TOGO

Réalisation de l'étude d'un plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo

Rapport Final

Décembre 2010

SOFRECO

en association avec IIC (Togo)

Sommaire

Abréviations **5**

Résumé **7**

1. Introduction **13**

1.1 Rappel des termes de référence de l'étude 13

1.2 Présentation du rapport final 13

2. Rôle de la DGE dans le secteur électrique **15**

2.1 Rappel de la structure d'un système électrique 15

2.2 Conduite d'un système électrique 16

2.3 Les cycles décisionnels d'un système électrique 16

2.4 Organisation actuelle de la DGE 19

2.5 Recommandations 21

3. Intégration du secteur électrique togolais dans le marché régional **23**

3.1 Contexte régional 23

3.2 Préparation du secteur à l'arrivée du marché régional 26

3.3 Ce qu'il convient de faire au Togo 31

3.4 Ce qui relève de la responsabilité régionale 38

3.5 Rappel des définitions 41

4. Amélioration de l'exploitation **43**

4.1 Zone de réglage Togo-Bénin-Ghana 43

4.2 Intégration de ContourGlobal 47

4.3 Exploitation économique de ContourGlobal 48

5. Evaluation de l'équilibre offre demande 51

5.1 Le coût de la défaillance et de l'énergie non desservie au Togo 51

5.2 L'offre et la demande d'énergie au Togo 56

5.3 Les besoins en énergie et puissance à moyen et long termes 67

5.4 Coût de production au Togo en 2010 71

5.5 Les projets de production envisagés au Togo et Bénin 74

5.6 La tarification au Togo 85

6. Cadre juridique et institutionnel du sous-secteur de l'electricite au Togo 89

6.1 Introduction 89

6.2 Cadre juridique international du sous secteur de l'électricité 89

6.3 Cadre juridique national du sous-secteur de l'électricité 97

6.4 Recommandations 112

7. Accès à l'électricité et électrification rurale 115

7.1 Situation actuelle et revue des objectifs potentiels 115

7.2 Organisation du secteur pour favoriser l'électrification 125

7.3 Tarifs, taxes et subventions favorisant l'électrification 136

7.4 Energies renouvelables et électrification 150

8. Etudes et Investissements en infrastructure 157

8.1 Introduction 157

8.2 Préparation d'un Schéma directeur 158

8.3 Etude tarifaire 160

8.4 Les projets inscrits au programme d'investissements CEET sont les suivants (document communiqué par la CEET) 161

8.5 Plan d'investissement de 2006 CEB (Origine : plan stratégique d'investissement de la CEB horizon 2007-2026) 164

9. Environnement 167

9.1 Récapitulatif des projets 167

9.2 Revue du cadre d'évaluation environnementale des projets d'énergie électrique 167

9.3 Classification des projets 176

9.4 Lacunes du cadre institutionnel et normatif en matière d'environnement des projets d'énergie électrique 177

9.5 Impacts environnementaux et sociaux prévisibles des projets retenus 178

9.6 Contribution des projets d'énergie électrique à la mobilisation de ressources financières et techniques dans le cadre de la CCNUCC 184

10. Chronogramme des principales actions 187

Annexe 1 191

Annexe 2 195

Annexe 3 199

Annexe 4 211

Abréviations

AGC	Automatic Generation Control / Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP)
ARREC	Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO
ARSE	Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité
BT	Basse Tension
CEB	Communauté Electrique du Bénin
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CEET	Compagnie Energie Electrique du Togo
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
DDO	Distillat Diesel Oil
DGE	Direction Générale de l'Energie
EEEOA	Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain. Dans le texte cet acronyme est utilisé pour désigner le Réseau interconnecté de l'Afrique de l'Ouest, ou l'Institution de la CEDEAO selon le contexte.
ENR	Energies Renouvelables
HT	Haute Tension
MDE	Maîtrise de la Demande d'Energie
MDP	Mécanisme de Développement Propre
MME	Ministère des Mines et de l'Energie
MT	Moyenne Tension
NOPADA	Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD)
RSFP	Réglage Secondaire Fréquence Puissance
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique
SNPT	Société Nouvelle des Phosphates du Togo (Ex International Fertiliser Group IFG)
TAG	Turbine à Gaz
TCN	Transmission Company of Nigeria
UA	Union Africaine
UEMOA	L'Union Économique et Monétaire Ouest Africaine

WACEM	West African Cement .
WAPCo	West African Gas Pipeline Company
WAPP	West African Power Pool ou Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA).

Unités :

- 1 000 pcu (pied cube) = 28,3 m^3 (1000 pcu est voisin du MMBtu)
- 1 million de pcu (MMPC) = 28 300 m^3 (1 MMPC = 905 MMBtu)
- 100 MMPC/j = 2,83 millions de m^3/j ou 1Bcm par an (100 MMPC = 90 000 MMBtu)
- 1MMBTU = 293kWh
- 1 kilowatt-heure (kWh) = 1 000 Wh
- 1 mégawatt-heure (MWh) = 1 000 kWh = 1 000 000 Wh
- 1 gigawatt-heure (GWh) = 1 000 MWh = 1 000 000 kWh = 1 000 000 000 Wh

Résumé

Qualité de l'approvisionnement en électricité :

L'importation d'énergie électrique du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Nigéria représentait dans le passé près de 65 à 70% des besoins en électricité du Togo. Suite à un déficit hydrologique, à l'absence ou au retard des programmes de construction de nouveaux moyens de production (projets régionaux de production, projet hydraulique d'Adjarala, gazoduc ouest africain…), à l'augmentation du nombre de clients, la crise énergétique avec des délestages frappe actuellement toute la région. D'autre part, la vétusté des moyens de production des sociétés d'électricité ajoutée à celle des réseaux de la compagnie nationale de distribution CEET entraîne de nombreux incidents avec coupure de la clientèle. Pour le Togo seul, on estime l'énergie non desservie à environ 70 GWh ce qui représente plus de 10 % de l'énergie facturée par la CEET. Ceci constitue non seulement une importante perte de chiffre d'affaires pour la CEET, mais également un coût important pour l'économie togolaise. Il est d'usage d'évaluer l'impact des délestages (achats de groupes de secours, valeur du préjudice infligé à la clientèle…) en valorisant l'énergie non desservie en Afrique de l'Ouest à 1000 Fcfa/kWh. Le coût pour l'économie togolaise est donc d'environ 70 milliards Fcfa par an.

Les nouveaux projets de production

Au Togo, le producteur indépendant ContourGlobal dont les moyens de production peuvent utiliser du gaz naturel ou du fuel lourd ou encore le DDO, peut combler ce déficit. En l'absence de contrat pour la fourniture de gaz pour ContourGlobal, les coûts de production au fioul lourd sont de l'ordre de 70 à 80 Fcfa/kWh. Cette énergie chère viendra remplacer l'énergie aujourd'hui fournie par la CEB à 55 Fcfa/kWh. Une hausse importante des tarifs de l'électricité sera alors inévitable et/ou la CEET n'aura plus les ressources nécessaires pour développer ou réhabiliter ses réseaux. La fourniture de gaz par le gazoduc ouest africain à ContourGlobal permettrait d'avoir un coût de production non plus de 70 à 80 Fcfa/kWh mais de 35 à 45 Fcfa/kwh (si le prix d'achat du gaz reste celui appliqué présentement aux clients fondateurs).

Afin de diversifier les sources d'approvisionnement (risque hydrologique important pour les usines hydroélectriques du Mono, risque de rupture d'alimentation du gaz en provenance du Nigeria, risque de défaillance d'un des pays fournisseurs d'électricité : Côte d'Ivoire, Ghana et Nigeria), il faut étudier la construction à moyen terme de centrales à charbon avec en particulier l'impact sur l'environnement, et/ou la sécurisation des approvisionnements en gaz (prévoir un stockage de gaz naturel de quelques heures).

Remarque : La CEB ne fournissant plus la CEET, verra une importante réduction de son chiffre d'affaires et rencontrera des problèmes financiers. De plus, les conditions financières d'accès pour l'utilisation du réseau de transport (et des services du dispatching) par les producteurs indépendants n'ont pas été définies.

Développement du marché régional

Dans la vision des instances régionales de la CEDEAO (EEEOA, ARREC) et de l'UEMOA, la création d'un marché régional libre de l'énergie électrique est clairement exprimée. Cette mise en place nécessite une restructuration du secteur électrique. Il s'agira de créer les conditions pour faciliter l'arrivée de nouveaux fournisseurs d'énergie sur le territoire Togolais et réciproquement de faciliter la vente par des producteurs togolais (comme ContourGlobal) à des clients à l'extérieur du Togo. Le Togo n'a pas encore mis en place les réformes institutionnelles pour préparer l'intégration dans le marché régional de la CEB, de la CEET et de l'Autorité de régulation ARSE, comme ceci a été réalisé dans de nombreux pays de la CEDEAO (Côte d'Ivoire, Sénégal, Ghana, Nigéria…). Les es principales réformes nécessaires à l'intégration du Togo dans le marché régional sont les suivantes :

- Séparation comptable des activités de la CEB;
- Séparation comptable des activités de la CEET ;
- La loi doit définir que l'ARSE est une autorité administrative indépendante dont la mission est de garantir l'accès équitable et transparent des utilisateurs aux réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- Préparation d'un Code Réseau Transport
- Définir l'accès des tiers au réseau et préparer le tarif d'accès au réseau.

Séparation comptable des activités de la CEB et de la CEET

Dans le cas de la mise en place de marché libre de l'électricité, la dissociation comptable des entreprises électriques est un préalable qui s'impose à tous les opérateurs intégrés. Elle consiste à isoler comptablement les bilans et les comptes de résultat des activités de production, de transport et de distribution. Ces comptes séparés doivent être tenus comme si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Essentiel en matière de transparence, l'établissement de comptes dissociés est également un préalable à la détermination du niveau des charges que les tarifs doivent couvrir notamment en ce qui concerne le tarif d'accès aux réseaux. Pour la CEB, il s'agit de séparer (séparation comptable) les activités de transport et de Production, quant à la CEET, il faut séparer il faut séparer (séparation comptable) les activités de distribution et de production.

Organe de régulation

La restructuration du secteur de l'énergie nécessite un régulateur indépendant afin de réguler les monopoles naturels (transport et distribution) et de garantir la transparence et l'impartialité dans la coordination des différents acteurs.

La loi doit définir que l'ARSE est une autorité administrative indépendante dont la mission est de garantir l'accès équitable et transparent des utilisateurs aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Suivant les dispositions de la loi n°2000-012 relative au secteur de l'électricité, l'ARSE a principalement pour mission d'assister le Ministre en charge de l'énergie dans la gestion des activités du secteur de l'électricité. A cet effet, elle :

- participe à la détermination et à la mise en œuvre des normes permettant la réglementation et la régulation du secteur de l'électricité ;
- évalue les projets et supervise les appels d'offres nationaux ou internationaux ;
- émet un avis sur tout projet de règlement tarifaire, ou de modification de règlement tarifaire ;

- émet un avis sur tout projet de construction ou de développement d'installations électriques ;
- organise des conciliations ou arbitrages en cas de litige entre deux ou plusieurs concessionnaires, entre concessionnaires et consommateurs ;
- etc.

Les membres du Comité de direction sont nommés par décret pris en conseil des ministres par le Président de la République mais chacun demeure rattaché à son ministère d'origine qui continue de lui verser son salaire. En contrepartie de leur réunion mensuelle au siège de l'autorité, ils perçoivent une indemnité de fonction auprès de l'ARSE.

Les membres du comité ne consacrent donc pas toute leur activité à l'ARSE et continuent de dépendre de leur ministère d'origine. Ces situations constituent des entraves à l'indépendance dont ils ont besoin pour accomplir efficacement leur mission de régulateur au sein de l'ARSE. De plus pour assurer la continuité et une certaine mémoire de l'ARSE, une réorganisation des modalités de renouvellement du mandat des membres du Comité de direction s'avère nécessaire.

Préparation d'un Code Réseau Transport

Il est nécessaire de définir les relations techniques entre les différents acteurs du secteur électrique. Ces règles font l'objet d'un code réseau et est habituellement préparé par un groupe de travail composé de représentants de tous les acteurs des secteurs et présidé par le Gestionnaire de réseau. Les dispositions du code de réseau s'imposent à tous les utilisateurs du réseau public de transport. Il est donc nécessaire de revoir le Code bénino-togolais

En effet des dispositions techniques susceptibles d'évolution plus ou moins rapides sont incluses dans le code bénino-togolais de l'électricité ce qui en limite sa flexibilité et son efficacité. En effet, lorsque des prescriptions techniques sont données, leur mise en application doit se faire dans les meilleurs délais. Or la procédure de modification du code bénino-togolais de l'électricité est plus longue et n'est pas adaptée à cette réactivité. Pour rendre les dispositions techniques de ce code plus réactives et plus efficaces, il convient donc de soustraire les arrêtés d'application de la structuration dudit code.

Accès des tiers au réseau et tarif d'accès au réseau

Dans le cas particulier du Togo-Bénin, la préparation d'une méthodologie et la définition d'un tarif d'accès au réseau est urgente. En effet la CEB se fournissait à plus de 70% d'énergie d'importation bon marché et revendait cette énergie à ses clients historiques au Togo et au Bénin (CEET, WACEM et SNPT pour le Togo). Suite aux synchronisations sur le réseau de ContourGlobal pour le Togo (puissance installée 100 MW) et de CAI au Bénin (puissance installée 80 MW), le chiffre d'affaires de la CEB va diminuer. Par conséquent, la CEB ne pourra plus couvrir ses coûts de fonctionnement et n'aura plus les moyens de financer son développement, d'où l'urgence de la rémunérer pour ses activités de transport et de dispatching. Pour garantir l'accès des tiers au réseau, la révision du code bénino-togolais de l'électricité est également nécessaire.

Réglage de la fréquence et contrôle des échanges aux frontières

Au moment de la rédaction du Manuel d'exploitation de l'EEEOA, Le Togo/Benin ne possédant pas la fonction AGC (Automatic Generation Company) au dispatching, ni d'unités de productions capables d'assurer en permanence (24h/24h et 365 jours par an) le réglage de la fréquence et du contrôle des flux aux frontières, a été rattaché au Ghana pour constituer une zone de réglage. Aujourd'hui ce service est assuré gratuitement par le Ghana. Il est logique de

considérer que ce service sera facturé par la compagnie de transport/Dispatching ghanéenne dans un futur proche (étude d'évaluation du coût des services systèmes en cours au Ghana).

En 2010, avec l'arrivée de nouveaux moyens de production (100 MW ContourGlobal et 80 MW CAI), et la transformation au gaz des TAG de Lomé et de Maria Gléta, le Togo/Bénin a les moyens de participer au réglage de la fréquence commune et de contrôler les échanges aux frontières. Il faut donc revoir le rôle du système électrique de la CEB dans le bloc Ghana/Togo/Bénin.

Des études doivent être faites afin de déterminer pour chaque pays (Togo et Bénin) :

- Le niveau nécessaire de réserve primaire,
- Le niveau nécessaire de réserve secondaire,
- Le niveau de réserve tournante ou froide,
- Le coût des services systèmes
- Les importations maximales en sécurité sur les lignes d'interconnexion,
- Le plan de défense (Délestage automatique de consommation suite à la perte de groupe…).
- Le plan de reconstitution du réseau ;
- …

De plus cette étude d'exploitation doit être faite en prenant en compte la nécessité de synchroniser le système Côte d'Ivoire/Ghana/Togo/Benin avec le Nigéria.

Dispatching de la CEB

La conduite en temps réel du système production/transport du Togo et du Bénin est assurée par le dispatching de la CEB situé à Lomé. Ce dispatching est en cours de réhabilitation afin d'étendre son champ d'action à l'ensemble de son réseau et de prendre en compte les exigences du marché de l'électricité du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain

Or il apparait que la fonction Automatic Generation Control (AGC) ou réglage secondaire fréquence puissance (RSFP) n'a pas été retenue. L'une des fonctions de l'AGC est d'ajuster automatiquement la production des centrales en fonction de la fréquence et des échanges avec l'étranger.

En addition de la transformation au Gaz des TAC de la CEB (2X20MW), de nouveaux moyens de production au Togo (ContourGlobal 100 MW) et au Bénin (CAI 80 MW) sont disponibles ou vont être disponibles dans le système électrique de la CEB, la CEB a maintenant les moyens pour participer au réglage de la fréquence commune. Il est donc nécessaire d'installer la fonction AGC au dispatching afin que le Togo-bénin participe au maintien de la fréquence régionale et au réglage des échanges transfrontaliers.

Accès à l'électricité

Le taux d'électrification des ménages au Togo est estimé à 21% au niveau national à la fin 2009 dont 42% en zone urbaine et de 4% en zone rurale. C'est donc environ 175.000 ménages et 1.435.000 togolais qui bénéficient de l'électricité.

Les objectifs d'électrification de la CEDEAO et de l'UEMOA sont très ambitieux et besoins en financements nécessaires pour électrifier les 300 à 350.000 nouveaux clients d'ici 2015, qui s'élèvent entre 120 et 150 milliards de Fcfa, sont au-dessus des capacités de financements du pays.

Il est donc recommandé d'adopter un objectif, ambitieux mais réalisable, d'atteindre un taux d'électrification de 50% en 2015 au plan national et respectivement 25 et 75% en zones rurales et urbaines. Un tel plan requiert l'électrification de 255.000 nouveaux clients pour un cout total de 90 milliards de Fcfa dont 50 milliards à investir en zones rurales.

Une tarification favorisant l'accès à l'électricité est aussi recommandée. L'analyse des, clients, recettes et tarifs basse tension indique que le prix du kilowattheure doit être augmenté pour tous les clients pour refléter les couts réels de la CEET. Le tarif social du kwh pourra être abandonné au profit d'une baisse ou annulation des frais fixes (entretien et location de compteurs) qui représentent la majeure partie de la facture d'électricité de ces mêmes clients sociaux.

