance régulière des activités de l'investissement pourrait constituer un outil réglementaire adéquat.</p> <p>L'attention accordée par la régulation aux résultats en termes de performances, tels que les améliorations d'efficacité, ou les objectifs liés à la sécurité d'approvisionnement, à la continuité de l'approvisionnement et à la qualité de la tension, est considérée comme le meilleur moyen de déterminer si un investissement peut être traité comme tel à inclure dans le BAR.</p> |
| Incitations à l'investissement | <p>La reprise des investissements et la stimulation des nouveaux investissements devraient être assurés par:</p> <ul style="list-style-type: none"> - stabilité et prévisibilité du cadre réglementaire, - taux de rendement juste des investissements, - Possibilité d'atteindre le taux de rendement régulé. <p>Les modifications fréquentes et défavorables de la réglementation concernant les mécanismes de conversion du coût en capital (BAR et CMPC), la durée de vie trop longue des actifs aux fins de l'amortissement, le manque de protection contre le risque de volume et la valorisation du coût du capital sur la base d'une analyse comparative non comparable devraient être évités en raison de leurs effets négatifs sur la stabilité et prévisibilité du cadre réglementaire.</p> <p>Le taux de rentabilité possible doit être raisonnablement indiqué, pour éviter des systèmes trop ambitieux et trop longs d'efficacité opérationnelle.</p> <p>Le recouvrement des coûts d'investissement ainsi que l'extension et la reconstruction du réseau devraient être assurés par une politique d'amortissement cohérente et un taux de rendement approprié autorisé.</p> |
| Évaluation réglementaire | <p>Les décisions d'investissement doivent être prises en respectant le coût de cycle de vie le plus bas, en tenant compte de la somme de tous les coûts initiaux, récurrents et non récurrents sur la durée de vie complète d'un actif.</p> <p>Les critères de comptabilisation des coûts d'investissement devraient être fondés sur les paramètres de rentabilité, de sécurité d'approvisionnement et de qualité de l'approvisionnement, mais devraient également inclure les autres objectifs non quantifiables de la politique énergétique, tels que la cohésion sociale en général et au sein des communautés locales, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique et autres objectifs de la politique énergétique.</p> <p>Les critères appliqués par le régulateur pour évaluer la prudence et le caractère raisonnable de l'investissement et les coûts correspondants doivent être connus à l'avance et appliqués uniquement s'ils sont connus au moment où la décision d'investissement est prise.</p> |

Source: "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs", November 2017

3.2.2 Allocation des coûts et conception des tarifs du réseau

La structure appropriée des charges pour les services de distribution ne repose généralement pas uniquement sur les paramètres techniques et économiques des services de distribution. Mais elle prend également en compte l'acceptation sociale, les coûts administratifs, la faisabilité de la mise en place d'un système de tarification, la protection des consommateurs à faible revenu etc.

Comme il existe un certain nombre de principes sous-jacents à la conception des tarifs, un compromis raisonnable est nécessaire pour des objectifs contradictoires. La règle générale est que les tarifs facturés aux clients doivent refléter les coûts de manière à renvoyer équitablement les coûts associés à utilisation du système. Un certain niveau de subvention croisée entre les

consommateurs d'une même classe est inévitable, car les mêmes tarifs sont appliqués aux classes de consommateurs dont les profils de charge peuvent être différents.

La conception des tarifs doit être considérée comme un outil régulateur permettant d'influencer les décisions d'investissement concernant l'efficacité énergétique, de répondre à la demande et de promouvoir la production décentralisée.

La répartition des coûts est le processus de nomenclature des coûts des distributeurs entre les classes de consommateurs et au sein de celles-ci. Trois méthodes principales sont utilisées pour la répartition des coûts notamment les coûts «marginiaux», les coûts «différentiels» et les coûts «intégrés»⁵⁴.

Les coûts totaux des distributeurs doivent être répartis sur les classes des consommateurs en fonction des données suivantes pour chaque classe:

- le nombre de consommateurs ;
- les quantités d'électricité consommées ;
- les quantités de demande de pointe (somme annuelle des valeurs mensuelles) ;
- la contribution de la classe de consommateurs à la demande de pointe du système.

Le distributeur devrait être obligé d'allouer tous les coûts d'exploitation aux niveaux de la tension correspondante dans la mesure du possible. Plusieurs possibilités d'allocation des coûts entre les utilisateurs raccordés existent à différents niveaux de tension. En effet, les clients raccordés en basse tension utilisent tous les réseaux, tandis que les clients raccordés à des niveaux de tension plus élevés n'utilisent qu'une partie du réseau.

Par exemple, la méthode d'allocation des coûts en cascade permet d'identifier les coûts générés à chaque niveau de tension généralement en fonction des flux (cf. figure 17). Les coûts associés à chaque niveau de tension sont normalement alloués entre :

- les consommateurs connectés à ce niveau ;
- les niveaux aval de tension.

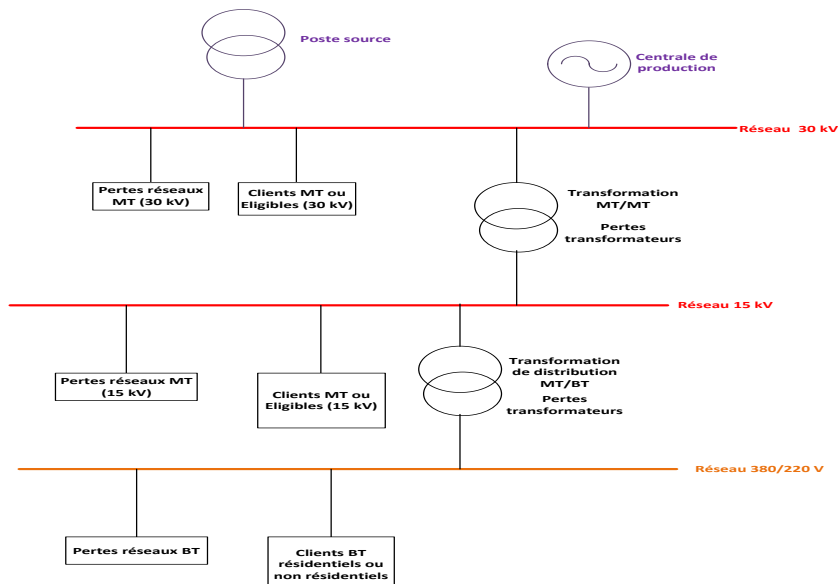


Figure 17: Exemple de répartition des coûts en cascade

Source : Schéma construit en s'inspirant du modèle du régulateur Espagnol

⁵⁴ Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », P69

S'agissant de l'allocation des coûts et de la conception des tarifs, nous nous rapportons à l'étude de Dalibor Muratovič. Celle-ci recommande aux régulateurs les mesures indiquées dans le tableau 12 ci-après.