La majeure partie de l'accroissement des ménages électrifiés se fera par connections au réseau interconnecté mais il sera aussi nécessaire de faire appel à des solutions hors-réseau pour lesquelles l'utilisation d'énergies renouvelables est tout particulièrement adaptée. Les principes de base de diverses options utilisant des énergies renouvelables sont donc passés en revue.

Création de l'agence d'électrification du Togo

Pour développer la connexion des zones pauvres et financièrement défavorisées au réseau électrique, il est important de créer une agence nationale de l'électrification rurale et périurbaine. Il est préférable d'intégrer le périurbain des grandes villes, bien que cela appartienne formellement à l'urbain, car la problématique de l'accès des pauvres consommateurs périurbains est très similaire à celle des consommateurs ruraux. Les méthodes utilisées dans l'électrification du monde rural peuvent ainsi aussi faciliter l'électrification périurbaine, dont les enjeux en termes de développement économique et social sont tout aussi importants.

Cette agence peut être créée sous la forme d'un établissement public doté de la personnalité morale et d'une autonomie financière. Ses activités seront régulées par l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE).

Le Fonds national pour l'électrification du Togo

Pour aider l'Agence nationale de l'électrification à mobiliser les fonds nécessaire à la réalisation des projets d'électrification des zones financièrement défavorisées, il convient de mettre en place un Fonds national de l'électrification qui captera les fonds de l'aide publique au développement. Le Fonds pourra être en partie abondé par une taxe, suggérée à 5% et portant sur l'ensemble des kWh MT et BT, qui pourrait générer entre 3 et 4 milliards de Fcfa par an.

Investissements en infrastructures

Il est nécessaire de doter le Togo d'une vision à long terme de développement du réseau électrique national sur l'ensemble du territoire qui indique les besoins en infrastructure de production, de transport et de distribution.

Ce schéma visera plus particulièrement l'approvisionnement (la production et les achats d'énergie électrique), en quantité suffisante pour couvrir entièrement, durablement et à des coûts compétitifs, l'ensemble des besoins des entreprises et des ménages, la distribution et la couverture des pertes. Il procédera d'une large exploration des sources d'énergie possibles et accessibles au Togo, en tenant compte des évolutions technologiques et du potentiel de production d'électricité au plan national et régional. Ce schéma inclura un plan de financement détaillé des investissements à proposer.

Le schéma d'investissement devra également intégrer

- Les actions sur la demande, notamment l'utilisation efficiente de l'électricité ;

- La promotion des énergies renouvelables ;
- Le respect de l'environnement.

Etude tarifaire

Suite à l'étude d'investissement, une étude tarifaire devra conduire à des propositions concernant la nouvelle tarification à mettre en place, notamment :

- les tarifs pour l'électricité vendue aux consommateurs sur le territoire national, différenciés selon les tensions de livraison et selon les caractéristiques de consommation des clients ;
- la tarification des livraisons intermédiaires d'électricité entre les opérateurs ;
- la tarification des ventes d'électricité aux pays voisins ;
- la définition d'un mécanisme d'indexation et de révision périodique des tarifs, en fonction des changements de l'environnement économique (inflation, taux de change, prix des produits pétroliers, des équipements et de tous autres biens et services affectés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité) ;
- La tarification doit couvrir les investissements futurs et prendre en compte l'arrivée du gaz naturel.

Structuration du Code bénino-togolais

Le Code bénino-togolais révisé le 23 décembre 2003 est structuré en trois (03) parties : Législation, Règlement d'application, et Arrêtés d'application.

Cette structuration présente l'avantage d'avoir un document unique constituant la réglementation applicable au regard des activités de la CEB.

Cependant, elle ne favorise pas la flexibilité et la réactivité dont les dispositions réglementaires ont besoin pour assurer leur efficacité. En effet, il serait plus contraignant de suivre les procédures de signature et de ratification de l'accord international pour modifier des dispositions techniques qui peuvent se trouver désuètes à cause notamment des évolutions technologiques. Il est donc possible de rendre le Code bénino-togolais plus efficace en le limitant seulement aux parties législation et règlement d'application.

Création d'un régulateur interétatique

L'adoption du Code bénino-togolais ensemble par la République du Bénin et la République togolaise aboutit juridiquement à la création d'un seul espace. Le fait que la CEB se retrouve hors du champ d'intervention des institutions nationales de régulation nécessite la création d'un régulateur ayant pour rôle de définir des règles communes applicables au secteur de l'électricité des deux pays.

Le régulateur interétatique pourra avoir le statut juridique d'un organisme public à caractère international doté d'une personnalité morale lui permettant de disposer d'un patrimoine propre. Comme l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO (ARREC), il doit bénéficier d'une indépendance totale, par rapport aux autorités politiques des deux Etats et aux organes de la CEB, pour définir les normes applicables au secteur de l'électricité.

Le régulateur interétatique doit être composé des membres des autorités nationales de régulation du secteur de l'électricité. Cela permettra d'une part, d'éviter des discordances entre les règles nationales et les normes applicables à la CEB ; d'autre part, la coopération poussera naturellement les deux régulateurs à adopter les mêmes règles dans leur pays respectif.

1. Introduction

Cette étude est une étude exploratoire de l'ensemble du secteur électrique effectuée. Cette étude a permis de discerner des axes d'amélioration qui devront être étudiés plus en détail dans le cadre d'un schéma directeur (consommation, production, transport, distribution), ou d'une étude tarifaire par exemple.

1.1 Rappel des termes de référence de l'étude

Dans les travaux réalisés, il s'agira d'apporter des réponses aux besoins spécifiques décrits dans les termes de référence :

- Une meilleure coordination des structures étatiques (DGE, ARSE) avec celle des sociétés d'électricité à savoir la CEET et la CEB ainsi que les producteurs indépendants existants et potentiels ;
- La mise en exergue/évidence des activités de (s) l'organe(s) de régulation du sous secteur énergie électrique;
- La proposition d'un cadre pour améliorer la performance commerciale et technique de la CEET ;
- La proposition d'un nouveau cadre juridique de la CEET et du code bénino-Togolais de l'électricité de la CEB si besoins.
- L'élaboration de plusieurs variantes de planification des investissements avec le choix de la variante optimale avec son coût approximatif ;
- La recherche de la meilleure formule de gestion des opérations en vue de réduire le coût de revient de l'énergie électrique
- La vulgarisation de l'utilisation de l'énergie électrique dans les habitations, l'augmentation du taux d'accès à l'électricité et proposer des objectifs physiques en matière d'électrification rurale ;
- La proposition de nouvelles sources d'énergie pour la sécurisation de l'approvisionnement en énergie au plan national en tenant compte de l'introduction du gaz naturel par le projet du gazoduc de l'afrique de l'ouest en cours de réalisation ;
- L'estimation approximative du coût de réhabilitation des réseaux existants.

1.2 Présentation du rapport final

La version provisoire du rapport final a été envoyée au bénéficiaire pour commentaires. Ceux-ci, ainsi que le rapport, ont été discutés lors d'un séminaire à Lomé le 15 Novembre 2010. Le rapport présenté ici est donc la version finale du rapport, incluant les commentaires des différentes arties prenantes.

Ce rapport est structuré en 10 chapitres :

- Résumé

- Organisation du secteur électrique
- Intégration du secteur électrique togolais dans le marché régional
- Amélioration de l'exploitation
- Evaluation de l'équilibre offre demande
- Cadre juridique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité au Togo
- Accès à l'électricité et électrification rurale
- Investissements en infrastructures
- Environnement
- Chronogramme des principales actions

2. Rôle de la DGE dans le secteur électrique

2.1 Rappel de la structure d'un système électrique

On appelle communément « système électrique » l'ensemble des installations électriquement interconnectées qui assure la livraison, à tous les utilisateurs d'électricité, des kilowattheures produits à partir de sources d'énergie primaire telles que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, l'énergie éolienne, l'énergie solaire directe.

Il est traditionnel de distinguer, au sein d'un système électrique, trois étages aux fonctions différentes s'articulant entre elles (figure 1).

1. Le premier étage est celui de la **production** de l'électricité qui sera livrée aux consommateurs. Il est constitué par les usines, souvent appelées « centrales », qui convertissent en kilowattheures les énergies primaires, véritables sources de l'énergie consommée par les utilisateurs d'électricité.

2. Le deuxième étage est celui du réseau de **transport et d'interconnexion** auquel sont raccordées les usines de production. Cet étage assure la mise en commun et la répartition sur un très vaste territoire de toute l'électricité qui y est produite. Le réseau de transport et d'interconnexion est le véritable nœud du système électrique. Il peut être à l'échelle d'un continent tel que l'Europe ; dans le cas européen, ou d'une région dans le cas de l'Afrique de l'Ouest.

3. Le troisième étage est celui des réseaux de **distribution**. En effet, un réseau de transport et d'interconnexion peut desservir directement certains très gros utilisateurs d'électricité. Mais des réseaux intermédiaires sont nécessaires pour desservir les millions et dizaines de millions de consommateurs, industriels ou domestiques, qui ont besoin de puissances se chiffrant en kilowatts et mégawatts, et non en dizaines ou centaines de mégawatts. De nombreux réseaux de distribution, alimentés chacun séparément par le réseau de transport, assurent le convoyage de la puissance électrique et son émiettement vers la multitude de ses utilisateurs.

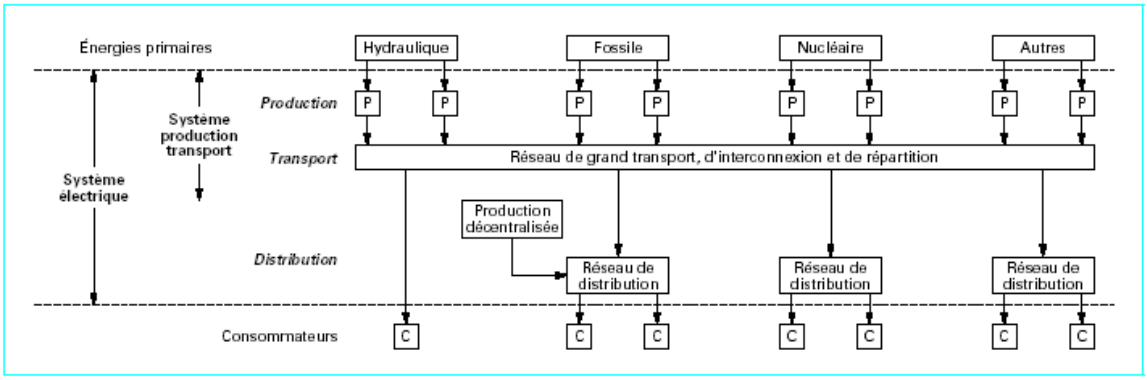


Figure 1: Schéma de principe d'un système électrique

2.2 Conduite d'un système électrique

Un système électrique « production, transport et distribution » est donc une immense usine qui utilise des énergies primaires et les transforme de façon telle qu'elle les met instantanément, et sous une forme particulièrement commode, à la disposition d'utilisateurs.

Une telle usine a besoin d'être bien gérée (en gros, il s'agit ici du choix à chaque instant des énergies primaires et modes de conversion les plus économiques) afin d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation à tout instant **(équilibre production consommation).**

Les dimensions de « l'usine », la diversité de ses exploitants en font un difficile problème d'organisation et de technique. Il faut donc définir le partage des rôles et responsabilités entre les nombreux acteurs concernés et définir les relations commerciales entre les acteurs **(tarification)**.

2.3 Les cycles décisionnels d'un système électrique

L'objectif d'un système électrique est donc de satisfaire la demande au moindre coût, tout en assurant une qualité de service convenable à sa clientèle. Pour optimiser l'équilibre production / consommation d'électricité une étroite coordination entre les aspects production, transport, distribution est indispensable et est recherchée à chaque instant tout en assurant l'équilibre production/consommation et de procéder aux règlements financiers correspondants en fonction de la tarification. La rationalité conduit à séparer dans le temps les différentes approches du problème pour ne prendre les décisions irréversibles que le plus tard possible afin de tenir compte des dernières informations disponibles :

- Horizon Très long terme (15-30 ans)
  - Demande Analyse des tendances lourdes de la demande
  - Production Choix des filières (nucléaire, gaz, charbon, solaire, éolien..),
  - Transport Normalisation des matériels. Structures de réseaux
  - Distribution Normalisation des matériels. Structures de réseaux
  - Tarification Détermination des coûts marginaux
- Long terme (5 à15 ans)
  - Prévisions de demande
  - Décisions de construction des centrales
  - Décisions de construction des lignes, postes THT…

  - Décisions d'investissement des postes-sources et ossatures
  - Grilles tarifaires. Options tarifaires
- Moyen terme (2-5 ans)
  - Prévisions de demande
  - Construction centrale
  - Gestion prévisionnelle du système de production-transport:
  - Entretien des centrales, achat de combustibles…
  - Renforcement des réseaux à moyenne et basse tensions
  - Ajustement des tarifs par paliers
- Court terme (Inférieur à 2 ans, mois, semaine, jour)
  - Affinement progressif des prévisions
  - Gestion à court terme du système de production-transport : déstockages hydrauliques, appel aux centrales thermiques…
- « Temps réel »
  - Suivi des aléas de demande
  - Ajustement en temps réel de la production.
  - Gestion des incidents affectant les centrales ou le réseau

Fonction	Equilibre offre/ demande	Production	Transport	Distribution	Tarification
Horizon Très long terme (15 à 30 ans)	Analyse des tendances lourdes de la demande	Choix des filières.	Normalisation des matériels. Structures de réseaux	Normalisation des matériels. Structures de réseaux	Détermination des coûts marginaux
Long terme (5 à 15 ans)	Prévisions de demande Schéma directeur (Production, Transport)	Construction des centrales	Décisions de construction des lignes, postes THT…	Schéma Directeur Distribution, Décisions d'investissement des postes-sources et ossatures	Grilles tarifaires. Options tarifaires
Moyen terme (2 à 5 ans)	Prévisions de demande Gestion prévisionnelle du système de production-transport	Construction des centrales Entretien des centrales, achat de combustibles	Renforcement des réseaux à haute tension, Programme de maintenance	Renforcement des réseaux à moyenne et basse tensions, Programme de maintenance	Ajustement des tarifs par paliers
Court terme (inférieur à 2 ans : mois, semaine, jour)	Affinement progressif des prévisions Gestion à court terme du système de production-transport				Mise en œuvre des options tarifaires
« Temps réel »	Suivi des aléas de demande Ajustement en temps réel de la production. Gestion des incidents affectant les centrales ou le réseau	Gestion des incidents	Gestion des incidents	Gestion des incidents	

Répartition des responsabilités :

Ministère | Distribution | Transport/Dispatching | Producteurs | Régulation

2.4 Organisation actuelle de la DGE

La Direction Générale de l'énergie (DGE) est une Direction du Ministère des Mines et de l'Energie (MME) dont les attributions et l'organisation sont définies dans l'article 27 du décret N° 2005-093. La Direction de l'Energie est chargée de :

- Proposer les éléments de politique énergétique du pays ;
- Elaborer et mettre en œuvre les programmes d'investissement définis en matière d'énergie ;
- Susciter les initiatives d'origine publique et privée ayant pour but la promotion du secteur de l'énergie au Togo ;
- Elaborer et proposer la législation, la réglementation et les normes relatives à l'énergie ;
- Initier et élaborer, en liaison avec les structures compétentes, le plan énergétique national ;
- Exercer la tutelle sur toutes les entreprises publiques du secteur de l'énergie ;
- Proposer une politique d'économie d'énergie et veiller à l'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- Contrôler :
  - La fiabilité des sources d'énergie ;
  - La qualité des différentes formes d'énergie et leur utilisation rationnelle ;
  - La sécurité des moyens de production, de transport de stockage et de distribution de toutes les formes d'énergie.

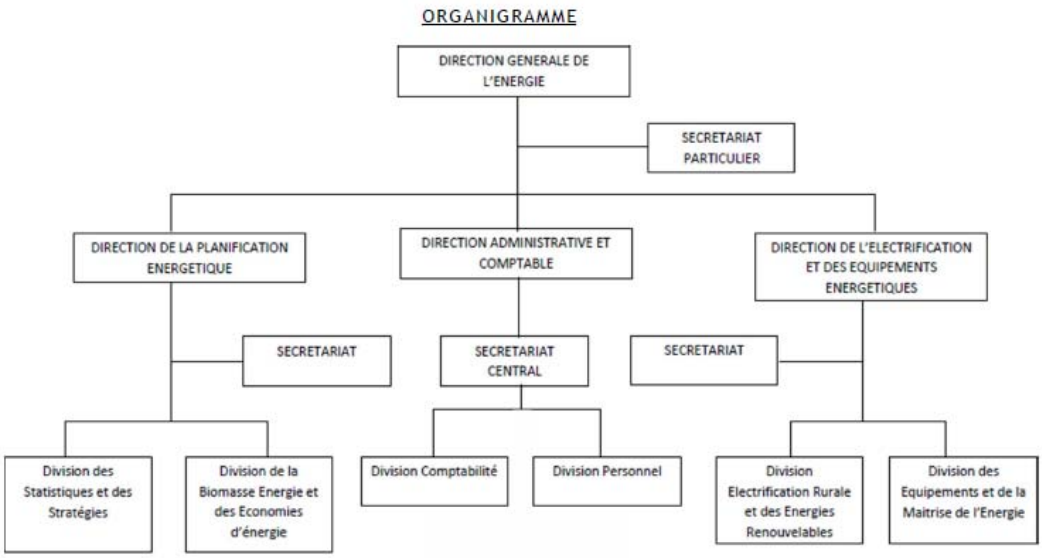
La direction de la planification énergétique (Art 29) est chargée de:

- Veiller à la sécurité de l'approvisionnement du pays en énergie ;
- Etudier et proposer les moyens propres à satisfaire les besoins en énergie de l'ensemble des activités du pays en veillant particulièrement à la continuité et à la sécurité des approvisionnements dans des conditions économiques satisfaisantes pour la collectivité ;
- Faire l'inventaire des potentialités énergétiques
- Gérer la banque de données énergétiques et établir les bilans énergétiques du pays ;
- Identifier, étudier et initier le développement des ressources énergétiques nationales ;
- Veiller à la promotion des énergies renouvelables et à l'utilisation rationnelle des énergies de la biomasse ;
- Etudier et proposer toute mesure visant la substitution de l'énergie de la biomasse par d'autres formes d'énergie.

La direction de l'électricité et des équipements énergétiques (Art. 31) est chargée de :

- Participer à l'élaboration de la politique en matière de promotion de l'électricité et à l'orientation des choix d'équipement;
- Veiller à la mise en œuvre des programmes d'équipement électrique ;
- Veiller à la conservation des équipements énergétiques, propriété de l'Etat ;

- Effectuer toutes études et tous contrôles techniques des installations énergétiques relevant de la compétence de l'Etat ;
- Contrôler, en rapport avec tous les services compétents :
  - la fiabilité des sources et des installations électriques du pays ;
  - la sécurité des moyens de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique ;
- Définir et proposer toute mesure d'incitation pour les économies d'énergie et la vulgarisation des techniques et technologies éprouvées ;
- Assurer une activité de conseil en énergie auprès de l'administration, des collectivités locales et de tout promoteur,
- Veiller au respect des règles fixées par l'administration en matière d'énergie.



Remarque :

- Les divisions de la Direction de la Planification comprennent 2 ingénieurs et 2 techniciens supérieurs.
- Les divisions la Direction de l'Electrification et des Equipements Energétiques comprennent 2 ingénieurs et 2 techniciens supérieurs.
- La création d'une Direction Administrative et Comptable est une proposition de la DGE (ces services sont aujourd'hui assurés par la direction des affaires communes du Ministère)

2.5 Recommandations

Le secteur gazier est appelé à avoir une part prépondérante dans la production d'énergie électrique au Togo et dans la sous-région. La disponibilité du gaz au Togo constitue un enjeu majeur et une condition nécessaire pour la fin des délestages et pour la production d'énergie électrique bon marché.

Aujourd'hui le gazoduc peut faire transiter au max. 174 MMPC/jour qui doivent permettre de produire environ une puissance électrique totale d'environ 700 à 900 MW pour les 3 pays : Togo, Ghana, Bénin. A terme il est possible d'augmenter le transit de gaz dans le gazoduc à 474 MMPC/jour soit une puissance électrique de 2000 MW à 2500 MW pour la sous-région en fonction des technologies retenues pour la production d'électricité (TAG cycle ouvert ou cycle combiné, moteurs…).

Compte tenu des incertitudes sur la livraison de gaz par le Nigéria en qualité et en quantité, et compte tenu des risques d'avarie ou de sabotage pouvant affecter les livraisons liées au Gazoduc, il est conseillé de diversifier les sources d'énergie primaire, le charbon parait être une alternative qui mérite d'être étudiée (voir le chapitre qui traite des alternatives de production).

Il est donc conseillé de créer une division « gaz et charbon » au sein de la DGE plus particulièrement en charge du :

- suivi des activités liées aux importations de gaz et aux activités liées au gazoduc ;
- suivi des activités liées à l'importation de charbon et à son utilisation pour la production d'électricité.

3. Intégration du secteur électrique togolais dans le marché régional

3.1 Contexte régional

3.1.1 Protocole sur l'énergie de la CEDEAO

Les Etats membres de la CEDEAO ont signé en 2003 le Protocole A/P4/1/03 sur l'Energie de la CEDEAO dont l'objet est défini dans l'article 2 ci-dessous :

« Le présent Protocole établit un cadre juridique destiné à promouvoir une coopération à long terme dans le domaine de l'énergie, et fondé sur la complémentarité et les avantages mutuels en vue d'augmenter l'investissement dans le secteur de l'énergie et de développer le commerce de l'énergie dans la région de l'Afrique de l'Ouest ».

Le Protocole vise à:

- Garantir un libre échange de l'énergie, des équipements et produits énergétiques entre les Etats Membres ;
- Définir des règles non discriminatoires pour les échanges et le règlement des conflits ;
- Protéger les investissements privés, et assurer la protection de l'environnement et le développement de l'efficacité énergétique.

Dans l'article 3 relatif aux marchés internationaux, il est stipulé que :

« *Les Parties Contractantes œuvrent en vue de promouvoir l'accès aux marchés internationaux des matières et produits énergétiques et des équipements liés à l'énergie à des conditions commerciales et, de manière générale, de développer un marché ouvert et concurrentiel de l'énergie.* ».

L'article 6 du Protocole A/P4/1/03 sur l'Energie de la CEDEAO indique également :

« *Les Parties Contractantes sont d'accord que l'accès ouvert aux sources de production et aux équipements du transport de l'énergie électrique encourage les investissements dans la production et la distribution et, en conséquence, favorise la concurrence dans ces sous secteurs électriques, ce qui amène la diminution des coûts d'électricité. Par conséquent, les Parties Contractantes se sont mises d'accord pour assurer l'accès ouvert, sans discrimination aucune, aux sources de production et équipements de transport qui se trouvent dans leurs zones respectives aux autres Parties Contractantes et à tout autre investisseur.* »

La création d'un marché régional avec l'accès des tiers au réseau est donc clairement exprimée au niveau régional de la CEDEAO.

3.1.2 ARREC

L'ARREC qui est une Institution Spécialisée de la CEDEAO a été créée lors de la trente-troisième session ordinaire de la conférence des chefs d'Etat et de gouvernement à Ouagadougou le 18 janvier 2008. Dans l'article 19 du règlement C/REG.27/12/07 portant composition, organisation, attributions et fonctionnement de l'ARREC (15 décembre 2007) :

« *Les Etats signataires conviennent que l'organisation du marché régional est fondée sur les principes suivants :*

- le libre échange entre les États Membres dans un cadre concurrentiel et compétitif;
- l'application de règles non discriminatoires dans les échanges et le règlement des conflits ;
- la protection et la promotion des investissements privés;
- la protection de l'environnement et la promotion de l'efficacité énergétique.

Dans le cadre de l'application de ces principes, et tenant compte du niveau inégal de développement et de la diversité de l'organisation des systèmes électriques des Etats membres, les Etats signataires s'engagent à favoriser :

- l'interconnexion à terme de tous les Etats membres ;
- !e libre transit de l'énergie électrique entre les Etats membres en assurant un accès au réseau non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix ;
- l'introduction progressive d'un marché régional de gros d'électricité dans un cadre concurrentiel, ouvert et compétitif ;
- l'adaptation des règles d'exploitation, de sécurité et de tarification du transport permettant les échanges transfrontaliers d'électricité ;
- …. »

La création d'un marché régional de gros d'électricité dans un cadre concurrentiel, ouvert et compétitif avec l'accès des tiers au réseau est donc clairement exprimée au niveau régional de la CEDEAO.

3.1.3 UEMOA

L'Union Économique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA), créée à Dakar en 1994, regroupe 8 États Membres :Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Guinée Bissau, Mali, Niger, Sénégal, Togo.

Dans la Décision de Septembre 2009, N°06/2009/CM/UEMOA portant adoption de la stratégie de l'UEMOA dénommée « Initiative régionale pour l'énergie durable » (IRED) et son annexe « Stratégie de résolution durable de la crise de l'énergie électrique dans les états membres de l'UEMOA : initiative régionale pour l'énergie durable (IRED) » datés, l'UEMOA affirme son ambition d'accélérer l'émergence d'un marché régional d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest

En particulier, le troisième axe de la stratégie[1] vise à accélérer l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest, en ligne avec les objectifs du WAPP (EEEOA). Pour cela, l'environnement institutionnel et réglementaire du secteur doit être amélioré avec :

- la mise en place de conditions d'un marché d'échanges d'énergie attractif pour l'investissement privé, à travers la mutualisation des marchés de petite taille dans le cadre du WAPP ;

[1] Décision de Septembre 2009, N°06/2009/CM/UEMOA det son annexe

- l'harmonisation des cadres institutionnels et réglementaires du secteur électrique des Etats membres de l'UEMOA et la mise en place d'un cadre régional propice au développement des partenariats publics-privés
- l'encouragement et la promotion de partenariats publics – privés permettant de mobiliser à la fois des financements privés et concessionnels la mise en œuvre de réformes institutionnelles garantissant une amélioration de la gouvernance des sociétés d'électricité et de la performance du secteur
- la restructuration des sociétés d'électricité et éventuellement le dégroupage des métiers de la chaîne de valeur opérationnelle du système électrique (production – transport – distribution) et le développement de l'accès aux tiers.
- L'émergence de structures de régulation du secteur indépendantes et disposant d'une autorité suffisante en matière d'arbitrage et de gestion des litiges et conflits, ainsi qu'une coordination renforcée entre les structures nationales de régulation et l'autorité de régulation régionale du WAPP avec une claire définition des rôles et responsabilités de chaque structure.
- Le renforcement des dynamiques de coopération régionale permet d'optimiser l'utilisation des ressources primaires pour la génération d'électricité. Cette dynamique régionale facilite la multiplication des projets à caractère régional, accélère l'unification du marché régional et l'accès des réseaux aux tiers.

La création d'un marché de gros d'électricité entre les états membres dans un cadre concurrentiel, avec l'accès des tiers au réseau et avec des structures de régulation indépendantes est donc également exprimée par l'UEMOA.

3.1.4 Et les autres systèmes de la CEDEAO

Il faut noter que certains pays de la sous région, ont commencé la restructuration de leur secteur électrique depuis de nombreuses années : Nigéria, Ghana, Côte d'Ivoire, Mali, sénégal…. Comme exemple de restructuration, on trouve ci-dessous la description du secteur ivoirien.

En 1990, le Gouvernement ivoirien a pris la décision de concéder l'exploitation du service public de l'électricité à la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE).

De 1994 à 1998, avec l'amélioration des résultats de la CIE et la forte croissance de la demande d'électricité, le premier producteur indépendant (CIPREL) a été autorisé. Il sera suivi par un second (AZITO Énergie).

Par décret N° 98.725 du 16 décembre 1998 et ses textes subséquents, l'État a restructuré le cadre institutionnel du secteur de l'électricité par la création de trois sociétés d'État que sont l'ANARE, la SOGEPE et la SOPIE

- Le Ministère des Mines et de l'Énergie assure la tutelle technique du secteur de l'électricité et a pour mission la définition de la politique énergétique, le suivi de sa mise en œuvre.
- La Direction de l'Énergie (DE) assure l'interface entre le Cabinet du Ministre et les structures sous-tutelle du secteur de l'électricité. Elle joue un rôle de superviseur et de contrôle des activités. Elle initie, propose des programmes de développement.
- L'Autorité Nationale de Régulation du Secteur Électrique (ANARE) a pour mission le suivi du respect de la réglementation et des conventions, l'arbitrage des conflits entre les acteurs du secteur, et enfin la protection des intérêts des usagers. Elle donne son avis sur les autorisations d'exploiter et sur les textes réglementaires en matière d'énergie électrique.

- La Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE) est chargée d'assurer le suivi de la gestion des mouvements d'énergie électrique, ainsi que la maîtrise d'oeuvre des travaux revenant à l'État en tant qu'autorité concédante. Elle assure également le suivi du patrimoine et le contrôle technique du service concédé conformément aux conventions signées avec l'ANARE
- La Société de Gestion du Patrimoine du Secteur Électrique (SOGEPE) assure la gestion des actifs du secteur appartenant à l'État et veille à l'équilibre financier du secteur. Plus spécifiquement, elle veille à la sauvegarde des actifs de l'État par le suivi des immobilisations et la gestion comptable et financière des investissements à la charge de l'État dans le secteur. Elle perçoit les redevances dues par le concessionnaire du service public, assure leur comptabilisation et leur suivi financier. La SOGEPE tient les comptes consolidés du secteur.
- La Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) est depuis 1990, le concessionnaire du service public de l'électricité ;
- Les producteurs indépendants : les deux opérateurs privés (CIPREL) et AZITO Énergie.

3.2 Préparation du secteur à l'arrivée du marché régional

3.2.1 Introduction

Dans la vision des instances régionales de la CEDEAO (EEEOA, ARREC), la création d'un marché régional libre est clairement exprimée. Cette création de marché régional est également supportée par l'UEMOA. De plus les pays voisins comme le Ghana, le Nigéria, la Côte d'Ivoire ont mis en place les réformes institutionnelles pour préparer leur intégration dans le marché régional. La mise en service de la dorsale côtière 330 kV développera les possibilités d'échanges physique entre le Togo et ses partenaires régionaux.

Sans préjuger de la structure de marché qui va être définie au niveau de la CEDEAO, il est très probable que la création d'un marché régional de gros d'électricité dans un cadre concurrentiel, ouvert et compétitif aura à terme les caractéristiques suivantes :

- Une société de la CEDEAO qui est impliquée dans la production d'électricité aura la possibilité de vendre de l'énergie à différents acquéreurs de la CEDEAO sur une base concurrentielle. Le producteur ne sera pas contraint de vendre toute sa production d'énergie à une société de distribution et ne sera pas obligé de vendre toute sa production à des prix réglementés.
- Une société de distribution ou un gros client de la CEDEAO (appelé client éligible) aura l'opportunité d'acheter de l'énergie auprès de différents producteurs de la CEDEAO sur une base concurrentielle. La société de distribution ou le client éligible ne sera pas contraint d'acheter toute son énergie auprès d'un seul producteur ou d'un «acheteur unique» même si c'est à des prix réglementés.
- L'accès des tiers au réseau sera garanti pour tous ces fournisseurs et clients éligibles.

Il est donc nécessaire au Togo d'anticiper et de se préparer à l'arrivée de ce marché. Devant l'incertitude du planning et de la structure de marché qui sera retenue par les instances régionales, il est proposé dans une première étape à minima de préparer les acteurs à la mise en place de ce marché régional.

3.2.2 Restructuration institutionnelle

Objectif

Il faut réorganiser le secteur en créant les conditions institutionnelles pour la mise en place d'acteurs de marché, il faut :

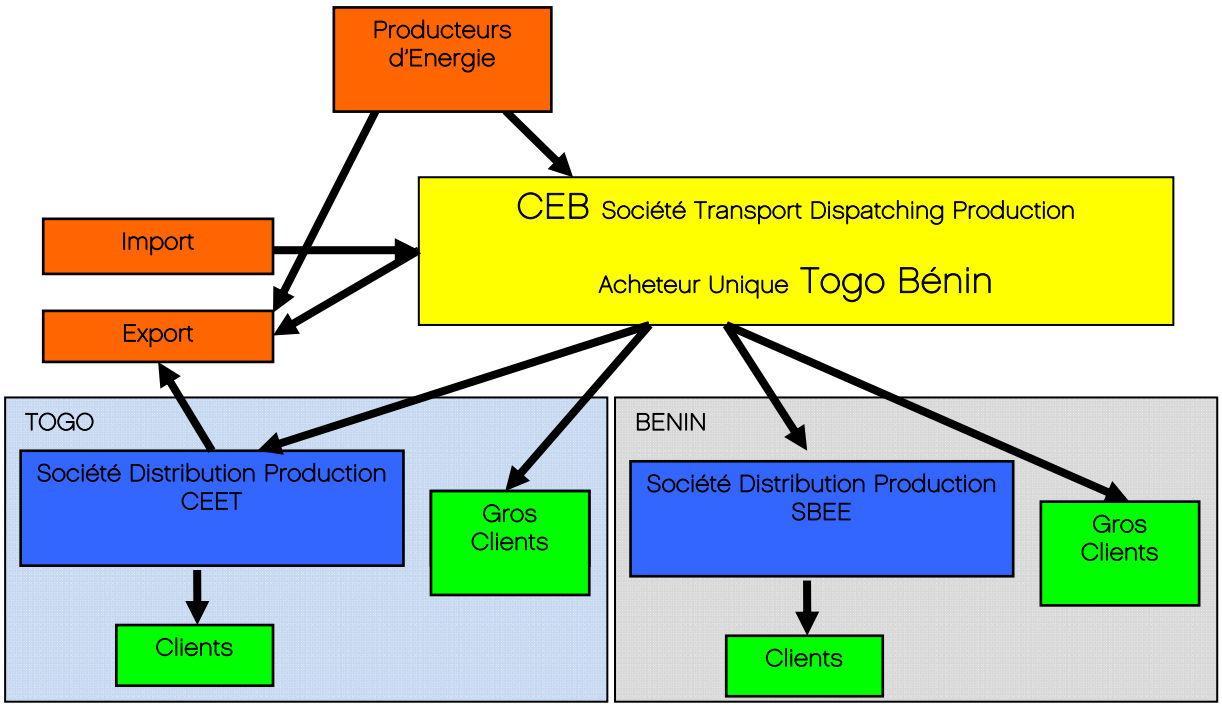
- Des Clients éligibles en HT et MT : Catégories de distributeurs et d'usagers autorisés à conclure des Conventions de fourniture d'électricité directement avec des producteurs ou des fournisseurs ;
- Des Producteurs: Production d'électricité assurée par un producteur qui n'assure pas les fonctions de transport et de distribution d'électricité sur le territoire couvert par le réseau où il est installé et dont la seule fonction est de vendre et de livrer de l'électricité aux clients éligibles ;
- Un Gestionnaire de Réseau de Transport qui sera aussi l'opérateur du dispatching ;
- Des sociétés de distribution[2] ;
- Un organisme de régulation indépendant.