Tableau 12: Mesures pour l'allocation des coûts et de la conception des tarifs

| Allocation des coûts | Suggestions de l'étude de Dalibor Muratovič |
|---|---|
| Modèle de régulation générale et période d'ajustement des tarifs | <p>Le modèle de régulation optimale des prix est considéré comme un mélange cohérent des méthodes de régulation les plus appropriées appliquées à une catégorie de coûts spécifique, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les coûts en capital sont régulés à l'aide de la méthode de régulation du taux de rendement (coût majoré) ; - les coûts d'exploitation contrôlables sont réglementés à l'aide de la méthode de régulation du plafond de revenu avec des incitations à l'efficacité. La méthode de régulation de la mesure de la limite est la méthode la plus couramment appliquée pour définir les objectifs d'efficacité des services publics ; - les coûts d'exploitation non contrôlables ne font pas l'objet d'une régulation incitative et sont simplement répercutés sur les consommateurs. - les coûts des pertes de distribution sont établis en fonction des performances passées des distributeurs et des objectifs d'incitation définis individuellement. - le bonus / malus relatif à la qualité de l'approvisionnement est défini en appliquant le critère de performance. <p>La durée de la période de réglementation devrait être suffisante pour permettre au service public régulé d'atteindre les objectifs d'efficacité fixés et de tirer ainsi des avantages jusqu'à la prochaine période de fixation des tarifs.</p> |
| Répartition des coûts de développement du réseau, des termes et des conditions de connexion | <p>Les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de connexion doivent être traités ensemble, car le niveau des tarifs de connexion influe directement sur les revenus du distributeur récupérés via les tarifs d'utilisation du réseau.</p> <p>La part des coûts de développement du réseau à recouvrer via les frais de connexion devrait être raisonnable; sur des charges excessives et déraisonnablement basses devraient être évitées.</p> <p>La contribution des consommateurs aux coûts globaux de développement du réseau devrait être fournie au moyen des frais de connexion variables, en fonction de la capacité souscrite.</p> <p>Un nouvel utilisateur de réseau ne peut être facturé que pour une fraction des coûts de mise à niveau du réseau existants, proportionnellement à sa contribution marginale à la capacité de l'installation de réseau mise à niveau.</p> <p>Il est recommandé de normaliser les frais de connexion liés à chaque installation de connexion en fonction de certaines catégories de consommateurs, du moins pour les consommateurs connectés au réseau basse tension.</p> |
| Classification des composants de coûts et conception tarifaire | <p>En raison des contraintes imposées par des considérations pratiques (infrastructure de comptage, systèmes de facturation, acceptation sociale, par exemple), la granularité des tarifs d'utilisation du réseau doit être limitée.</p> <p>La conception des tarifs doit être flexible pour adapter les tarifs du réseau à l'évolution de l'environnement, donner plus de confiance aux opérateurs de réseau en ce qui concerne le recouvrement des coûts et équilibrer les conflits d'intérêts des distributeurs et des utilisateurs potentiels connectés.</p> <p>Le recouvrement des coûts fixes du distributeur devrait être basé sur la part bien équilibrée des revenus à percevoir via la solution hybride appliquant des redevances fixes, volumétriques et à la demande.</p> <p>Il est recommandé d'appliquer des tarifs de réseau géographiquement uniformes, à condition que le système de compensation inter-distributeur soit réalisable sur les plans administratif et économique.</p> <p>La facture d'électricité doit être facile à comprendre et sa structure doit être aussi simple dans les cas où le nombre de composantes tarifaires, de taxes et des impôts, etc.</p> |

Source: Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », November 2017, P69

3.2.3 Péréquation tarifaire

Compte tenu du fait que la nature des consommateurs d'électricité et les usages de l'électricité diffèrent en fonction de leur localisation (réseau de distribution à forte densité (zone urbaine) ou non (zone rurale) de clients), il est suggéré de procéder à une péréquation tarifaire.

Si la péréquation tarifaire est appliquée entre les distributeurs, il faudra mettre en place un mécanisme spécifique de compensation entre ceux-ci afin de régler la différence résultant de l'application de cette politique à la place des tarifs spécifiques à chaque distributeur.

3.2.4 Normes de qualité de service

3.2.5 Normes de qualité de service technique

Les entreprises de distribution doivent fournir aux clients un approvisionnement fiable en électricité en planifiant, en construisant et en entretenant des réseaux afin d'éviter les pannes mais également en intervenant promptement quand elles se produisent.

Pour les entreprises de distribution, il peut être difficile de fournir un approvisionnement fiable aux clients pour les raisons suivantes:

- les caractéristiques des réseaux de distribution. Les réseaux de distribution sont constitués de nombreux composants physiques d'âge et de condition variables et s'étendant souvent sur de grandes distances.
- les environnements dans lesquels ils opèrent. Certains réseaux de distribution fournissent de l'électricité aux clients dans des environnements difficiles soumis aux intempéries. Le vent, la foudre, les oiseaux, les possums, les voitures et le contact avec les arbres peuvent affecter les lignes aériennes. La densité de la clientèle dans différentes zones a également une incidence sur la fiabilité (les zones rurales étant plus susceptibles de connaître des interruptions plus longues).

Le Cameroun a opté depuis 2006 pour la définition d'un indicateur relatif à la disponibilité de la fourniture d'énergie électrique aux consommateurs. Ainsi, la disponibilité du service fourni aux Clients sur l'ensemble du périmètre concédé devra être conforme à la norme suivante⁵⁵ :

$$ENF_t \leq NENF_t$$

- Où :
- « t » désigne l'année de référence ;
 - ENF_t est l'énergie Basse Tension ou Moyenne Tension non fournie pendant l'année t, mesurée en GWh ;
 - NENF_t est la norme d'énergie Basse ou Moyenne Tension non fournie de l'année t, en GWh.

La norme est fixée annuellement sur la base de la formule suivante : 0,5% x EV où EV est l'énergie vendue aux Clients BT comme MT pendant l'année considérée.

Lorsque cet objectif d'ENF, l'ARSEL applique une incitation contractuelle dont le montant vient en diminution du revenu maximum autorisé de l'année N+1. Cette incitation reste toutefois plafonner à un montant de 1,5% du chiffre d'affaires de l'opérateur au cours de l'année de référence.