Rappel de la structure définie par la loi

Selon les textes et lois en vigueur au Togo et les accords binationaux Togo-Bénin :

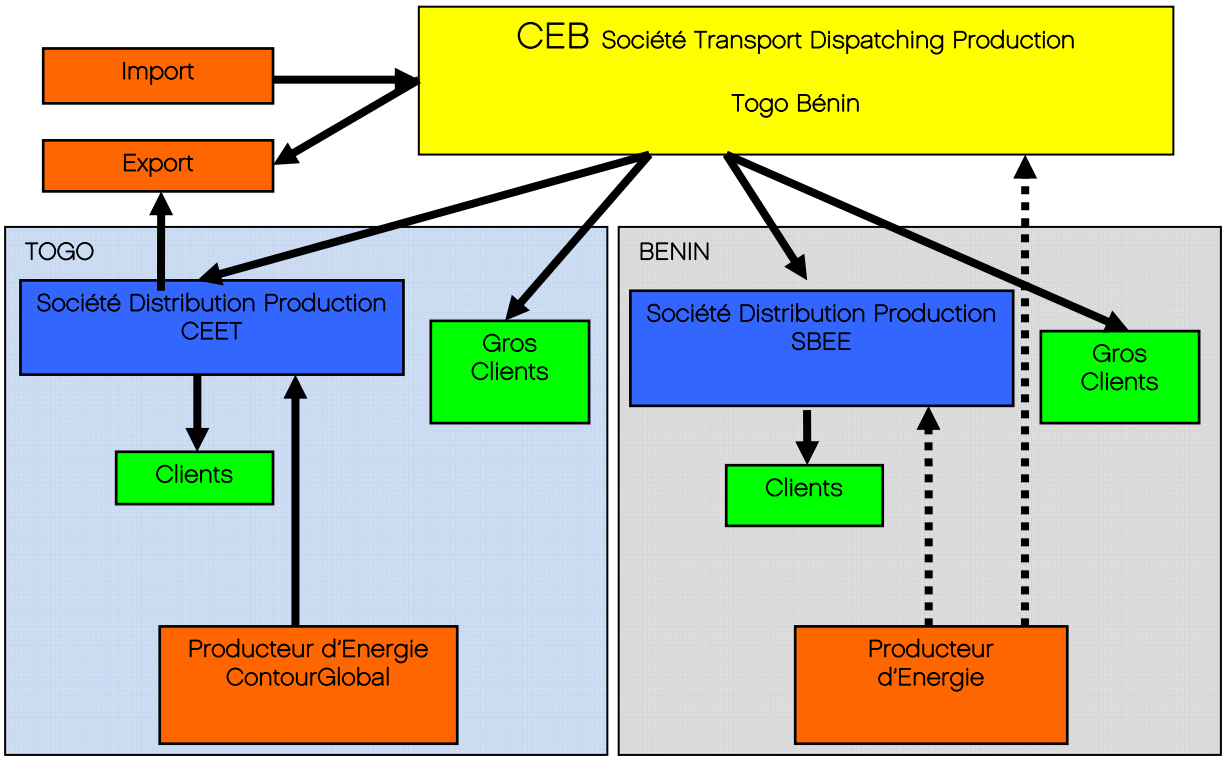
- La CEB est le transporteur pour les deux états, et possède également des actifs de production. La CEB n'a plus le monopole de production depuis la révision du code bénino-togolais de l'électricité en 2003,
- La CEB est l'acheteur unique pour la production sur le territoire togolais et béninois,
- Les tarifs de vente de la CEB sont réglementés (aux sociétés de distribution et aux gros clients)
- La CEB a le monopole d'importation (tarifs négociés entre les parties)
- Conformément à l'article L6 du code bénino-togolais de l'électricité, l'activité d'exportation peut être faite par la CEET et par tout Producteur régulièrement installé sur le territoire du Togo ou du Bénin. Au Togo pour être producteur/fournisseur d'énergie au sens de la Loi il faut avoir une concession de production.

[2] Dans le futur, les sociétés de distribution peuvent être transformées en Gestionnaire de réseau de distribution avec des acteurs en charge de la commercialisation de l'énergie électrique.



Rappel de la situation actuelle

Afin de faire face au déficit d'énergie électrique qui perdure depuis 2006, les autorités politiques du Bénin et du Togo ont autorisé, à titre exceptionnel et avec l'accord de la CEB, des producteurs indépendants à conclure des contrats d'achat d'énergie électrique avec le distributeur national au Togo (CEET) et avec le distributeur national au Bénin (SBEE) ou la CEB pour le Bénin. Ainsi au Togo le producteur indépendant ContourGlobal Togo SA a contracté directement avec la CEET pour une puissance d'environ 100 MW.

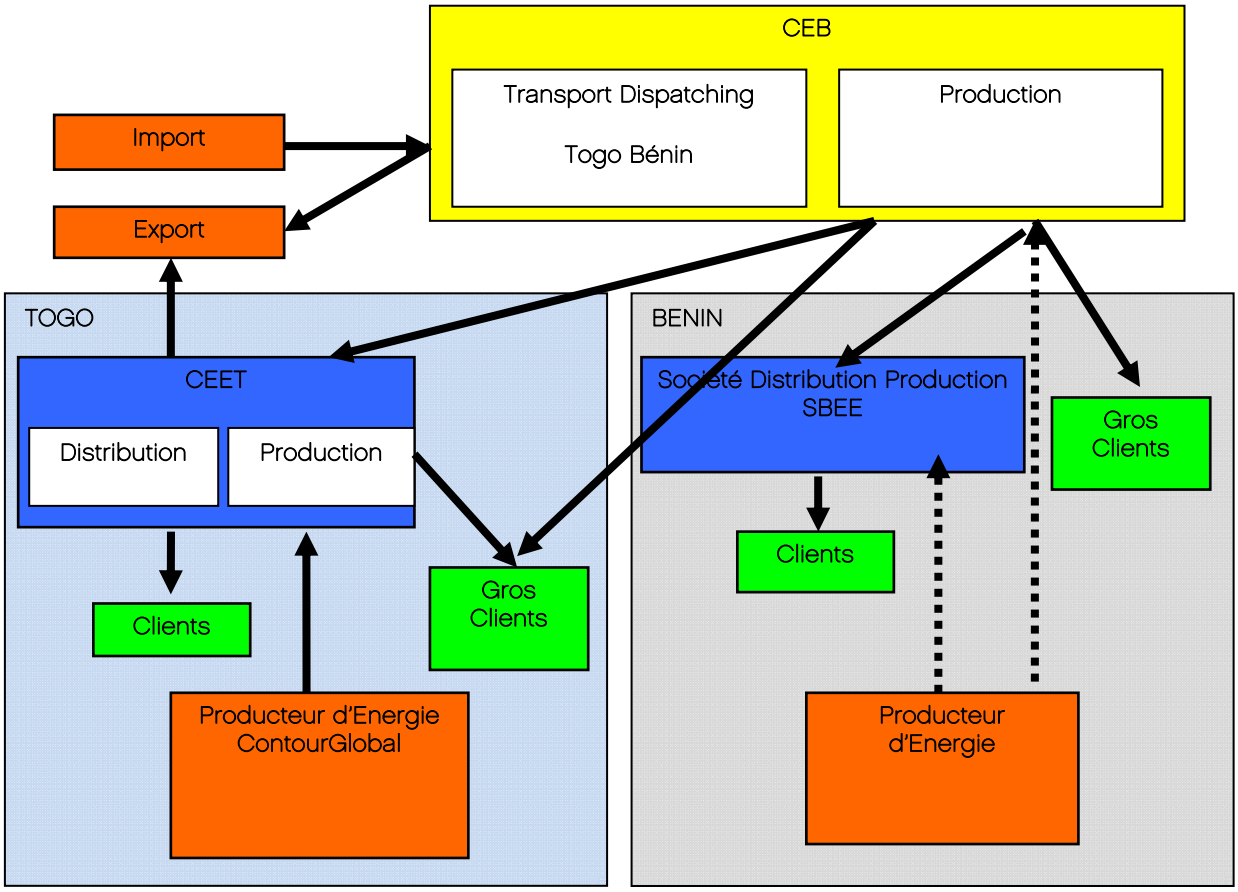


Phase de restructuration

Pendant cette phase transitoire, il faut non seulement préparer le secteur électrique à son intégration dans le marché régional mais également créer l'environnement nécessaire à encourager la participation du secteur privé.

Les grandes lignes en sont les suivantes:

- Suppression du rôle d'acheteur unique pour la CEB (ce rôle d'acheteur unique est contraire à l'idée même de marché et ne favorise pas l'arrivée de producteurs indépendants comme l'a démontré l'affaire ContourGlobal) ;
- Pour les projets déjà développés ou qui seront développés par les deux Etats (Nangbeto, Adjarala ou autres…). la CEB sera l'acheteur privilégié.
- Les auto-producteurs auront le droit de négocier leur surplus de production avec la CEB ou la CEET ;
- Les activités d'exportation resteront autorisées pour la CEB, la CEET et les producteurs ;
- Les activités d'importation resteront à la CEB ;
- Les clients industriels MT actuels de la CEB seront transférés à la CEET avec tarifs régulés ;
- Séparation comptable des activités de production et de transport de la CEB ;
- Séparation comptable des activités de production et de distribution de la CEET.

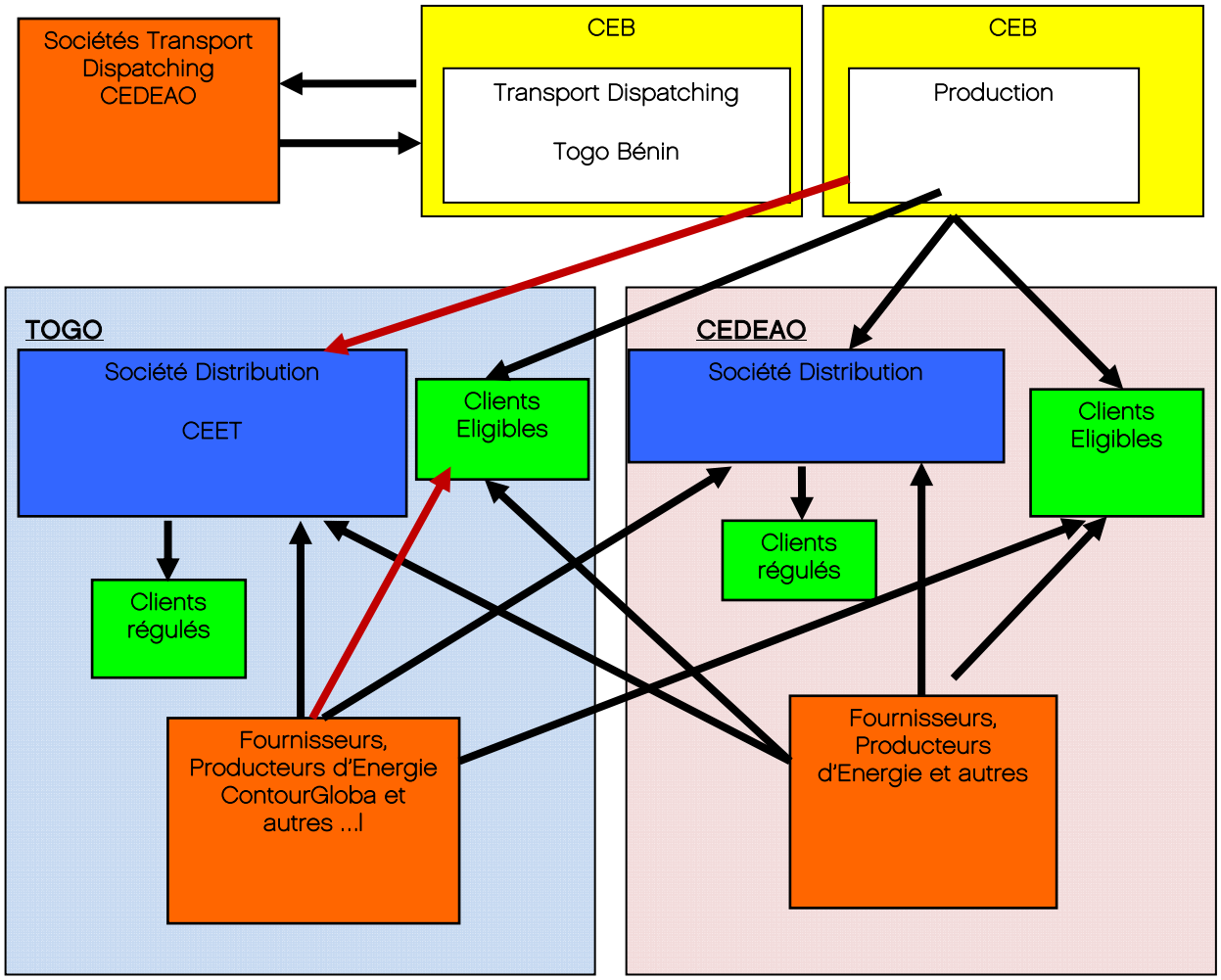


Phase suivante : intégration dans le marché régional

A la création du marché régional, les acteurs sur le territoire togolais seront les suivants :

- La CEB propriétaire du réseau de transport et Gestionnaire du Réseau de Transport pour le compte des deux Etats;
- La CEB propriétaire d'actifs de production et exploitant de moyens de production pour le compte des deux Etats (division de la CEB ou filiale ou autre société);
- La CEB propriétaire et exploitant du dispatching de transport ;
- La CEET propriétaire du réseau de distribution et gestionnaire du réseau de distribution ;
- Des fournisseurs (Producteurs indépendants comme ContourGlobal et autres traders ;
- Tout fournisseur appartenant à la CEDEAO

En fonction de la structure de marché qui sera retenu par les instances de la CEDEAO, il pourra être mis en place un opérateur de marché au niveau régional afin de gérer les contrats bilatéraux entre fournisseurs et acheteurs (mise en place d'une procédure pour traiter, les écarts entre contrats bilatéraux et leur réalisation).



3.3 Ce qu'il convient de faire au Togo

3.3.1 Séparation comptable

Introduction

Dans le cas de la mise en place de marché libre de l'électricité, la dissociation comptable des entreprises électriques est un préalable qui s'impose à tous les opérateurs intégrés. Elle consiste à isoler comptablement les bilans et les comptes de résultat des activités de production, de transport et de distribution. Ces comptes séparés doivent être tenus comme si « les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence ». La bonne application des règles de dissociation comptable revêt donc une importance particulière dans la mesure où elle constitue un instrument permettant de s'assurer de l'absence de discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence. Essentiel en matière de transparence, l'établissement de comptes dissociés est également un préalable à la détermination du niveau des charges que les tarifs doivent couvrir notamment en ce qui concerne le tarif d'accès aux réseaux. Les principes de dissociation comptable à partir desquels sont établis les comptes dissociés, portent sur la définition des périmètres comptables, l'imputation des postes de bilan et des comptes de charges et de produits, les relations financières entre ces activités.

Les opérateurs doivent également tenir des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles. Les comptes de résultat et les bilans de ces différentes activités ainsi que les règles ayant servi à leur élaboration (règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, périmètres comptables des activités et principes déterminant leurs relations financières) doivent être communiqués, chaque année, à l'Autorité de régulation.

Définition des périmètres

Les périmètres comptables sont habituellement les suivants :

- Le périmètre de l'activité de transport correspond à celui du gestionnaire du réseau qui comprend l'ensemble des liaisons du réseau et de ses interconnexions dont la tension est égale ou supérieure à 66 kV.
- Le périmètre de l'activité de distribution recouvre les activités liées à la gestion du réseau de distribution du réseau interconnecté et des réseaux dans les zones non interconnectées.
- Le périmètre de l'activité «Production » inclut l'ensemble des activités liées à la production d'énergie électrique, aux échanges avec l'étranger.
- Les périmètres des activités de "fourniture aux clients éligibles" et de "fourniture aux clients non éligibles" comprennent l'ensemble des activités liées à la commercialisation et à la gestion commerciale respectivement de la clientèle éligible et de la clientèle non éligible.
- Le périmètre des « autres activités » recouvre l'ensemble des activités exercées en dehors du secteur de l'électricité.

Remarque : La séparation comptable où seule la comptabilité des activités de transport est séparée des autres activités peut être complétée par :

- La séparation organisationnelle (ou « fonctionnelle ») : au sein d'une même entreprise, les activités de transport sont gérées au sein d'une entité spécifique et des règles de fonctionnement garantissent une égalité de traitement des différents utilisateurs de réseau.
- La séparation juridique (ou « structurelle ») : les activités de transport sont gérées par une filiale de l'énergéticien, ce qui permet de rendre encore plus transparentes les relations entre le Gestionnaire du réseau filialisé et l'opérateur historique.

Imputation des postes de bilan et des comptes de charges et de produits

C'est le principe de l'imputation directe qui est le principe directeur. Lorsqu'un élément de l'actif est utile à plusieurs activités, il est imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal. Si un élément ne peut, par nature, être affecté à une activité à titre principal, il est alors réparti entre plusieurs activités selon des règles conformes au principe de non-discrimination et d'absence de subvention croisée. Enfin, lorsque des produits et des charges sont identifiés comme relevant d'une activité à titre principal, ils sont imputés à cette activité, avec une refacturation de produits ou de charges aux autres activités.

Relations financières entre activités

Les relations financières entre activités dissociées font l'objet de protocoles, dont la mise en place est prévue par la loi pour certains d'entre eux (accès aux infrastructures par exemple). Les conditions applicables aux entités dissociées en vertu de ces protocoles doivent être les mêmes que celles qui s'appliquent aux tiers, conformément aux règles de non-discrimination et d'interdiction des subventions croisées entre activités dissociées. A cet effet, lorsque les conditions appliquées aux tiers découlent d'un tarif public (accès aux infrastructures régulées) ou de la réglementation, ces règles publiques constituent le référentiel de règles applicables entre activités dissociées.

3.3.2 Définir l'Accès des Tiers au réseau et les tarifs transport

L'émergence d'un marché électrique concurrentiel suppose bien évidemment que les différents acteurs de ce marché (fournisseurs, consommateurs éligibles, distributeurs…) aient accès au réseau dans des conditions non discriminatoires et suffisamment harmonisées pour permettre une concurrence équitable.

Cela suppose, en particulier, la mise en place, dans chacun des sous-systèmes confiés aux différents Gestionnaires de Réseau, de mécanismes de tarification de l'accès aux réseaux de transport qui, pris dans leur ensemble, doivent répondre à un « cahier des charges » bien précis :

- être transparents et non discriminatoires ;
- permettre le bon fonctionnement des marchés de court terme ;
- permettre la mise en concurrence équitable des producteurs, et plus généralement des fournisseurs, pour l'alimentation de la clientèle finale ;
- couvrir les coûts de fonctionnement du Gestionnaire de réseau, et
- leur donner les moyens de financer les développements nécessaires des réseaux.

La première de ces conditions condamne de fait les systèmes dits « d'accès négocié » et impose que chaque Gestionnaire de Réseau publie des tarifs et un « code d'accès au réseau » s'appliquant sans discrimination à l'ensemble des utilisateurs du réseau.

Dans le cas particulier du Togo-Bénin, la préparation d'une méthodologie et la définition d'un tarif d'accès au réseau est urgente. En effet la CEB se fournissait à plus de 70% d'énergie

d'importation bon marché et revendait cette énergie à ses clients historiques au Togo et au Bénin (CEET, WACEM et SNPT pour le Togo). Suite aux synchronisations sur le réseau de ContourGlobal pour le Togo (puissance installée 100 MW) et de CAI au Bénin (puissance installée 80 MW), le chiffre d'affaires de la CEB va diminuer. Par conséquent, la CEB ne pourra plus couvrir ses coûts de fonctionnement et n'aura plus les moyens de financer son développement, d'où l'urgence de la rémunérer pour ses activités de transport et de dispatching.

On trouvera en Annexe 2, le document « Vers une régulation incitant les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures à améliorer leur productivité et la qualité de service ». Ce document décrit la mise en place d'un mode de régulation incitant les opérateurs du réseau de transport à améliorer leur efficience tant sur le plan de la maîtrise de leurs coûts que sur celui de la qualité de service offerte aux utilisateurs.

3.3.3 Préparation d'un Code Réseau Transport

Il est nécessaire de définir les relations techniques entre les différents acteurs du secteur électrique. Ces règles font l'objet d'un code réseau qui est habituellement préparé par un groupe de travail composé de représentants de tous les acteurs du secteur et présidé par le Gestionnaire de réseau. Les dispositions du code de réseau s'imposent à tous les utilisateurs du réseau public de transport.

Le code réseau devra comporter a minima les clauses suivantes :

Législation et réglementation applicable

Ce chapitre indiquera la législation et la réglementation applicables, y compris les accords sous-régionaux et régionaux (Protocole CEDEAO, réglementation WAPP, etc.), - les entités chargées de l'application du code de réseau, - les autorités responsables de l'interprétation et du contrôle de son exécution.

Définitions

Il faut définir sans ambigüité les termes techniques utilisés.

Droits et obligations du Gestionnaire de réseau

Les principales obligations du Gestionnaire de réseau sont les suivantes :

- obligation de raccordement des acteurs
- obligation d'accès pour des tiers selon des modalités fixées par décret (seuils d'éligibilité, etc.) ;
- neutralité et impartialité des opérations ;
- garantie d'un fonctionnement stable et sûr du système de production / transport ;
- maintenance et adaptation du réseau de façon à lui permettre de conserver ou d'améliorer la sécurité de fonctionnement ;
- planification du développement du réseau en respectant les critères de sécurité et d'économie appropriés.

Des objectifs de performance du réseau sont définis : limites d'excursion de fréquence, de fluctuations lentes de tension, de profondeur et fréquence des à coups de tension, de niveau de perturbations harmoniques, de niveau de fluctuation de la puissance (papillotement ou flicker), …..

Planification du développement du réseau

Le Gestionnaire de réseau élabore et met à jour régulièrement un plan de développement du réseau public de transport à partir des caractéristiques de la demande observées et de ses évolutions prévisibles. Le GRT doit soumettre aux autorités compétentes pour approbation, le plan de développement.

Raccordement au réseau

Les prescriptions techniques générales définissent la limite physique entre les équipements de l'utilisateur et ceux du Gestionnaire de réseau. Elles décrivent des schémas types de raccordement, les informations à fournir au Gestionnaire de réseau par le demandeur.

Des prescriptions techniques spécifiques décrivent le raccordement d'un groupe de production avec les équipements et les performances minimales à respecter, éventuellement différentiées selon les types d'unités :

- Protections en cas de défauts internes et externes ;
- Niveaux de puissance garantis pendant un certain temps dans des conditions anormales de fonctionnement (déviations de fréquence, tensions anormales, etc.)
- Pentes de variation de la puissance en MW/mn ;
- Régulation primaire de la fréquence : puissance seuil pour participer ou non au réglage primaire, bande morte, bande de réglage primaire et vitesse d'ajustement ;
- Régulation secondaire avec la vitesse et le rythme minimaux de variation ;
- Absorption et fourniture de puissance réactive ;
- Capacité de fonctionnement en réseau isolé ;
- Capacité d'îlotage (fonctionnement isolé sur services auxiliaires) ;
- Capacité de redémarrage sans assistance réseau (blackstart);
- Informations à fournir en temps réel au Gestionnaire de réseau.

Conduite et exploitation du système électrique

La conduite du système de production - transport comprend l'ensemble des tâches effectuées par l'Opérateur du système pour la coordination des engagements des producteurs, de l'exploitant du réseau de transport ainsi que des opérations utilisant les interconnexions, telles que programmées avec les Gestionnaires de réseaux transfrontaliers (régime normal, plan de défense et de sauvegarde..) ;

Services système

Les services-système et leur mode de facturation sont décrits :

- Réglage de fréquence (primaire et secondaire) ;
- Réglage de tension ;
- Blackstart ;
- ….

Pour chaque service système, il faut spécifier:

- les obligations de mise à disposition du service système ;

- les modalités d'acquisition du service par le Gestionnaire de réseau ; (service obligatoire, contrat à long terme après appel d'offres …);
- la rémunération du service
- Un modèle de contrat pour chaque type de service système est à annexer au code de réseau.

Mesures et comptages

Les équipements de mesure servent à l'exploitation du système et à la facturation des échanges et de l'utilisation du réseau public de transport. Il faut définir le point de mesure, l'emplacement des comptages, leur nombre et leur propriété, la classe de précision et les performances des compteurs en matière de stockage d'information, etc.

Révision du code de réseau

Le code de réseau comporte des parties stables relatives aux aspects techniques, et des parties liées à l'organisation du secteur, qui est fonction des étapes d'ouverture du marché (accès au réseau public de transport).

L'adéquation des procédures d'exploitation avec les besoins devra donc être évaluée périodiquement afin d'apporter les compléments et les modifications souhaitables, chaque fois que cela s'avèrera nécessaire.

Dispositions transitoires

Des mesures transitoires permettent de passer progressivement de la situation actuelle à celle prévue par le code de réseau. Elles permettent de préciser les délais de mise en œuvre des dispositions du code.

3.3.4 Développement de l'organe de régulation

Introduction

La loi doit définir que l'ARSE est une autorité administrative indépendante dont la mission est de garantir l'accès équitable et transparent des utilisateurs aux réseaux de transport et de distribution d'électricité. L'ARSE doit avoir la compétence pour le règlement des litiges qui concernent l'accès et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Enfin l'ARSE doit un pouvoir de proposition, notamment pour la fixation des tarifs d'accès aux réseaux.

La restructuration du secteur de l'énergie nécessite un régulateur fort afin de réguler les monopoles naturels (transport et distribution) et de garantir la transparence et l'impartialité dans la coordination des différents acteurs.

Afin de mettre en évidence le domaine de compétence et les responsabilités actuelles de l'Autorité de réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE*),* il est proposé d'utiliser un document de benchmarking qui a été préparé en 2004/2005. Ce document basé sur l'expérience européenne présente l'organisation, et les missions que doit avoir une autorité de régulation[3].

En effet, pour aider les organes de régulation et faciliter l'intégration des pays du Sud Est de l'Europe dans le marché européen de l'électricité, il a été décidé de:

---

[3]http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2004/CEER_ECSEEREGULATORYBENCHMARKINGREPORT_08-10-08.PDF

- Préparer un document qui énumère les principes de base qui doivent être suivis pour la mise en place d'une autorité de régulation indépendante et efficace.
- Préparer un questionnaire permettant d'évaluer les missions réalisées et leurs mises en œuvre.

Ce travail a été confié à un Groupe de travail du Conseil des régulateurs d'énergie européens (CEER). Le Conseil des Régulateurs d'Energie Européens (CEER) est une organisation à but non lucratif dans laquelle les 27 régulateurs nationaux d'électricité et de gaz coopèrent volontairement pour protéger les intérêts des clients et faciliter la création d'un marché unique, compétitif, efficace pour le gaz et l'électricité en Europe.

Principes à suivre

Basé sur ce document de la CEER, il a été préparé un résumé des principes d'organisation, des missions souhaitées pour avoir une bonne régulation.

Indépendance

Les expériences européenne et internationale ont prouvées que l'indépendance des autorités de régulation est une condition indispensable à la bonne exécution de leurs missions. Les principes, qui doivent être inscrits et garantis par la législation nationale, incluent :

- l'Indépendance de l'autorité de régulation par rapport aux intérêts du secteur régulé;
- l'Autorité de Régulation doit être une personne morale séparée des Ministères du secteur de l'énergie avec des compétences bien définies et claires ;
- l'Indépendance budgétaire du gouvernement; indépendance fonctionnelle et personnelle ;
- le Processus des nominations doit être basé sur le mérite et impartial
- le Mandat fixe pour les régulateurs;
- les Restrictions à la propriété d'actions ou de valeurs ou d'autres intérêts financiers directs ou indirects dans le secteur de l'énergie qui pourraient causer des conflits d'intérêt ;
- un nombre suffisant de personnel avec une bonne formation scientifique et une bonne expérience professionnelle.

Les bonnes pratiques pour garantir l'indépendance du régulateur doivent également inclure :

- le pouvoir pour l'autorité de régulation de déterminer les montants des versements des concessionnaires afin de satisfaire les besoins budgétaires ;
- le pouvoir de déterminer les pénalités et les incitations applicables aux membres du personnel ;
- le pouvoir de définir les installations, l'équipement et les programmes de formation nécessaires à l'organe de régulation pour accomplir son mandat ;
- la portée des appels des décisions des régulateurs doit être limitée à déterminer si la décision du régulateur est dans le champ de la loi.

Compétences

Les autorités de régulation doivent avoir le pouvoir d'enquêter sur des questions relatives à l'accès à l'information, à l'exploitation du système à la surveillance du marché, à la sécurité d'approvisionnement et à l'impact du secteur de l'énergie sur l'environnement.

Accès à l'information

Les autorités de régulation doivent avoir accès à toute l'information nécessaire pour remplir leurs missions, y compris l'accès aux comptes des acteurs du secteur; le droit de demander et d'obtenir des informations supplémentaires aux entreprises. Les autorités de régulation doivent avoir le pouvoir d'exiger des changements de la comptabilité lorsque l'autorité de régulation estime que les activités (production, transport, distribution) des entreprises ne sont pas suffisamment financièrement séparées.

Sécurité d'approvisionnement

Les organismes de régulation doivent participer au contrôle de l'équilibre production/demande pour les cycles moyen et long terme, des prévisions de demande, des capacités de production planifiées, de la qualité et du niveau de maintenance des réseaux, ainsi que de la mise en œuvre de mesures pour couvrir la pointe de consommation.

Exploitation et surveillance du marché

L'organisme de régulation doit avoir le pouvoir de déterminer la méthodologie pour calculer les tarifs de transmission et de distribution, des tarifs des « marchés d'équilibre » et des services « système ».

En plus de cela, les organismes de régulation doivent avoir les compétences pour s'assurer que les subventions existantes qui sont contraires aux décisions du gouvernement, ne soient pas incluses dans le tarif.

Organisation interne

Avoir les ressources suffisantes pour effectuer efficacement son travail est essentiel pour l'organisme de régulation. À cette fin, l'organisme de réglementation doit avoir du personnel en nombre suffisant avec la formation et l'expérience appropriées pour exécuter ses travaux; et un budget qui lui permette d'exécuter ses activités.

Les salaires des régulateurs et du personnel doivent prendre en compte la nécessité de recruter des experts qualifiés dans le domaine de l'énergie. Chaque régulateur doit avoir un ordinateur individuel et l'accès à internet. L'organisme de réglementation doit développer un système d'information qui permet d'accéder aux données des acteurs du secteur en tant que de besoin. Les régulateurs devraient être nommés pour une période assez longue (au minimum deux ans).

Procédures

Les procédures qui font la promotion de la transparence et de la confiance du public dans l'organisme de réglementation font partie du développement d'un organisme de régulation. N'importe quelle partie intéressée doit avoir le droit de déposer une réclamation contre un opérateur de réseau de transport ou de distribution sur des questions liées à l'impartialité, à la concurrence, au fonctionnement du marché, et aux tarifs du transport et de distribution. L'organisme de réglementation doit traiter les litiges rapidement (par exemple dans un délai de deux mois).

Les décisions de l'organisme de réglementation n'impliquant pas d'informations confidentielles doivent être disponibles pour le public sur des sites Web, des journaux officiels ou d'autres moyens de communication accessibles au plus grand nombre.

Activités internationales

L'expérience de la CEER a révélé la nécessité de définir par la loi, que les organismes de réglementation nationaux ont le droit de devenir les membres d'institutions internationales et de participer aux processus de prise de décisions de ces institutions.

Pour faciliter le développement du marché régional de l'électricité dont l'objectif est une meilleur optimisation des moyens et ressources régionales, l'organisme de réglementation doit pouvoir être membre de ces organisations régionales.

Application de la loi

Le pouvoir de réguler doit inclure le pouvoir de faire appliquer les décisions du régulateur. L'organisme de réglementation doit avoir le pouvoir d'obtenir des informations, suspendre ou de révoquer des concessions dans les cas de violations et, au minimum, de recommander des amendes contre les acteurs lors de non respect des conditions de la concession ou dans les dispositions réglementaires.

Les bonnes pratiques recommandent d'inclure le droit pour l'organisme de réglementation de modifier les accords de concession en cas de non respect de cet accord par le concessionnaire, et d'imposer des amendes appropriées et des sanctions pour non respect de la loi et des dispositions réglementaires.

Responsabilité

La confiance du public dans l'organisme de réglementation est indispensable au développement de la régulation, et ne peut être réalisée que par des procédures qui rendent l'organisme de réglementation responsable vis-à-vis du public pour ses actions. Les mécanismes de transparence incluent la transparence procédurale, comme précédemment notée et l'obligation de publier un rapport annuel.

Recommandations

Suite à des discussions avec l'ARSE, ce questionnaire a été complété (voir Annexe 3).

Les propositions et les commentaires sont réunis dans le chapitre « cadre juridique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité au Togo ».

3.4 Ce qui relève de la responsabilité régionale

3.4.1 Introduction

Pour la création du marché régional, de nombreuses études ont été effectuées par l'EEEOA, mais la mise en œuvre de ces études au niveau national n'a pas été faite.

On en rappelle ci-dessous les principales. Elles devront être prises en compte lors de la préparation des documents au Togo en particulier pour la préparation du code réseau.

3.4.2 Le manuel d'exploitation

Bien que l'interconnexion des systèmes crée les conditions d'une solidarité permanente entre systèmes, il n'en demeure pas moins que tout mauvais comportement d'un composant d'un des systèmes, même très localisé peut affecter le fonctionnement de l'ensemble. Afin de se protéger des phénomènes à l'origine de la dégradation de la sûreté de fonctionnement c'est-à-dire des cascades de surcharges, des écroulements de fréquence, des écroulements de tension et des ruptures de synchronisme, il y a lieu de prendre des dispositions au niveau de la coordination de l'exploitation de l'ensemble des systèmes interconnectés. Le Manuel d'Exploitation des réseaux interconnectés de l'EEEOA répond à ce besoin.

Le Manuel d'exploitation des réseaux interconnectés de l'EEEOA a été élaboré sous la coordination du Secrétariat Général de l'EEEOA par une Task force constituée d'experts

désignés par les sociétés d'électricités de la zone A (deux par sociétés dont un chargé des Mouvements d'Energie et un chargé de protections) avec l'assistance d'un consultant.

Le Manuel a été soumis pour examen au Comité Technique et d'Exploitation (CTE) de l'EEEOA au cours de sa première réunion tenue du 23 au 26 avril 2007 à Cotonou. Initialement prévu pour la zone A, le Manuel a été proposé d'être étendu à la zone B par le CTE. Sur recommandation du CTE, le Manuel a été adopté par le Conseil Exécutif de l'EEEOA au cours de sa troisième réunion tenue le 27 juillet 2007.

Les Directives qui composent le Manuel d'Exploitation, spécifient les principes, procédures, exigences et critères à observer pour une meilleure exploitation des réseaux. Ces directives ont pour objectif d'amener les acteurs à exploiter correctement et efficacement les réseaux interconnectés de l'EEEOA, et de participer de façon équitable aux obligations et avantages résultant de l'Interconnexion. Les différents thèmes abordés par les directives du Manuel d'Exploitation sont :

Directive 1 : Réglage fréquence-puissance

Ces procédures permettent d'assurer un fonctionnement des systèmes interconnectés avec une fréquence stable, tout en respectant les programmes d'échanges transfrontaliers.

Directive 2 : Programmation des échanges et décomptes entre zones de réglages

De bonnes procédures de programmation des échanges, leur mise en œuvre sont nécessaires pour un fonctionnement sécurisé des réseaux.