⁵⁵ Article 14.2 de l'arrêté N°013/MINEE du 26 janvier 2009 portant approbation du Règlement du Service de distribution publique d'électricité de la société AES-SONEL

L'exploitation du journal national des interruptions fourni par l'opérateur, montre que cet indicateur de disponibilité, pris sur le plan national, ne reflète pas ce que vivent les consommateurs surtout ceux des zones rurales et péri-urbaines. En effet, les consommateurs de ces zones peuvent rester plusieurs jours sans fourniture d'énergie électrique sans avoir un impact sur l'indicateur qui a été mis en place.

Au niveau international, les indicateurs les plus utilisés par les régulateurs pour mesurer les résultats de la fiabilité des réseaux de distribution sont :

- l'indice de durée moyenne des interruptions du système (ou system average interruption duration index : SAIDI) qui correspond au nombre total de minutes qu'un client peut s'attendre à perdre sans électricité pendant une période donnée, généralement une année ;
- l'indice de fréquence d'interruption moyenne du système (ou system average interruption frequency index : SAIFI) qui correspond au nombre de fois dans l'année qu'un client peut s'attendre à subir une interruption ;
- l'indice de durée moyenne des interruptions client (ou customer average interruption duration index : CAIDI) qui correspond au temps moyen qu'un client peut attendre avant de voir son offre restaurée après une interruption ;
- l'indice de fréquence d'interruption moyenne momentanée (ou momentary average interruption frequency index : MAIFI) qui correspond au nombre d'interruptions momentanées d'une durée inférieure à une minute qu'un client peut s'attendre à subir au cours d'une année.

Dans le cadre de notre travail sur le zonage de la distribution, nous proposons d'orienter l'indicateur de disponibilité de fourniture ENF vers les indicateurs comme le SAIDI et le SAIFI. Au vu de la configuration actuelle des réseaux de distribution (vétusté, surcharge des transformateurs et des lignes, réseau en antenne, non maîtrise des charges, etc.), ces indicateurs sont mieux adaptés pour renvoyer un signal au Régulateur.

a. Sur le SAIDI

i. Pour le calcul

Le SAIDI est calculé en additionnant la durée totale de chaque interruption client et en le divisant par le nombre total de clients. Des index distincts peuvent être calculés pour les interruptions planifiées et non planifiées.

Le SAIDI est déterminé sur la base de la formule ci-après⁵⁶ :

$$SAIDI = \frac{\sum(\text{Nombre total de clients ayant subi une interruption} * \text{la durée de l'interruption})}{\text{Nombre total de clients desservis}}$$

Les types d'interruptions doivent être définis pour les interruptions imprévues, les interruptions planifiées et les interruptions causées par des tiers, afin de refléter les différents coûts et responsabilités liés à chaque type.

Le calcul du SAIDI doit se faire sur les cas suivants :

- la zone urbaine ;
- les localités alimentées par Centrale Isolée (CI) ;
- les localités alimentées par extension du réseau interconnecté dont la longueur de la ligne est inférieure ou égale à 50 km à partir du poste source ;

⁵⁶ <https://en.wikipedia.org/wiki/SAIDI>

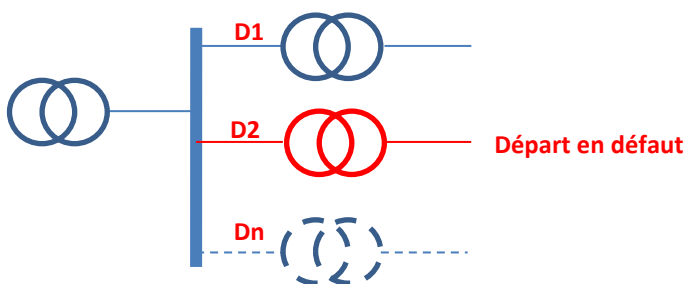
- les localités alimentées par extension du réseau interconnecté dont la longueur de la ligne est supérieure à 50 km à partir du poste source.

L'objectif recherché est de pouvoir présenter la situation réelle des indicateurs de la fiabilité du réseau de distribution en fonction de sa configuration actuelle. Pour les centrales isolées ayant plus de deux départs MT, le SAIDI est déterminé sur la formule appliquée dans un poste source.

➤ **Concernant la zone urbaine**

Le SAIDI devra être calculé pour chaque départ d'un poste source ayant subi une interruption de fourniture d'énergie électrique (programmé ou non) en utilisant le nombre total de client sur ce départ comme base de calcul et non le nombre total des clients desservis par ledit poste source.

Exemple 1



$$SAIDI = \frac{\sum_{i=0}^{i \text{ totale}} N_i (D2) \times T_i}{N_T(D2)}$$

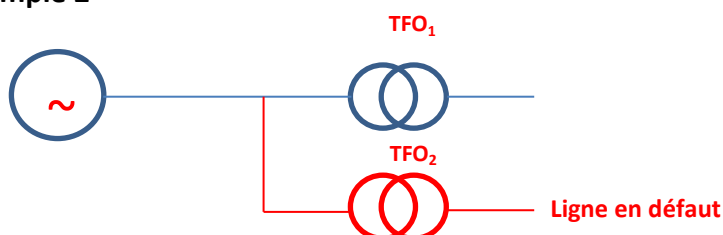
Où :

- N_T est le nombre total de clients desservis par le départ D2 du poste source ;
- N_i est le nombre de clients qui a subi l'interruption de fourniture de l'énergie électrique ;
- T_i est le temps (durée) de l'interruption avant la reprise de tous les clients sur le départ D2.

➤ **Concernant les localités alimentées par les centrales isolées**

Le SAIDI devra tenir compte du nombre de clients desservis par la centrale et du nombre de clients raccordés aux différents postes de transformation impactés.

Exemple 2



$$SAIDI = \frac{\sum_{i=0}^{i \text{ totale}} N_i \times T_i}{N_T(\text{Centrale})}$$

Où :

- N_T est le nombre total de clients desservis par la centrale isolée ;
- N_i est le nombre de clients qui a subi l'interruption de fourniture de l'énergie électrique ;
- T_i est le temps (durée) de l'interruption avant la reprise de tous les clients par la centrale.