Directive 3 : Sécurité de l'Exploitation

La sécurité de l'exploitation passe par la prise de dispositions depuis la préparation de l'exploitation en passant par la programmation de la maintenance, au niveau de la coordination des protections, au niveau du maintien de la stabilité du système et de l'exploitation en temps réel.

Directive 4 : Gestion prévisionnelle

Les mesures préconisées sont relatives aux dispositions pour garantir la sécurité du système à court et moyen terme (évaluation de la capacité du système à satisfaire en puissance et en énergie, les besoins et évaluation de la capacité du système à résister aux incidents).

Directive 5 : Procédures d'urgence

En dépit des dispositions prises en exploitation normale, le système peut être le siège de perturbations. Les procédures d'urgences sont relatives aux mesures à prendre pour restaurer les conditions normales d'exploitation.

Directive 6 : Infrastructures de Communication

La mise en place d'infrastructures de communications appropriées et fiable, de bonnes procédures de communications font partie des conditions pour coordonner l'exploitation du système.

Directive 7 : Echanges d'Informations entre Systèmes

Les tâches de coordination de l'exploitation et les études de système requièrent des échanges d'informations. Cette directive en précise les règles.

Directive 8 : Personnel exploitant et formation

Une bonne coordination de l'exploitation passe par une définition claire des responsabilités, la formation, l'habilitation et qualifications des opérateurs de centres de dispatching acteurs d'une part et une formation adéquate d'autre part.

La mise en œuvre de ces directives nécessite l'installation de certains équipements. Après la préparation des Directives, des réunions ont été organisées en 2008 par l'EEEOA avec les sociétés d'électricité afin de déterminer :

- les écarts entre les exigences du Manuel d'Exploitation et la situation existante dans les systèmes électriques ;
- définir les mesures et actions concrètes à prendre aux niveaux du Centre d'Information et de Coordination, de chaque système électrique, et entre les systèmes, tant sur le plan des procédures que des infrastructures, pour satisfaire aux exigences du Manuel.

3.4.3 Mise en place d'un Centre d'Information et de Coordination (CIC)

Il est prévu par les instances de l'EEEOA, l'établissement et le fonctionnement d'un Centre d'Information et de Coordination (CIC) pour les membres du WAPP qui constituent une étape cruciale en vue de la création d'un marché électrique intégré en Afrique de l'Ouest. Il permettra de mettre en place les premiers jalons au traitement de l'information en provenance des compagnies membres, le but final étant la mise à disposition du CIC des outils informatiques permettant la création à terme d'un marché électrique spot. Une partie de ces activités a été prise en compte dans le cadre de l'assistance technique fournie par l'USAID, la Banque Mondiale et KOICA.

Pour l'exécution du Projet, KOICA a choisi la Korea Electric Power Corporation (KEPCO) et le Consortium Korea Power Exchange (KPX) comme agence d'exécution. Le Consortium a fourni une Etude de Faisabilité, un Avant Projet Détaillé, un Plan de Mise en Œuvre, une formation aux ingénieurs de l'EEEOA en Corée.

3.4.4 Tarification transport international

Une étude sur la tarification du transport d'énergie pour l'EEEOA a été lancée en 2007 par le Comité Technique d'Exploitation de l'EEEOA et avec l'aide de l'assistance technique de Nexant Inc financée par l'Agence Américaine pour le Développement International (USAID). Suite à ces travaux, un manuel a été préparé qui décrit une méthodologie pour définir la tarification des services de transport d'énergie électrique dans le marché régional d'électricité. L'objectif principal de l'étude sur la tarification en transport est de fixer des tarifs qui faciliteront une concurrence loyale tout en attirant des investissements pour l'expansion du réseau de l'EEEOA.

Le Rapport final daté d'Octobre 2008 est disponible « Méthodologie pour le calcul des composantes du tarif de transport liées à la puissance et à l'énergie au sein de l'EEEOA »

3.4.5 Les règles de marché

Dans le cadre du processus de développement du marché, la préparation de la structure de marché et de ses règles font partie des projets annoncés par les institutions de la CEDEAO (ARREC et EEEOA).

3.5 Rappel des définitions[4]

- Acheteur Unique : Tout opérateur qui est seul responsable de l'achat et de la vente centralisés de l'électricité sur le réseau dont il a la gestion.
- Accès des Tiers au Réseau (ATR) :mode d'ouverture du marché électrique prévu qui permet à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'accéder au réseau de transport contre le paiement d'un droit d'accès.
- ATR négocié : les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs,…) au cas par cas.
- Accès réglementé des Tiers au Réseau : dans le cas de l'ATR réglementé, les tarifs d'accès au réseau sont des tarifs publics (établis en général par le régulateur). Les conditions d'accès sont réglementées et identiques pour tous les utilisateurs.
- Auto producteur : Toute personne physique ou morale produisant de l'électricité principalement pour son propre usage.
- Clients éligibles : Catégories de distributeurs et d'usagers autorisés à conclure des Conventions de fourniture d'électricité directement avec des producteurs ou des fournisseurs.
- Dissociation comptable (unbundling): obligation faite aux entreprises intégrées, de tenir des bilans et comptes de résultats séparés pour les activités de production, de transport, de distribution et les autres activités. Ces comptes, ainsi que les principes ayant régi leur élaboration (règles d'imputation, périmètres, relations financières entre activités) figurent dans l'annexe des comptes annuels des opérateurs.
- Distribution ou réseau de distribution : Ensemble des moyens et opérations permettant d'assurer le transit de l'électricité en vue de sa livraison au public sur des réseaux à moyenne et basse tension, en aval des installations de production ou des réseaux de transport.
- Producteur : Toute personne physique ou morale produisant de l'électricité en vue de satisfaire les besoins du public.
- Production Indépendante : Production d'électricité assurée par un producteur qui n'assure pas les fonctions de transport et de distribution d'électricité sur le territoire couvert par le réseau où il est installé et dont la seule fonction est de vendre et de livrer de l'électricité au réseau local de transport ou de distribution.
- Transport ou Réseau de transport : Ensemble des moyens et opérations permettant d'assurer le transit de l'électricité en haute tension aux fins de fourniture à des clients ou à des distributeurs, la haute tension étant définie comme une tension supérieure à 33 kV.

[4] Les définitions suivantes sont tirées du Glossaire publié par la Commission pour la Régulation d'Energie électrique et l'Eau en République du Mali (http://www.creemali.net/index.php?option=com__content&task=view&id=36&Itemid=89)

4. Amélioration de l'exploitation

4.1 Zone de réglage Togo-Bénin-Ghana

4.1.1 Contexte

Etant donné que l'électricité ne saurait être stockée, le système électrique présente la particularité d'équilibrer en permanence et en temps réel la production et la consommation, en prenant en compte les contraintes de transport. Cela requiert l'ajustement de l'offre à la demande, en temps réel. Chaque fois que la production n'équilibre pas la demande totale, la fréquence du système interconnecté s'écartera de la fréquence de référence de 50 Hz pour laquelle l'exploitation du système a été définie. Ainsi, le réglage de cet équilibre couvre deux principales fonctions:

- Réglage de Fréquence et
- Réglage des échanges transfrontaliers.

La fréquence et les échanges transfrontaliers sont ajustés au moyen du Réglage Primaire des groupes et au moyen du Réglage Secondaire (réglage fréquence puissance ou fonction de l'AGC) dans le Centre de Conduite de la Zone de Réglage.

Dans le manuel d'exploitation de l'EEEOA de juillet 2007, 5 zones de réglage ont été définies :

- Côte d'Ivoire - Burkina-Faso,
- Ghana - Togo - Bénin,
- Nigeria – Niger,
- Guinée – Libéria – Sierra Léone,
- Sénégal – Mali – Gambie – Guinée Bissau.

Au moment de la rédaction du Manuel d'exploitation, Le Togo/Benin ne possédant pas la fonction Automatic Generation Control (AGC) au dispatching, ni d'unités de productions capables d'assurer en permanence (24h/24h et 365 jours par an) les réglages primaires et secondaires de fréquence, a été rattaché au Ghana pour constituer une zone de réglage.

Aujourd'hui ce service est assuré gratuitement par le Ghana.

En 2010, avec l'arrivée de nouveaux moyens de production (100 MW ContourGlobal et 80 MW CAI, et la transformation au gaz des TAG de Lomé et Maria Gléta, le Togo/Bénin a les moyens de participer au réglage de la fréquence commune et de contrôler les échanges aux frontières. Il faut donc revoir le rôle du système électrique de la CEB dans le bloc Ghana/Togo/Bénin. Le manuel d'exploitation de l'EEEOA définit les règles et les principes à appliquer.

4.1.2 Taille maximale d'un groupe au Togo-Bénin

Des réflexions doivent être menées sur la taille maximale d'un groupe pour le Togo/Bénin et son intégration dans le réseau régional. En effet suite à la perte d'une unité de production au Togo-Bénin, la fréquence diminuera et sous l'action du réglage primaire, de l'énergie de secours sera importée des systèmes voisins. Afin d'illustrer ce propos, considérons la conséquence sur le réseau de la perte d'un groupe diesel de 16 MW (par exemple ContourGlobal) et d'un groupe de puissance unitaire de 150 MW (par exemple projet futur de centrale charbon).

Situation actuelle à la CEB

- Le réglage de la fréquence est assuré par le Ghana
- Pas de réglage primaire sur les groupes « CEB et autres »
- Pas de réglage secondaire

En l'absence de réglage primaire au Togo/Bénin, suite au déclenchement d'un groupe de 16MW, un transit proche de 16 MW sera importé des autres systèmes par les lignes d'interconnexion

Suite au déclenchement d'un groupe de 150 MW, un transit proche de 150 MW sera importé des autres systèmes par les lignes d'interconnexion et en l'absence de réglage secondaire la CEB ne pourra pas rétablir rapidement son équilibre production/consommation.

Il faudra donc limiter le niveau des importations afin de permettre le transit en sécurité de l'énergie de secours de 16 MW (cas de la perte de ContourGlobal) ou de 150MW (cas de la perte de l'unité charbon).

La constitution de réserve primaire au Togo/Bénin permet de réduire ces importations d'énergie de secours.

Recommandations :

Des études doivent être faites afin d'étudier l'intégration de groupes du Togo et du Bénin dans le système électrique régional et de déterminer pour chaque pays (Togo et Bénin) :

- Le niveau nécessaire de réserve primaire,
- Le niveau nécessaire de réserve secondaire,
- Le niveau de réserve tournante ou froide,
- Les importations maximales en sécurité sur les lignes d'interconnexion,
- Le plan de défense (Délestage automatique de consommation suite à la perte de groupe…).

En cas d'insuffisance de réserve au Togo/Bénin, il est possible de contractualiser la fourniture de ces services auprès du Ghana (ou du Nigéria).

4.1.3 Réhabilitation du dispatching de la CEB

La conduite en temps réel du système production transport du Togo et du Bénin est assurée par le dispatching de la CEB situé à Lomé. Ce dispatching est en cours de réhabilitation afin d'étendre son champ d'action à l'ensemble de son réseau et de prendre en compte les exigences du marché de l'électricité du Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain. Son coût est estimé à 9,75 millions de dollars US sur financement de la Banque Mondiale.

Le contrat pour l'élaboration des Dossiers d'Appel d'Offres (DAO) et la supervision des travaux a été signé avec EDF le 31 janvier 2008. L'évaluation des offres techniques pour la construction du dispatching est en cours (mai 2010).

Or il apparaît que la fonction Automatic Generation Control (AGC) ou réglage secondaire fréquence puissance (RSFP) est optionnelle. L'une des fonctions de l'AGC est d'ajuster automatiquement la production des centrales en fonction de la fréquence et des échanges avec l'étranger.

Aujourd'hui ce réglage de la fréquence est effectué gratuitement par le Ghana. Il est logique de considérer que ce service sera facturé par la compagnie de transport/Dispatching dans un futur proche (étude d'évaluation du coût des services-système en cours au Ghana).

La fonction Automatic Generation Control (AGC) ou réglage secondaire fréquence puissance (RSFP) ne doit pas être optionnelle. Il est indispensable d'installer la fonction AGC au dispatching afin que le Togo/Bénin participe au maintien de la fréquence régionale et au réglage des échanges transfrontaliers. Les centrales de ContourGlobal (100MW), CAI (80MW), les TAG 2X 20 MW ainsi que Nangbéto (65 MW) devront être raccordées. Des réflexions doivent être également menées sur le mode de réglage le plus approprié pour la CEB (mode fréquence/puissance, mode puissance seul, mode fréquence seul). En effet, un petit système peut régler ses échanges à ses frontières tandis que le système plus puissant règle la fréquence (un petit système peut varier ses imports /exports mais ne peut pas faire varier la fréquence commune).

4.1.4 Synchronisation des réseaux Nigeria et Togo/Bénin- Ghana - Côte d'Ivoire

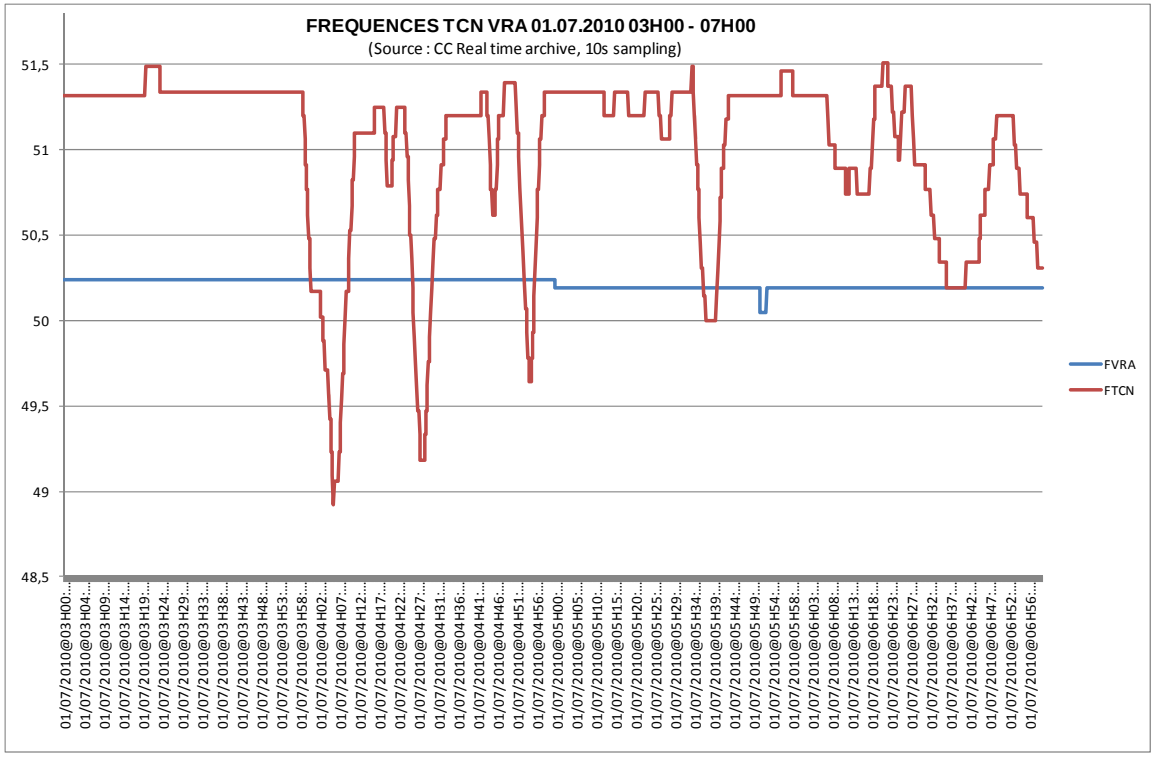
La construction de la ligne 330 kV Ikeja West- Sakété est terminée depuis février 2007. La ligne a été mise en service en février 2007. La mise en service de cette ligne devrait permettre de synchroniser le système électrique du Nigéria aux systèmes électriques Togo/Bénin – Ghana - Côte d'Ivoire. Les premiers essais de synchronisation des réseaux au premier trimestre 2007, se sont soldés par des échecs[5] :

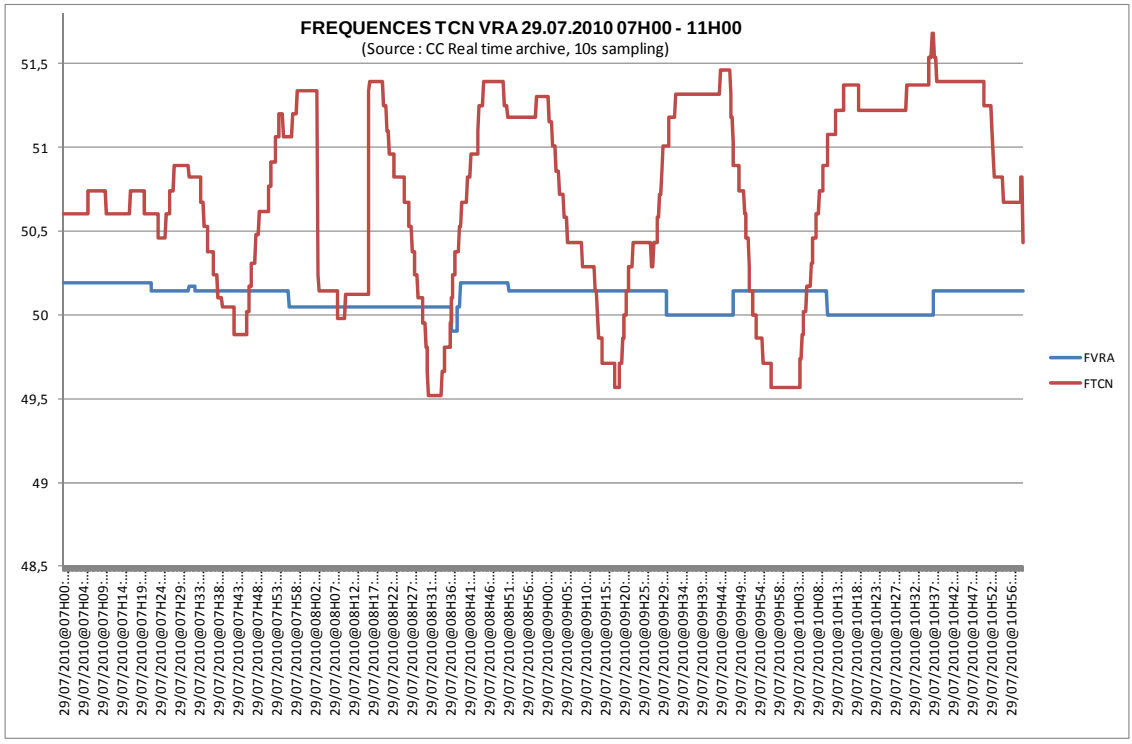
- Les trois premiers déclenchements enregistrés après la synchronisation des réseaux Nigéria –Togo/Bénin sont imputables à des problèmes de mise en œuvre des protections à Sakété qui ont été résolus ;
- Le quatrième déclenchement enregistré après la synchronisation des réseaux a été précédé d'un phénomène de pompage suivi par un écroulement de fréquence.

Du fait des difficultés de synchroniser le système du Nigéria avec les systèmes Togo/Bénin, Ghana et Côte d'Ivoire, le réseau Est de la CEB est au synchronisme avec le système du Nigéria, et la partie Ouest avec les systèmes du Ghana, Côte d'Ivoire et Burkina Faso (zone Bobo-Dioulasso). En fonction de la consommation, les consommateurs sont basculés par coupure, d'un réseau à l'autre.

Sur les graphiques ci-dessous, sont indiquées les fréquences des 2 réseaux. On constate de fortes variations de fréquence du réseau Nigérian qui ne sont pas compatibles avec la synchronisation des réseaux (variations de transit sur la ligne d'interconnexion, et grandes excursions de fréquence de l'ensemble du système, risques accrus d'incidents et de black out sur l'ensemble du réseau).

[5] Compte rendu réunion de concertation TCN-CEB-VRA Cotonou, 9 février 2007





Recommandations :

Afin de permettre à cet ouvrage 330kV Ikeja West- Sakété de synchroniser les réseaux, il faut que le Nigéria réhabilite la régulation de ses groupes de production afin d'augmenter ses possibilités de réglage de la fréquence. C'est une condition incontournable pour la création du marché régional.

Nota : On peut également noter que les simulations du comportement du système électrique avant la mise en exploitation (écoulement de puissance et stabilité) n'ont pas été faites. Des études auraient diminuées le risque de non synchronisation et permis d'anticiper les mesures d'accompagnement (réhabilitation de la régulation des groupes…).

4.2 Intégration de ContourGlobal

ContourGlobal a installé une centrale électrique de 100 MW à Lomé, sur le site de la CTL. Elle comporte six moteurs Wärtsilä 50-DF qui peuvent utiliser du gaz naturel, du diesel et des fuels lourds.

Un Contrat d'Achat/Vente d'énergie électrique pour l'énergie produite a été signé entre la CEET et ContourGlobal Togo S.A.

Un protocole de raccordement de la centrale de ContourGlobal au poste de Lomé Port a été signé par les 3 parties à savoir CEET, CEB et ContourGlobal le 24 novembre 2008.

Il est prévu dans ce protocole que les conditions de délivrance de l'énergie électrique, sous le contrôle du Centre de Conduite de la CEB, fasse l'objet d'une Convention d'Exploitation qui précise en particulier, les règles nécessaires à l'exploitation de la Centrale en cohérence avec les règles d'exploitation du Réseau de Transport interconnecté. Cette convention a été signée le 6 mai 2009 entre les parties.

Ces règles, imposées par la CEB, seront décrites dans un cahier des charges qui sera annexé à la Convention d'Exploitation. Y seront également décrits notamment les modalités d'accès de la CEB aux ouvrages de communication des performances et résultat des essais, de mesures et de comptages, les procédures de programmation de la charge depuis les programmes annuels jusqu'aux programmes journaliers, la désignation des correspondants réguliers entre la Centrale et le Centre de Conduite du Réseau ainsi que les conditions financières de l'accès et de l'utilisation du réseau.

On peut prévoir des discussions longues et difficiles entre les acteurs car des surcoûts peuvent être induits à ContourGlobal ou à la CEET lors de la négociation des services suivants :

- Réglage primaire ;
- Réglage secondaire ;
- Réserves tertiaires ;
- Fourniture ou absorption de réactif ;
- Blackstart ;
- Dispatchibilité des groupes
- Puissance de fonctionnement
- ….

La fourniture de ces services par ContourGlobal est indispensable au bon fonctionnement du système électrique. La fourniture de ces services peut être considéré comme obligatoire, ou faire l'objet d'accords contractuels entre la CEB et ContourGlobal.

Recommandations :

Ces discussions auraient pu être simplifiées si toutes ces prescriptions techniques et leurs conditions d'utilisation avaient été définies dans le Code Réseau (document à publier et à rendre accessible à tous). On trouvera en Annexe 1 le document « Importance d'une bonne insertion des ouvrages de production ».

4.3 Exploitation économique de ContourGlobal

Un contrat pour la fourniture de gaz par le gazoduc a été signé par la CEB pour une quantité contractuelle de 5200 MMBTU/jour pour Lomé (débit max horaire: 5200 MMBTU/24) et pour une quantité contractuelle de 5200 MMBTU/jour pour Maria Gléta (débit max horaire: 5200MMBTU/24). Le prix actuel est de l'ordre de 5 $/MMBTU (1 $ pour 500Fcfa).

Les turbines à combustion de la CEB (2 X 20 MW) ont été transformées pour pouvoir utiliser du gaz ou du Jet A1 comme combustible de substitution.

TAG Lomé/Cotonou	Combustible	Rendement	Coût combustible au kWh
Fonctionnement au JET A1	360 Fcfa/litre	0,315 l/kWh	125 Fcfa/kWh
Fonctionnement au GAZ	5 $/MMBTU	33%	28 Fcfa/kWh

En l'absence de contrat de fourniture de gaz pour alimenter ContourGlobal, et d'un point de vue économique, il est préférable d'utiliser le gaz du contrat CEB à ContourGlobal et non dans les TAGs de la CEB (la construction du raccordement de ContourGlobal au Gazoduc est prévue).

Diesel ContourGlobal	Combustible		Puissance	Coût combustible kWh
Fonctionnement au HFO	230 000 Fcfa/tonne	0,22 litre/kWh	100 MW	**48 Fcfa/kWh**
Fonctionnement au GAZ CEB	**5 $/MMBTU**	**46%**	**58 MW**	**20Fcfa/kWh**

En transférant le gaz de la CEB à ContourGlobal et pour un fonctionnement en base (environ 58 MW, 500 GWh par an), l'économie pour les Etats togolais et béninois serait 500 GWh X 8 Fcfa soit environ 4 milliards Fcfa. On peut également noter qu'une partie des frais variables d'exploitation (autres que consommables) sont inclus dans le TOP alors que la CEB devra en assurer le financement pour ses turbines à combustion.

Lorsque plus de production est nécessaire (pendant les périodes de pointe), l'optimum économique est alors d'avoir ContourGlobal au HFO et les TACs au gaz.

L'ordre d'appel des tranches par le dispatching serait le suivant pour la quantité de gaz actuellement disponible :

- ContourGlobal au gaz CEB 20Fcfa/kWh
- TAGs Lomé et Cotonou au Gaz 28Fcfa/kWh
- ContourGlobal au HFO 48Fcfa/kWh
- TAGs Lomé et Cotonou au Jet A1 125Fcfa/kWh
- Diesels CEET 150Fcfa/kWh

En fonction du stock dans le réservoir de Nangbéto, la valeur d'usage de cette production peut être inférieure au coût variable de ContourGlobal au gaz (en période de crue) ou

supérieure aux moyens de production des petits moteurs diesel (réservoir presque vide en fin de période sèche) et prendre toutes les valeurs intermédiaires.

Si l'absence de nouveau contrat gaz était confirmé pour le futur, il serait judicieux d'étudier un stockage gaz à Lomé et Maria Gléta (par exemple la quantité nécessaire pour alimenter chaque TAG pendant 5heures) afin d'avoir à la pointe les TAG et les moteurs de ContourGlobal à pleine puissance au gaz. En effet, étant donné que la quantité contractuelle de gaz livré à la CEB par site est limité à 5200 MMBTU/jour avec un débit max horaire limité à 5200 MMBTU/24, on pourrait stocker du gaz pendant les heures creuses afin de pouvoir utiliser ce gaz dans les TAC et à ContourGlobal pendant les heures de pointe.

5. Evaluation de l'équilibre offre demande

5.1 Le coût de la défaillance et de l'énergie non desservie au Togo

5.1.1 Généralités sur le coût de la défaillance

Un producteur ou un réseau électrique est dit défaillant, lorsque tous les moyens de production disponibles sont utilisés, mais ne suffisent pas à fournir la totalité de la demande. Il y a alors nécessairement délestage, c'est-à-dire coupure d'une partie de la clientèle.
Une situation de défaillance peut revêtir deux formes dont le degré de gêne pour le client est différent :

- Recours à des moyens exceptionnels : surcharges des ouvrages de production ou de transport, effacements contractuels de certaines industries, baisse de tension ou de fréquence,
- Délestage ou coupures d'une plus ou moins grande partie de la clientèle en BT et MT ou en HT.

Pour être en mesure de fournir les tous derniers kW de la pointe de la demande quels que soient les aléas pouvant affecter le système électrique, il faudrait installer des moyens de pointe qui ne serviraient quasiment jamais. Le coût de revient de ces kWh très rarement fournis serait donc extrêmement élevé. Aussi, n'est-il pas raisonnable, sur un plan économique, de vouloir éviter toute situation de délestage.

Toute la difficulté consiste à déterminer quel niveau de défaillance, en fréquence et en profondeur est acceptable.

Le choix de ce niveau de défaillance intervient lorsque l'on dimensionne le parc de production. Le coût total de la défaillance est comparé au coût de production complet engendré par l'installation d'un moyen de pointe supplémentaire. Ce dernier se compose de l'annuité d'investissement, des charges fixes annuelles d'exploitation et des coûts de combustible engendrés par l'utilisation de ce moyen aux heures de défaillance du parc. Si le coût total des moyens de pointe envisagés est inférieur au coût total de la défaillance, il sera opportun d'investir effectivement en moyens de pointe supplémentaires, afin de réduire la défaillance. Pour l'économiste, le dimensionnement du parc en moyens de pointe est optimal s'il y a égalité entre le coût d'un faible accroissement du volume des moyens de pointe et le coût total de la défaillance que ce dernier va éviter.

Ainsi, plus le coût du kWh défaillant sera élevé, plus on installera de moyens de pointe pour répondre à la demande d'extrême pointe, et plus le paysage de défaillance (en fréquence, durée et profondeur) sera réduit. Il existe donc, en fonction de la courbe de charge caractérisant la demande, et des taux de disponibilité des moyens de production composant le parc, une valeur du coût de la défaillance pour laquelle le critère physique retenu est respecté.

En raison des difficultés soulevées par une estimation objective auprès des clients, ce coût du kWh non desservi est calculé le plus souvent implicitement à partir du coût d'anticipation de l'équipement de pointe et de la durée de défaillance retenue dans la planification et il représente l'économie de défaillance apportée par l'installation d'un kW supplémentaire d'équipement de pointe.

Le dimensionnement optimal du parc de production ne permet pas de satisfaire la demande dans toutes les situations et on est obligé d'envisager des situations de défaillance pour lesquelles la demande est supérieure à l'offre et dont l'importance est fixée par un critère physique (durée de défaillance) introduit dans la planification.

A la durée de défaillance utilisée en planification pour déterminer les programmes d'équipement optimaux correspond un coût de défaillance (coût implicite de la défaillance), qui sert aussi de base à l'élaboration des tarifs, et qui est déterminé par rapport au coût d'anticipation du moyen de pointe sélectionné.

La durée de la défaillance (correspondant à une certaine qualité de service) permet d'ajuster le parc à la pointe lorsqu'on dimensionne le parc de production dans un programme d'investissement au moindre coût à long terme.

Par exemple, le parc électrique du Cameroun en 2007 a été optimisé avec un critère physique de défaillance correspondant à une probabilité de 75 heures de défaillance par an.

Comme rappelé ci-dessus, lorsque le parc est optimal, il est indifférent, en terme de coût de gestion, de développer 1 kW de moyen de pointe supplémentaire ou de subir **d** heures de défaillance, **d** représentant le critère physique retenu pour l'adaptation (d = 75heures pour le Cameroun). Ceci se traduit par l'équation suivante :

$$d \times C_{déf} = CA_{pte} + d \times C_{comb\ pte}$$

où :

- $C_{déf}$ représente le coût de la défaillance, en Fcfa/kWh,
- CA_{pte} représente le coût d'anticipation du moyen de pointe, c'est-à-dire la somme de l'annuité d'investissement et des charges fixes annuelles due à la mise en service de l'équipement, exprimé en Fcfa/kW
- $C_{comb\ pte}$ représente le coût du combustible du moyen de pointe, en Fcfa/kWh.

Ce coût de la défaillance correspond à un coût qui est généralement très largement dépassé par ce qu'un client est disposé à payer pour l'éviter.

La valeur du préjudice infligé à la clientèle dépend d'un grand nombre de facteurs (nature de la défaillance et de sa durée, sa fréquence, de la période et de l'heure, du fait qu'elle soit annoncé à l'avance ou non, etc.). Une enquête (souvent difficile à mener) auprès des consommateurs permet de chiffrer la valeur du préjudice (causé par une interruption) par kWh non distribué (coût explicite de la défaillance).

Lorsque l'on accepte une défaillance très faible on considère alors que le recours à un moyen de pointe représente le coût proportionnel de ce moyen de pointe, mais lorsque ce n'est pas le cas on essaie d'effectuer une évaluation directe du préjudice (valeur du PIB perdu par kWh non distribué) entre deux autres situations de référence.

Le ratio « PIB sur énergie consommée » pour un pays est un indicateur approximatif de cette valeur **maximale** du préjudice.

5.1.2 Coût de la défaillance en Afrique

A titre d'exemple pour quelques pays en Afrique on obtient les valeurs suivantes exprimées en Dollars (1$ est égal à environ 500Fcfa) pour l'année 2005 et autour d'une valeur de 3000 Fcfa/kWh après ajustement pour l'ensemble des pays proposés :

	Burkina Faso	Cameroun	Gabon	Madagascar	Sénégal
PIB (GUSD)	5.59	16.94	8.64	5.02	8.64
Population (millions)	12.2	17.8	1.4	17.9	11.7
PIB/habitant (USD/hab.)	458	952	6168	280	738
Consommation d'électricité (TWh)	0.37	3.65	1.44	0.92	1.35
Consommation par habitant (kWh)	30.49	205.06	1028.57	51.12	115.38
PIB/kWh (USD/kWh)	15.03	4.64	6.00	5.48	6.40
PIB/kWh (FCFA/kWh)	7500	2340	3000	2770	3200

Le Burkina Faso, qui a peu accès à une énergie très bon marché comme l'hydraulique, propose un niveau tarifaire double par rapport à celui du Cameroun (ce qui est un frein à la consommation d'électricité). Par contre, au Cameroun, un tiers de la consommation d'électricité est dédié à l'industrie de l'aluminium ce qui a pour effet de biaiser le ratio « Consommation par habitant » par rapport à celui des autres pays.

En Afrique, le coût de la défaillance généralement retenu par les planificateurs varie généralement entre 1 et 2,5 €uro par kWh selon les systèmes électriques.

Pour les 8 pays de l'UEMOA, le « PIB/kWh » moyen en 2008 qui est d'environ 3000Fcfa /kWh (6$/kWh) varie fortement selon les pays entre **2000 Fcfa/kWh** pour la Côte d'Ivoire et 9000Fcfa /kW pour la Guinée Bissau, il est d'environ **2300 Fcfa/kWh** pour le Togo.

Au Maghreb (Algérie; Maroc et Tunisie), la pénalisation retenue de la défaillance en 2010 par les planificateurs des trois pays est de 2$/kWh ce qui correspond à une durée de la défaillance de 48 heures par an ou à un taux de défaillance d'environ 0,5% par an (critère de LOLP).

Le ratio du « PIB/kWh » en 2008 pour l'ensemble des trois pays du Maghreb est de 4$/kWh soit environ 2000 Fcfa/kWh avec 3$ pour la Tunisie, 4$ pour le Maroc et 5$ pour l'Algérie.

Nota : Dans le rapport du WAPP de juillet 2004 (Final Report West Africa Regional Transmission Stability Study Volume 2: Master Plan) le ratio PIB/kWh en Afrique de l'ouest pour 2003 était en moyenne de 1800 Fcfa/kWh mais le coût de l'énergie non desservie retenu pour les études d'interconnexion des réseaux de l'Afrique de l'ouest était de 300 Fcfa/kWh et certainement trop bas.

5.1.3 Coût de la défaillance au Togo

UEMOA - Statistiques 2008	Togo
PIB	1 445 milliards de Fcfa
Population	5,6 millions
Population urbaine	2,4 millions
Densité de la population	99 hab. par km^2
PIB/habitant	258 000 Fcfa/hab. (environ 400 €/hab)
Consommation totale d'électricité (hors pertes et délestages)	645 GWh dont 146 GWh WACEM & SNPT
Consommation totale par habitant	115 kWh/hab.
PIB/kWh	2 250 Fcfa/kWh

Source : UEMOA

Pour une étude économique effectuée en 2010, le coût de la défaillance pour le Togo devrait se situer raisonnablement entre **500 et 1500 Fcfa/kWh**.