➤ **Concernant les localités alimentées par extension du réseau interconnecté dont la longueur $L \geq 50$ km ou $L \leq 50$ km à partir du poste source**

Le SAIDI sera déterminé conformément à la formule de calcul, utilisée dans les zones urbaines, développée précédemment.

ii. Pour l'incitation contractuelle

S'agissant des incitations contractuelles pour non-respect du seuil (norme) de SAIDI, nous suggérons après simulation la formule suivante (inspirée de celle présentée à l'article 9.1.2.2 du cahier des charges du contrat de concession de distribution et de vente signé en 2001 pour le calcul des pénalités des ENF).

$$P = V_{SAIDI_t} \times \text{Maximum} (SAIDI_t - N_{SAIDI_t}; 0)$$

Où P représente l'incitation contractuelle

t : désigne l'année de référence

V_{SAIDI_t} : est la valeur de la durée d'interruption pendant l'année en FCFA par minute après la 3^{ème} minute de l'interruption

V_{SAIDI_t} : est égale à **1 500 000 FCFA/minute** indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Cameroun

$SAIDI_t$ est la valeur du SAIDI (en minutes) atteint au cours de l'année t

N_{SAIDI_t} est le seuil (norme) du SAIDI (en minutes) autorisé par le Régulateur pour l'année t

iii. Pour le seuil du SAIDI

Le régulateur devra définir des valeurs du seuil du SAIDI pour chaque cas présenté ci-dessus. Ceci peut être fait par benchmark auprès des différents forums des Régulateurs de l'électricité.

b. Sur le SAIFI

SAIFI est calculé en divisant le nombre total d'interruptions entre clients par le nombre total de clients. Des index distincts peuvent être calculés pour les interruptions planifiées et non planifiées. SAIFI ne devrait généralement pas les interruptions «momentanées» d'une durée inférieure à une minute.

Le SAIFI est déterminé à partir de la formule suivante⁵⁷ :

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Nombre total de clients ayant subit une interruption}}{\text{Nombre total de clients desservis}}$$

La démarche proposée pour le SAIDI reste applicable pour le SAIFI.

i. Pour l'incitation contractuelle

S'agissant des incitations contractuelles pour non-respect du seuil (norme) de SAIFI, la proposition après simulation de la formule suivante (inspirée de celle présentée à l'article 9.1.2.2 du cahier des charges du contrat de concession de distribution et de vente signé en 2001 pour le calcul des pénalités des ENF).

$$P = V_{SAIFI_t} \times \text{Maximum} (SAIFI_t - N_{SAIFI_t}; 0)$$

Où P : représente l'incitation contractuelle

t : désigne l'année de référence

V_{SAIFI_t} : est la valeur d'une interruption pendant l'année en FCFA

V_{SAIFI_t} : est égale à **1 000 000 FCFA** indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Cameroun

$SAIFI_t$ est la valeur du SAIFI atteint au cours de l'année t

N_{SAIFI_t} est le seuil (norme) du SAIFI autorisé par le Régulateur pour l'année t

⁵⁷ <https://en.wikipedia.org/wiki/SAIFI>

De ce qui précède, nous proposons que le montant des pénalités pour les indicateurs de fourniture d'énergie électrique au cours d'une année soit la somme des pénalités liées au SAIDI et SAIFI.

3.2.6 Normes de qualité de service commercial

Les relations contractuelles entre les distributeurs et leurs clients (droits et obligations des parties) doivent être encadrées par un texte réglementaire. Les dispositions de ce texte réglementaire devront être identiques pour tous les distributeurs à l'instar de l'arrêté N°013/MINEE du 26 janvier 2009 portant approbation du Règlement du Service de distribution publique d'électricité.

4 Recrutement des distributeurs et exploitation des réseaux

A l'issue de la mise en place de tout ce qui précède, les distributeurs peuvent être recrutés conformément aux dispositions suivantes :

- article 14 alinéa 1 de la loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité qui stipulent que : « *Les opérateurs des centrales électriques, ainsi que les opérateurs des activités de gestion du réseau de transport, de transport **et de distribution**, sont sélectionnés par voie d'appel d'offres selon une procédure définie par voie réglementaire* » ;
- section iv « des procédures d'octroi et de renouvellement des concessions et des autorisations de transport et/ou de distribution » du décret n°2012/2806/PM du 24 septembre 2012 portant application de certaines dispositions de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun.

Une fois, le processus de recrutement et de signature des contrats de concession de distribution terminé, les entreprises retenues commenceront l'exploitation des réseaux de distribution sous la supervision et le contrôle de l'ARSEL.

CONCLUSION GENERALE

Au terme de cette étude, il faut noter d'après les enseignements tirés des expériences du Ghana et du Nigéria, et de certains pays européens, que la mise en œuvre de la volonté du Gouvernement camerounais de découper le segment de distribution actuel de l'électricité passe par plusieurs étapes.

Tout commence par la maîtrise de l'état des lieux de tout le segment de distribution, la définition du modèle de marché d'électricité et la régulation à mettre en place. Une fois ces étapes achevées, la dernière étape consiste au recrutement des distributeurs (par processus d'appel d'offres) dont le nombre dépendra de la volonté du Gouvernement pour les périmètres à définir.

Sur l'état des lieux, l'important de connaître les ouvrages existant et leur niveau de performance a été démontrée. Tout passe par des études pour chaque réseau de distribution dont les résultats aboutiront à la détermination des différentes immobilisations qui serviront pour la détermination de la base tarifaire de chaque réseau de distribution.

En ce qui concerne le modèle de marché, un modèle a été proposé dans cette étude en s'inspirant de celui du Nigéria et du Ghana, mais également du modèle de concurrence aux marchés de gros. Sur le modèle proposé, les réseaux de distribution peuvent être alimentés soit par des centrales isolées, soit par des postes sources. Pour chaque cas, le distributeur devra signer un contrat d'achat d'énergie avec les producteurs et un contrat d'accès au réseau de transport avec le gestionnaire du réseau de transport pour ce qui est des postes sources. Compte tenu de la taille de la population camerounaise dans les villes, il a été suggéré que le distributeur assure les fonctions de gestion du réseau de distribution et la commercialisation de l'énergie électrique.

S'agissant de la régulation à mettre en place, elle doit permettre d'assurer l'équilibre économique et financier de ce segment et à la préservation des conditions économiques nécessaires à la viabilité de celui-ci. Dans cette partie, plusieurs recommandations et mesures à prendre ont été formulées à l'endroit du Régulateur camerounais en ce qui concerne l'allocation des coûts, la répartition des coûts, les coûts des pertes réseaux, les coûts d'exploitation et de maintenance, etc. Afin de permettre aux distributeurs d'être performant, il a été démontré la nécessité de mettre en place une régulation incitative. A ce sujet, des propositions sur de nouveaux indicateurs de performance et des incitations contractuelles y afférentes ont été développés. Tenant compte de la nature des réseaux et les types de consommateurs (réseau de distribution à forte densité (ou non) de clients), il a été suggéré de procéder à une péréquation tarifaire entre les distributeurs. Toutefois, le mécanisme reste à définir.

Pour maîtriser les charges actuelles du réseau de distribution, de la gestion du réseau de distribution et de la commercialisation de l'énergie électrique, il est recommandé au Gouvernement de maîtriser la comptabilité de ce segment. A cet effet, il est nécessaire dans le cadre de la prolongation jusqu'en 2031 du contrat de concession de l'opérateur actuel de lui imposer la filialisation des activités de production et de distribution.

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES UTILISÉS

AFRIR : Association pour la Formation dans les Industries de Réseau
ARSEL : Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité
BADGE – RDE : BILAN D'APTITUDE DELIVRE PAR LES GRANDES – RÉGULATION DE L'ÉNERGIE
BAR: Base d'Actifs Régulés
BT : Basse Tension
CAE : Contrat d'Achat d'Énergie ou Power Purchase Agreement : PPA, en anglais
CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index
CARD : Contrat d'Accès au Réseau de Distribution
CART-D : Contrat d'Accès au Réseau de Transport – Distributeur
CART-P : Contrat d'Accès au Réseau de Transport –Producteur
CMPC : Coût Moyen Pondéré du Capital
DPDC: Dibamba Power Development Company
DSCE : Document de Stratégie pour la Croissance et l'Emploi
ECG: Electricity Company of Ghana
Eneo: Energy of Cameroon
GWh: GigaWatt/heure
EDC : Electricité Du Cameroun
ENELCAM : Energie Electrique du Cameroun
ENF : Energie Basse Tension ou Moyenne Tension Non fournie
E&M : Exploitation et Maintenance
EV : Energie Vendue
KPDC: Kribi Power Development Company
kV: kilo Volt
MAIFI : Momentary Average Interruption Frequency Index
MT: Moyenne Tension
MW: MegaWatt
NBET: Nigerian Bulk Electricity Trading Plc
NEDCo: Northern Electricity Distribution Company
NENF : Norme Energie Basse ou Moyenne Tension Non Fournie
NEPA: National Electric Power Authority
PHCN: Power Holding Company of Nigeria
PIE : Producteur Indépendant d'Electricité
POWERCAM : Cameroon Electricity Corporation
RIN : Réseau Interconnecté Nord
RIS : Réseau Interconnecté Sud
R & D : Recherche et Développement
SAIDI : System Average Interruption Duration Index
SAIFI: System Average Interruption Frequency Index
SONEL : Société Nationale d'Electricité
SONATREL : Société Nationale de Transport de l'Electricité

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Anton Eberhard et Al (2016), Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa, P91
2. Arrêté N°013/MINEE du 26 janvier 2009 portant approbation du Règlement du Service de distribution publique d'électricité de la société AES-SONEL, Art 14.2
3. Cahier des charges au contrat cadre de concession et de licence de AES SONEL (2001) ; Art 2.1
4. Dalibor Muratovič, (2017) "Technical Assistance to Develop Policy Guidelines for the Distribution Network Tariffs », P9; P11; P33; P40; P45; P69
5. Eneo (2018), Programme d'investissement Eneo 2018 -2022, P12
6. Jamasb 2002: 1–2; Gratwick and Eberhard 2008b
7. Loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun ; Art 5 ; Art 23 ; Art72
8. MINEE (2015), Situation Energétique du Cameroun, P24 ; P28 ; P49
9. MINEE (2012), Etude évolution du périmètre de concession d'AES-SONEL, P39
10. Nigeria Road Map For Power Sector Reform, August 2010
11. Power sector reform in Ghana: the untold story, January 2001, P7
12. S. Hunt & G. Shuttleworth, John Wiley (1996) "Competition & choice in electricity", P45
13. World Bank 2014; PTFP 2015
14. <https://eneocameroun.cm/index.php/fr/l-entreprise-a-propos-d-eneo-l-entreprise/l-entreprise-notre-notre-histoire/l-entreprise-notre-notre-historique-historique-de-l-electricite-au-cameroun>
15. www.projetmemveele.org
16. www.nachtigal-hpp.com
17. <http://www.ecgonline.info/index.php/about-the-power-sector-in-ghana.html>
18. <http://nedco.com.gh/index.php>
19. <http://www.energymin.gov.gh/sector-overview>
20. https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique
21. https://en.wikipedia.org/wiki/Averch%E2%80%93Johnson_effect
22. https://fr.wikipedia.org/wiki/Co%C3%BAt_moyen_pond%C3%A9r%C3%A9_du_capital
23. <https://en.wikipedia.org/wiki/SAIDI>
24. <https://en.wikipedia.org/wiki/SAIFI>

ANNEXES

Annexe 1 _ l'appel à manifestation d'intérêt N°002/AAMI/SPM/DIMP du 4 décembre 2017

Annexe 2 _ Rôles des Acteurs du secteur de l'électricité au Cameroun

Annexe 3 _ Grilles tarifaires appliquées au Cameroun depuis 2002

Annexe 1 _ l'appel à manifestation d'intérêt N°002/AAMI/SPM/DIMP du 4 décembre 2017

REPUBLIQUE DU CAMEROUN
PAIX-TRAVAIL-PATRIE
SERVICES DU PREMIER MINISTRE
SECRETARIAT GENERAL

REPUBLIC OF CAMEROON
PEACE-WORK-FATHERLAND
PRIME MINISTER'S OFFICE
SECRETARIAT GENERAL

AVIS D'APPEL A MANIFESTATION D'INTERET

N° **0 0 2** /AAMI/SPM/DIMP du **0 4 DEC 2017** POUR LE RECRUTEMENT
D'UN CONSULTANT CHARGE DE CONDUIRE UNE ETUDE SUR LE DECOUPAGE EN ZONES
ECONOMIQUEMENT VIABLES DU PERIMETRE DU SEGMENT DE DISTRIBUTION ACTUEL DE
L'ELECTRICITE AU CAMEROUN

1. Contexte

L'électricité au Cameroun est un bien économique de première nécessité dont l'accès est reconnu comme un droit. Elle est devenue indispensable à la vie courante et constitue une composante essentielle de la compétitivité des entreprises.

Il est par conséquent évident qu'aucun développement économique n'est concevable sans une énergie électrique disponible et accessible en quantité et en qualité. Considérant cette réalité implacable, le Gouvernement camerounais fait de l'électricité une priorité de son action.

Dans cette perspective, le Gouvernement de la République du Cameroun souhaite confier à un Consultant national ou étranger, dont la réputation et l'expertise sont établies dans le domaine de l'électricité, la réalisation d'une étude pour le découpage en zones économiquement viables du périmètre du segment de distribution actuel de l'électricité.

Cette commande d'étude survient au moment où les Accords de partenariat conclus depuis 2001, entre l'Etat et ses partenaires du secteur de l'électricité, font l'objet d'évaluation du niveau de mise en œuvre des engagements souscrits.

A la fin des années 1990, le secteur de l'électricité au Cameroun était l'une des cibles privilégiées de la restructuration tous azimuts des pans entiers de l'économie nationale, suggérée et décidée par les bailleurs de fonds internationaux et aveuglement mise en œuvre localement.

Du monopole public détenu par la défunte Société Nationale d'Electricité (SONEL), l'Etat a concédé toutes les activités liées à ce secteur à un **unique opérateur privé**, le groupe Américain AES CORPORATION. A travers quatre (04) contrats de concession signés le 18 juillet 2001, le Gouvernement avait décidé de confier à l'opérateur privé AES/SONEL les activités de production, de transport, de distribution et de vente de l'électricité au Cameroun.

La loi n°98/022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun stipule que : « la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'électricité en vue de la vente de l'énergie au public constituent le service public de l'électricité. Le service public de l'électricité est assuré sous le contrôle de l'Etat. Il est soumis à des impératifs de qualité, de continuité et de neutralité, ainsi que d'égalité de traitement des usagers ». Cette loi de 1998 a été révisée en 2011 avec la promulgation de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun. Cette dernière stipule à son article 3 alinéa 3 que « le service public de l'électricité est organisé par l'Etat ».

Neuf (09) ans après la privatisation sus évoquée, la situation n'a presque pas changé, l'offre de l'énergie électrique reste largement inférieure à la demande. Le changement de statut du fournisseur d'électricité n'a pas eu d'incidence notable sur la condition du consommateur, bien au contraire. On déplore toujours autant de désagréments électriques caractérisés par des délestages fréquents et intempestifs. Toutes les catégories de consommateurs en sont durement affectées. Par ailleurs, **l'électricité coûte chaque jour un peu plus cher au Cameroun, les disparités entre les zones urbaines et les localités rurales se sont accrues**, en violation des dispositions de la loi régissant l'électricité notamment en ce qui concerne celles portant sur l'égalité de traitement des usagers du service public.

A ce jour, la cartographie énergétique du pays présente un visage particulier, en proie aux ajustements pour se conformer à la nouvelle législation. La puissance installée et exploitée au Cameroun est à date estimée à environ 1060 MW, essentiellement répartie entre les sources hydroélectriques et thermiques qui constituent le réseau public d'électricité.

Il y a également quelques unités d'autoproduction qui ne dépendent pas du réseau public. Pour se faire une idée sommaire de la situation, notons que la cartographie énergétique du Cameroun, en fonction des sources de production en MW, se présentant ainsi qu'il suit :

- Edéa : 256 MW
- Songloulou : 396 MW
- Lagdo : 72 MW
- Thermique : 293 MW
- Autres : 45 MW

Le système électrique national est constitué de deux (02) grands réseaux qui ne sont pas connectés l'un à l'autre : le RIN (Réseau Interconnecté Nord) autour du barrage de Lagdo qui alimente les régions septentrionales du pays et le RIS (Réseau Interconnecté Sud) autour des barrages d'Edéa et de Songloulou.

La quasi-totalité de la production de la centrale hydroélectrique d'Edéa est destinée à alimenter l'usine d'aluminium ALUCAM, succursale locale du groupe anglo-australien RIO TINTO ALCAN. La centrale de Songloulou quant à elle ravitaille le « secteur public », c'est-à-dire tous les clients Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT).

A côté de ces deux systèmes, il existe un petit réseau autonome qui alimente la région de l'Est (environ 30 MW). Il est également important de noter que la demande cumulée des ménages et des entreprises croît de 40 MW chaque année.

Par ailleurs, l'opérateur AES/SONEL, devenu ENEO depuis 2014, brandit le chiffre de plus d'un million d'abonnés dûment répertoriés dans ses registres, parmi lesquels 1300 clients MT et quelques abonnés dits « Grands comptes ». Il faut dire que les chiffres avancés par cette entreprise doivent être homologués par l'ARSEL. Mais, à titre indicatif leur importance pour une étude plus objective du secteur n'est plus à démontrer.

Il est également important de souligner que le Cahier des charges du contrat de concession fait obligation à l'opérateur AES/SONEL de desservir 2300 localités qui constituent le « périmètre de distribution », mais aussi d'étendre chaque année la desserte à d'autres parties du territoire national.

Il est important de relever que, pour l'heure, les pouvoirs publics font des efforts notables pour la promotion des énergies alternatives (solaire, éolienne et autres), dont le potentiel, selon plusieurs études, est immense. Par exemple, pour les spécialistes, le potentiel en énergie solaire du Cameroun serait 20 fois supérieur au potentiel hydroélectrique.

2. Objet

Le présent Avis d'Appel à Manifestation d'Intérêt que lance le Gouvernement a pour objet la présélection des cabinets ou de groupements devant participer à un Appel d'Offres sur liste restreinte en vue du recrutement d'un consultant chargé de conduire une étude sur le découpage en zones économiquement viables du périmètre du segment de distribution actuel de l'électricité au Cameroun.

L'appel d'offres ultérieur sera organisé dès l'adoption de la liste restreinte et conduira à la sélection du cabinet de consultants pour la réalisation de la prestation suscitée.

3. Participation

La participation au présent Avis est ouverte aux cabinets ou groupements de droit camerounais disposant : (1) d'une expérience confirmée et d'excellentes références en matière d'étude similaire dans le secteur de l'électricité, et (2) d'une bonne maîtrise du marché électrique national.

4. Mission du cabinet

- Le Consultant devra mener son étude en conformité avec les normes internationales du domaine de la consultation, et dans le respect de la réglementation en vigueur. Il s'étendra, de manière non limitative sur l'exploitation d'un fond documentaire mis à sa disposition par les pouvoirs publics ;
- L'étude devra mettre un accent particulier sur l'évaluation des performances techniques réalisées par le partenaire actuel, en comparaison avec les meilleurs standards internationaux dans les domaines de la production et de la distribution de l'électricité.
- Le Consultant devra également examiner dans son étude la question des pertes commerciales en distribution.

5. Dossier de candidature

Les candidats intéressés par cet Appel à Manifestation d'Intérêt devront fournir les pièces ci-après présentées en deux (02) volumes :

A- Volume 1 (Pièces administratives)

- une lettre de motivation dûment signée, datée et timbrée au taux en vigueur par le candidat ;
- la copie de la patente en cours de validité, certifiée par le service émetteur ;
- l'original de l'attestation de non redevance délivrée par le service des impôts compétent ;
- l'original de l'attestation de non faillite établie par l'autorité compétente du domicile du consultant datant de trois (03) mois à la date de remise des offres ;
- l'original de l'attestation de non exclusion des marchés publics délivrée par le Directeur Général de l'ARMP ou par un responsable ;
- l'accord du groupement (en cas de groupement) ;
- les pouvoirs du mandataire (en cas de groupement).

les pièces ci-dessus citées.

B – Volume 2 (dossier technique)

i) liste du personnel d'encadrement

Le candidat devra disposer ou s'engager à embaucher avant le début des prestations, du personnel technique compétent nécessaire, à savoir :

- un chef de mission, expert senior en économie électrique, ayant une expérience avérée dans l'élaboration des business plan des entreprises du secteur de l'énergie. Il doit être Ingénieur en Génie électrique ;
- un expert-comptable ;
- un analyste Financier ;
- un géographe.

Le cabinet fournira la liste du personnel d'encadrement, accompagnée des pièces suivantes, pour chaque expert, datées de moins de trois (03) mois :

- CV daté et signé par le concerné et définissant son affectation ;
- copie certifiées conforme du diplôme requis ;
- attestation de présentation de l'original du diplôme ;
- attestation de disponibilité signée sur l'honneur par l'expert concerné.

ii) les références du Candidat

Les cabinets présenteront dans leurs références les prestations réalisées dans des projets similaires (études dans le secteur de l'électricité au Cameroun).

N.B. : Pour être validée, chaque référence en prestation réalisée devra être justifiée par les éléments suivants :

- la copie de l'extrait du contrat comportant notamment les pages de la description, des détails estimatifs et de signature du contrat. Ces documents devront être clairs et lisibles ;
- la photocopie du procès-verbal de réception ou du certificat de bonne fin délivrée par le Maître d'Ouvrage ou ses services ou l'attestation de main levée de la caution de bonne fin.

6. Durée de la mission

La mission sera réalisée dans un délai de quatre (04) mois.

7. Remise des dossiers

Les dossiers de candidature rédigés en français ou en anglais seront déposés en six (06) copies dont un (01) original et cinq (05) copies marqués comme tels au Service des Marchés, Direction des Affaires Générales, au plus tard le _____ à 12 heures précises. Ils devront être remis sous pli fermé et scellé avec la mention :

AVIS D'APPEL A MANIFESTATION D'INTERET

N° 002 /AAMI/SPM/DIMP du 04 DEC 2017 **POUR LE RECRUTEMENT D'UN CONSULTANT CHARGE DE CONDUIRE UNE ETUDE SUR LE DECOUPAGE EN ZONES ECONOMIQUEMENT VIABLES DU PERIMETRE DU SEGMENT DE DISTRIBUTION ACTUEL DE L'ELECTRICITE AU CAMEROUN**

« A N'OUVRIR QU'EN SEANCE DE DEPOUILLEMENT ».

8. Etude des dossiers et publication des résultats

Les dossiers enregistrés seront examinés par une commission Ad Hoc mise en place par le Secrétaire Général des Services du Premier Ministre.

9. Evaluation des offres

Les critères d'évaluation des dossiers porteront sur :

i) Critères éliminatoires

- Absence ou non-conformité d'une pièce administrative ;
- Présence de documents falsifiés dans le dossier de candidature ;

- Note technique inférieure à 70 points/100.

ii) Critères essentiels

- expérience générale du consultant : 20 points ;
- expérience spécifique du consultant : 35 points ;
- expérience du personnel clé : 40 points ;
- présentation physique de l'offre : 05 points.

N.B : seuls les cabinets de consultants qui auront totalisé à l'issue de l'évaluation une note au moins égale à soixante-dix (70) sur cent (100) seront retenus pour participer à l'Appel d'Offres National Restreint (AONR).

10. Renseignements complémentaires

Les renseignements complémentaires peuvent être obtenus aux heures ouvrables au Secrétariat Général des Services du Premier Ministre, Division des Infrastructures et des Marchés Publics, 2^{ème} étage, Bâtiment du Secrétariat Général des Conseils de Cabinet, porte 06, BP : 15 750 Yaoundé. Tél. : 677.95.19.27/677.88.00.88/699.70.36.68 – Fax : 222 23 58 02/222 23 57 53.

Le Secrétaire Général des Services du Premier Ministre,
Séraphin Magloire FOUA

Annexe 2 _ Rôles des Acteurs du secteur de l'électricité au Cameroun

Tableau: Acteurs du secteur de l'électricité au Cameroun

| Institutions | | Fonctions/rôles |
|--|---|--|
| MINEE (Ministère de l'Eau et de l'Energie) | | Concevoir les modalités de mise en œuvre de la politique du Gouvernement dans les domaines de l'énergie et des ressources en eau, appliquer cette politique et suivre son exécution |
| ARSEL (Agence de Régulation du Secteur de Electricité) | | Instituée dans la loi de 1998 et reprise dans la loi de 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun, elle est créée par le décret présidentiel N° 99/125 du 15 juin 1999. Elle assure la régulation, le contrôle et le suivi des activités des opérateurs du secteur de l'électricité, la protection des intérêts des consommateurs |
| AER (Agence d'Electrification Rurale) | | Créée par le décret n° 98/022 du 24 Décembre 1998 et par décret 99/193 du 08 septembre 1999, elle devient un établissement Public Administratif, doté de la personnalité juridique, et de l'autonomie financière. Elle assure la promotion et le développement l'électrification rurale sur l'ensemble du territoire national |
| EDC (Electricity Development Corporation) | | Créée par le décret n° 2006/406 du 29 Novembre 2006. Elle assure la gestion, pour le compte de l'Etat, du patrimoine public dans le secteur de l'électricité ; étudier, préparer ou réaliser de tout projet d'infrastructure dans le secteur de l'électricité qui lui est confié par l'Etat ; participer à la promotion et au développement des investissements publics et privés dans le secteur de l'électricité |
| SONATREL (Société Nationale de Transport d'Electricité) | | C'est le concessionnaire qui par décret n°2015/454 du 08 octobre 2015 est en charge de la gestion du réseau de transport et de la gestion des flux d'électricité |
| ENE0-Cameroun | | C'est le concessionnaire qui remplace l'ancien AES SONEL depuis le mois de juin 2014 qui exerce dans les segments de la production et de la distribution d'énergie électrique |
| Les producteurs indépendants | KPDC (Kribi Power Development Corporation) | C'est une entité, filiale du groupe ACTIS et dans laquelle l'Etat du Cameroun est actionnaire à 44%. Elle assure l'exploitation de la centrale thermique à gaz de Kribi dont la puissance installée est de 216MW et dont le projet d'extension à 330 MW est en cours |
| | DPDC (Dibamba Power Development Corporation) | C'est une entité filiale du groupe ACTIS dont 44% des actions sont détenues par l'Etat camerounais. Elle assure l'exploitation de la centrale thermique à fioul lourd de Dibamba pour une puissance installée de 88 MW |
| | HYDROMEKIN | C'est une société à capital public créée par décret n°2010/328 du 18 octobre 2010 et ayant l'Etat camerounais comme actionnaire à 100%. C'est l'opérateur en charge de la maîtrise d'ouvrage et l'exploitation future du barrage hydroélectrique de Mékin dont la puissance installée sera de 15 MW |
| | Projet MEMVE'ELE | C'est l'organe en charge de la mise en place et de la gestion du projet hydroélectrique de MEMVE'ELE dont la puissance installée sera de 201 MW. Toutefois, l'entité institutionnelle n'a pas encore été définie |
| | NHPC (Nachtigal Hydro Power Company) | C'est l'organe en charge de la mise en place et de la gestion du projet hydroélectrique de Nachtigal dont la puissance installée sera de 420 MW. Toutefois, l'entité institutionnelle n'a pas encore été définie |

Annexe 3 _ Grilles tarifaires appliquées au Cameroun depuis 2002

Tableau: Tarifs hors taxes appliqués à l'éclairage public et aux clients BT de 2002 à 2017

| Consommation (C) en kWh | | Tarif (FCFA/kWh) | | | | | |
|-------------------------|----------------------|------------------|---------------------------|--------------|-------------------------|------|------|
| | | 2002 | 2003 - 2007 ⁵⁸ | | 2008-2010 ⁵⁹ | 2011 | 2012 |
| | | | juil. à Déc. | janv. à juin | | | |
| Eclairage public | C | 33,6 | 40 | 46,5 | 55 | 55 | 66 |
| Usage domestique | 0 ≤ C ≤ 50 | 50 | 50 | | 50 | 50 | 50 |
| | 51 ≤ C ≤ 110 | | 60 | 67 | | | |
| | 111 ≤ C ≤ 200 | 60 | | | 70 | 70 | 79 |
| | 201 ≤ C ≤ 400 | | | | 80 | 80 | 94 |
| | 401 ≤ C ≤ 800 | | 65 | 75 | 85 | 85 | 99 |
| 800 ≤ C | | | | | | | |
| Autres usages | Prime fixe (FCFA/kW) | 0 | 2000 | | 0 | 0 | 0 |
| | 0 ≤ C ≤ 50 | 50 | | | 75 | 75 | 84 |
| | 51 ≤ C ≤ 110 | | 63 | 68 | | | |
| | 111 ≤ C ≤ 180 | 60 | | | 80 | 80 | 92 |
| | 180 ≤ C ≤ 400 | | | | | | |
| | 401 ≤ C ≤ 800 | | 55 | 60 | 85 | 85 | 99 |
| | 800 ≤ C ≤ 1000 | | | | | | |
| 1000 ≤ C | | | | 92 | 92 | | |

Source : Décisions tarifaires ARSEL

Tableau: Tarifs hors taxes appliqués aux clients MT (Régime Général) de 2002 à 2012

| Composante | Heure cons. | Période de la journée | 2002 | 2003-2007 | | 2008 - 2011 | 2012 |
|-------------------------------|-----------------|-----------------------|------|--------------|--------------|-------------|------|
| | | | | juil. à Déc. | janv. à juin | | |
| Prime fixe (FCFA/kW) | 0 à 200H | | 9125 | 2500 | | 3500 | 3700 |
| | 201 à 400H | | | 4200 | | | |
| | ≥ 400H | | | | | | |
| Taux proportionnel (FCFA/kWh) | 0 à 200 H | 23 à 18 H | 40,5 | 43 | 53,75 | 52 | 70 |
| | | 18 à 23 H | | 54 | 67,5 | 70 | 85 |
| | 201 à 325H | 23 à 18 H | 37 | 40 | 50 | 50 | 65 |
| | | 18 à 23 H | | 49 | 61,25 | 70 | 85 |
| | 326 à 400 H | 23 à 18 H | 33,5 | 40 | 50 | 50 | 65 |
| | | 18 à 23 H | | 49 | 61,25 | 70 | 85 |
| | 400 à 450 H | 23 à 18 H | 33,5 | 40 | 50 | 48 | 60 |
| | | 18 à 23 H | | 49 | 61,25 | 70 | 85 |
| | Au-delà de 450H | 23 à 18 H | 31,2 | 40 | 50 | 48 | 60 |
| | | 18 à 23 H | | 49 | 61,25 | 70 | 85 |

Source : Décisions tarifaires ARSEL

58 Il était appliqué au cours de cette période, une tarification saisonnière (saison sèche, saison pluvieuse)

59 En 2010, l'opérateur AES SONEL avait procédé à une augmentation unilatérale de tarif d'électricité sans autorisation du Régulateur. L'Etat du Cameroun s'y étant opposé à cette augmentation a supporté par système de compensation sur chaque facture des clients jusqu'à la publication de la décision tarifaire de l'ARSEL en mai 2012.

Tableau: tarifs hors taxe appliqués en régime zone franche industrielles et des points francs industriels

2002

2003-2007

| Composante | Heure consommation | Tarifs | Composante | Heure consommation | Période de la journée | Tarifs | |
|--------------------------------|--------------------|--------|--------------------------------|--------------------|-----------------------|--------------|--------------|
| | | | | | | Juil. à Déc. | Janv. à juin |
| Prime fixe (FCFA/kW) | 0 à 3,900H | 15,612 | Prime fixe (FCFA/kW) | 0 à 200H | | 2500 | |
| | 3,901 à 5400H | 10,870 | | Au-delà de 200H | | 4200 | |
| | 5401H à 6600H | 5,437 | Tarif proportionnel (FCFA/kWh) | 0 à 200h | 23 à 18H | 30 | 37,50 |
| | Au-delà de 6601H | 0 | | | 18 à 23H | 35 | 43,75 |
| Tarif proportionnel (FCFA/kWh) | 0 à 200h | 23,10 | Tarif proportionnel (FCFA/kWh) | Au-delà de 200H | 23 à 18H | 25 | 31,25 |
| | 201H à 325H | 20,79 | | | 18 à 23H | 32 | 40 |
| | 326H à 450H | 16,17 | | | | | |
| | Au-delà de 450H | 11,55 | | | | | |

2008 – 2011 et depuis 2012

| Composante | Heure consommation | Période de la journée | Tarifs | |
|--------------------------------|--------------------|-----------------------|-----------|------|
| | | | 2008-2011 | 2012 |
| Prime fixe (FCFA/kW) | | | 3500 | 3700 |
| Tarif proportionnel (FCFA/kWh) | 0 à 200h | 23 à 18H | 40 | 70 |
| | | 18 à 23H | 70 | 85 |
| | 201 à 400H | 23 à 18H | 35 | 65 |
| | | 18 à 23H | 70 | 85 |
| | Au-delà de 400H | 23 à 18H | 30 | 60 |
| | | 18 à 23H | 70 | 85 |

Source : Décisions tarifaires ARSEL