5.1.4 Estimation du coût de l'énergie non desservie (END) au Togo

Coté Clients MT et BT

Pour pallier les délestages trop fréquents, les petites industries et commerçants seront amener à investir dans des groupes électrogènes de petites tailles fonctionnant au gazole (DD0). Pour garantir annuellement environ une centaine d'heures de délestage par an (soit environ un pour-cent du temps) cela coûterait à chaque usager de l'ordre de **1800 Fcfa par kWh** dans l'hypothèse d'une utilisation économique de ces équipements sur 10 ans (environ un million de Fcfa par kW installé) consommant environ 250 gr par kWh de gazole à moins de 600 Fcfa/kg.

Le mode de calcul simplifié est le suivant : 1MFcfa x 0,15 / 100h. + 600Fcfa/kg / 0,250 kg/kWh = 1740 Fcfa/kWh arrondi à 1800 Fcfa/kWh. Ce résultat correspond à des groupes de 100 à 500 kVA, adaptés à des usines ou des hôtels, pour des groupes de plus faible puissance adaptés à de petits ateliers, le coût dépasse cette valeur de 1800 Fcfa/kWh.

Les ménages quant à eux ne s'équiperont généralement pas d'un groupe électrogène mais se contenteront d'acheter des bougies ou du kérosène pour leur lampe à pétrole, soit un coût d'environ **500 Fcfa/kWh**.

Le bilan pour la MT et la BT, pondéré par les consommations de chacune s'établirait donc à environ **1000 Fcfa/kWh** en 2010.

Remarque : Si chaque particulier investissait dans des moyens de pointe pour éviter les coupures à la place du producteur d'électricité, l'ensemble de ces investissements pour le pays serait considérable et antiéconomique. Il est donc économiquement plus rentable que ce soit le producteur national qui investisse dans des moyens de pointe, certes coûteux, mais moins que ceux de la clientèle.

Coté clients HT

Actuellement, le contrat de vente CEB aux gros clients WACEM et SNPT ne prévoit pas de possibilité d'effacement de la consommation.

Le plus gros consommateur privé au Togo en l'occurrence WACEM est en train de s'équiper de 3 groupes diesel de10 MW pour alimenter sa cimenterie en cas de délestage et éventuellement en secours du réseau HT: L'achat de ces 3 groupes d'occasion est estimé à environ 12 GFcfa sur la base de 400 $/kW installé (260 000 Fcfa/kW installé); ce qui lui coûtera annuellement en amortissement entre un et deux milliards de Fcfa. Avec une consommation de 130 GWh en 2009 (représentant 14% de la production injectée sur le réseau du Togo), WACEM aurait pu éviter cette dépense relativement lourde pour garantir la continuité de sa production et investir pour faire face à l'évolution croissante de la demande en ciment.

Dans ce cas particulier, le prix de la défaillance en HT (mais hors combustible) est estimé entre 500 Fcfa/kWh et 1000 Fcfa/kWh en fonction de la durée d'utilisation.

Coût de l'énergie non desservie au Togo

En conclusion, et compte tenu de ce qui précède, le coût de l'énergie non desservie pour les études économiques de schéma directeur production et pour les études tarifaires du Togo, devrait se situer autour d'un coût de **1000 Fcfa/kWh** pour une durée de défaillance de 100 heures par an soit un taux de défaillance d'environ 1 % du temps.

Conclusion et Coût des délestages et de l'END au Togo pour l'année 2009

Le coût des délestages pour le Togo est bien supérieur aux pénalités applicables pour l'énergie non desservie définie dans le contrat de fourniture de la la CEB à la CEET car les entreprises togolaises ont été obligées d'investir dans des groupes électrogènes pour pallier aux défaillances de la CEB et de la CEET.

Le délestage en 2009 au Togo (hors arrêts techniques) a été chiffré à 16 GWh par la CEET.

A titre indicatif, le coût annuel uniquement des délestages pour le Togo en 2009 serait entre 8 et 16 GFcfa (16 GWh multiplié par 500 ou 1000 Fcfa/kWh). Ce coût est relativement important par rapport aux Chiffre d'affaires des clients HT et particulièrement de la CEET qui était de l'ordre de 50 GFcfa en 2009.

Le coût de ces investissements non optimaux pour l'économie togolaise au Togo est certainement très élevé mais aucune étude n'a été faite à ce jour sur les surinvestissements faits par les entreprises (exemple : WACEM et les 14 diesels de puissance unitaire de 1 MW de le CEET) ou les particuliers dans des moyens de production non compétitifs et très coûteux pour éviter les délestages.

D'autre part, la vétusté des moyens de production des sociétés d'électricité ajoutée à celle des réseaux de la compagnie nationale de distribution CEET entraîne de nombreux incidents avec coupure de la clientèle. Pour le Togo, on estime l'énergie non desservie à environ 70 GWh ce qui représente plus de 10% de l'énergie facturée par la CEET. Ceci constitue non seulement une importante perte de chiffre d'affaires pour la CEET, mais également un coût important pour l'économie togolaise. Sur la base d'une valorisation à 500 Fcfa/kWh, l'estimation du coût annuel pour l'économie togolaise est alors d'environ 35 milliards Fcfa.

On rappelle ci-dessous les statistiques d'END pour le Togo (source CEET année 2009).

GWh	JANV	FÉV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUIL	AOÛT	SEPT	OCT	NOV	DÉC	TOTAL	%
END sur incidents	0,9	3,3	1,5	3,5	3,4	9,7	1,2	1,0	1,1	2,8	4,9	6,9	40,2	6,0%
END dues aux travaux	2,3	0,2	0,1	0,0	0,5	3,7	3,2	0,9	0,4	1,9	0,1	0,4	13,7	2,0%
END dues aux délestages	0,0	0,0	0,0	6,0	0,2	1,1	0,0	0,0	0,7	1,4	0,0	7,2	16,6	2,5%
Total	3,3	3,6	1,6	9,5	4,1	14,6	4,3	1,9	2,2	6,1	5,0	14,5	70,5	10,5%
Production d'énergie CEET	0,8	2,4	1,5	2,0	3,8	4,3	1,4	1,1	0,7	1,0	0,8	3,1	22,8	3,4%
Achat énergie	58,4	54,1	62,6	37,7	59,1	52,9	54,3	53,0	55,1	60,9	59,5	62,5	670,2	100,0%
Source CEET année 2009														

5.2 L'offre et la demande d'énergie au Togo

5.2.1 Rappel des ouvrages de production d'énergie électrique au Togo fin 2010

Début 2011, l'ensemble des moyens de production pour satisfaire la consommation électrique du Togo passera à 180 MW, grâce à l'arrivée des 100 MW de ContourGlobal en IPP à Lomé en 2010 (sans tenir compte de trois groupes diesel de secours en cours d'installation de WACEM).

Le tableau ci-dessous résume les moyens de production et importations du Nigeria :

	Type	Puissance installée	Puissance Disponible	Puissance garantie Part Togo
Parc au Togo				
Centrale thermique de Lomé Siège (Sulzer)	Moteur Diesel	2 X 8 MW	7 MW	10 MW
Centrale thermique de Lomé B (site CTL)	Moteur Diesel	14 X 1 MW	14 MW	
Centrale thermique de Kara	Moteur Diesel	16 MW	4 MW	
Centrale thermique de Sokodé	Moteur Diesel	4 MW	1,5 MW	
Centrale Kpimé	Hydro	2 X 0,78MW	1,5 MW	
Centrale thermique ContourGlobal	Moteur	6 X 16,6 MW	100 MW	90 MW
Centrale thermique de Lomé(CTL) obsolète	TAG	2 X 25 MW	-	-
Centrale thermique de Lomé (CTL) obsolète	Moteur Diesel	4 X 10MW	-	-
Total au Togo	-	-	129 MW	100 MW
Parc de la CEB au Togo				
Importation Nigeria		80 MW	80 MW	40 MW
Importation Ghana Côte d'Ivoire		0 MW	0 MW	0 MW
TAG de Lomé (site de la Centrale thermique de Lomé CTL)	TAG	25 MW	20 MW	20 MW
Centrale Nangbeto	Hydro	2 X 32,8MW	65 MW	20 MW (garantie)
Total	-	-	165 MW	80 MW
Total dédié au Togo	-	-	94 MW	180 MW

En résumé, les capacités disponibles pour satisfaire à la consommation en électricité du Togo en 2011 viendront principalement :

- du contrat avec le Nigeria (CEB) jusqu'en 2022 de 40 MW,
- de l'aménagement de Nangbéto (CEB) pour 20 MW à la pointe,

- des TAG de Lomé (CEB) pour 20 MW à la pointe,
- de ContourGlobal (IPP) pour 80/90 MW,
- et, de la CEET (groupes diesel de 1MW) pour 10 MW partiellement en secours,

pour un total de180 MW.

Afin d'éviter les délestages, le Togo pourrait faire appel à un complément de puissance de 50 à 80 MW à partir :

- des importations de la CIE et VRA (CEB) pour 50 MW,
- des groupes diesel de la CEET pour 10 MW,
- des groupes de WACEM pour 20 MW mais en ultime secours,

ce qui permettrait de disposer d'une capacité utilisable maximale à la pointe comprise entre 230 et 260 MW.

5.2.2 Le parc de production de la CEET

La CEET, à travers ses centrales dont la micro centrale hydroélectrique de Kpime, a produit 42 GWh en 2007, soit 59% de la production totale et 30 GWh en 2008, soit 42% du total.

Production thermique

Les principales centrales thermiques sont :

- Les centrales de Lomé B (14 groupes de 1 MW) et de Lomé Siège à Lomé ;
- La centrale de Kara et de Sokodé pour les régions centrale et de la Kara ;
- Les centrales isolées.

Notons qu'en 2008, afin de faire face à la crise énergétique, quatorze groupes électrogènes de 1 MW chacun (la Centrale de Lomé B) ont été achetés par l'Etat et mis à la disposition de la CEET. L'achat de ces groupes a augmenté la capacité de production électrique de la CEET au bénéfice surtout des consommateurs d'électricité de Lomé. Cette production est évaluée à plus de 8 GWh.

La micro hydroélectricité de Kpimé

- Puissance installée : 1,6 MW
- Production annuelle : de 2,46 à 4,14GWh
- Débit d'équipement : 500 litres/s.

5.2.3 Les auto-producteurs

Les auto-producteurs sont composés essentiellement de grosses industries telles que la SNPT (Société Nouvelle des Phosphate du Togo), la NIOTO (Nouvelle Industrie des Oléagineux du Togo), WACEM et quelques hôtels. Leur production est estimée en 2008 à 8 GWh (Source : SIE 2008).

5.2.4 Les producteurs indépendants

Le producteur indépendant dénommé ContourGlobal Togo S.A., a signé une convention de concession en octobre 2006 avec l'Etat togolais, pour reprendre les installations de la Centrale

thermique de Lomé (CTL). Le but était d'augmenter la capacité de production électrique du pays afin de faire face à la crise énergétique.

ContourGlobal a depuis installé une centrale électrique de 100 MW à Lomé, sur le site de la CTL. Cette centrale tri-fuel doit à terme utiliser du gaz naturel fourni par le Gazoduc d'Afrique de l'Ouest. Elle comporte six moteurs Wärtsilä 18V50-DF qui peuvent utiliser du gaz naturel, du diesel et des fuels lourds. L'alternance entre les sources de combustible peut se mesurer en minutes.

La mise en service de cette unité de production est prévue pour le deuxième semestre 2010.

5.2.5 La production d'électricité à partir des énergies renouvelables

Le solaire

La puissance totale installée en énergie solaire au niveau national, est de 301,92kW. Elle est essentiellement utilisée pour l'électrification des infrastructures sociales : écoles, dispensaires, pompage d'eau potable, etc. en milieu rural.

L'éolienne

La puissance installée est de 5,7kW. Au Togo elle est utilisée pour le pompage d'eau potable dans les zones rurales, précisément dans la localité d'Ataloté (Préfecture de la Kéran) par les Sœurs pour le pompage d'eau.

5.2.6 Les ouvrages de production de la CEB

La centrale hydroélectrique de NANGBETO (2 x 32,5 MW)

La centrale hydroélectrique de Nangbeto a une puissance garantie de 45 MW, et un productible estimé à 150 GWh/an. Le facteur d'utilisation est de l'ordre de 27 %, et le débit d'équipement est de 2 x 120m^3/s. C'est une centrale à deux groupes de 32,5 MW sous une hauteur de chute nette de 30m.

Les apports naturels annuels moyens au barrage sont de 99,6m^3/s mais de 4,8 m^3/s durant les six mois de la saison sèche qui va de janvier à mai.

Le coût de production était évalué par la CEB en 2005 à 25 Fcfa/kWh ([6])

La production annuelle moyenne sur les 22 années d'exploitation du barrage (1987 â 2009) est de 171 GWh. La centrale de Nangbéto a connu une bonne hydraulicité en 2009 avec 219 GWh en comparaison avec l'année 2008 et 2007 respectivement à 174 GWh et 179,7 GWh en 2007 ; 172,5 GWh en 2006 et 144,2 GWh en 2005.

« Cette ressource est caractérisée par une forte sensibilité aux aléas climatiques 91 GWh en 1997 soit 53% de la moyenne et 92 GWh en 2001; 253 GWh en 1995 soit 148% de la moyenne et 236 GWh en 2003.

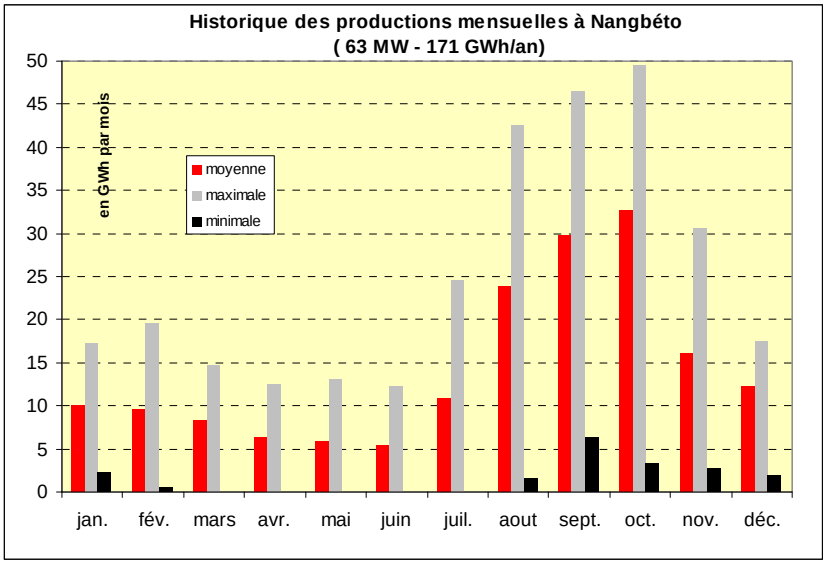
Depuis sa mise en service il n'a pas été constaté d'année très déficitaire comme les années 1957-1958 et 1982-1983.

Par ailleurs le caractère torrentiel du Mono a été mis en évidence durant les 20 dernières années: à titre d'exemple, 68% des apports de 1991 sont enregistrés en 50 jours, 75% en deux mois, et le débit entrant peut varier de ffl 200 voire 300m^3/jour. Cette caractéristique du Mono rend les prévisions délicates, ce qui fait de cette source une « ressource d'opportunité » qui doit avoir une « ressource équivalente en réserve » dans le parc d'approvisionnement de la CEB, faute de quoi des défaillances ne peuvent être évitées en cas de sécheresse.

[6] Source : Plan Stratégique d'Investissement de la CEB à l'Horizon 2007-2026

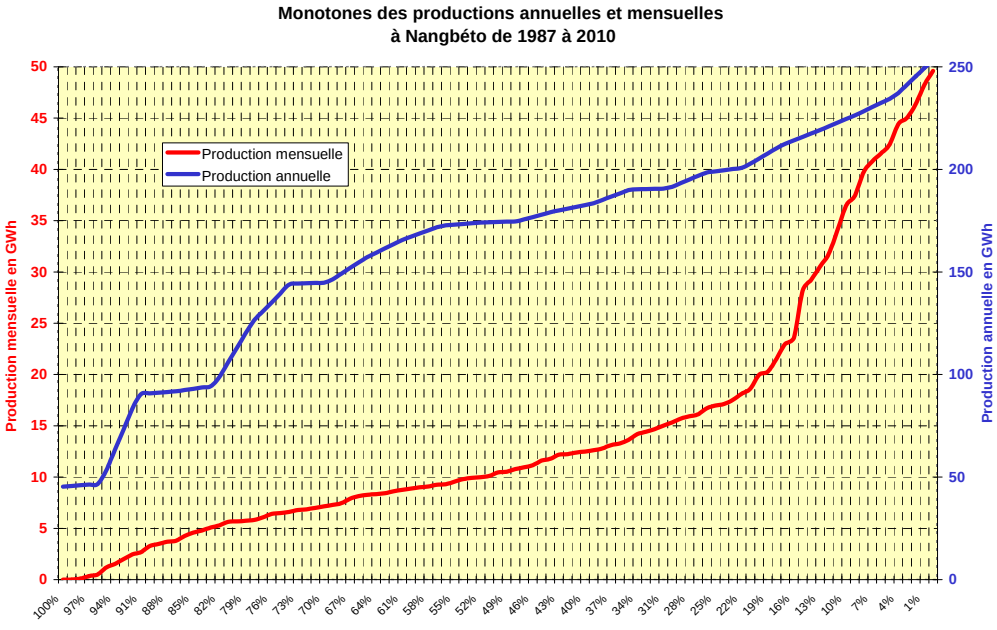
La variation saisonnière est relativement forte avec en moyenne une production mensuelle de 25 à 35 GWh en saison humide et 5 à 10 GWh en saison sèche.

Figure 2 : Historique des productions mensuelles depuis 1987



La production mensuelle varie de 0 à 20 GWh sur 10 mois et de 20 à 50 GWh sur 2 mois.

Figure 3 : Monotones des productions annuelles et mensuelles de Nangbéto depuis 1987



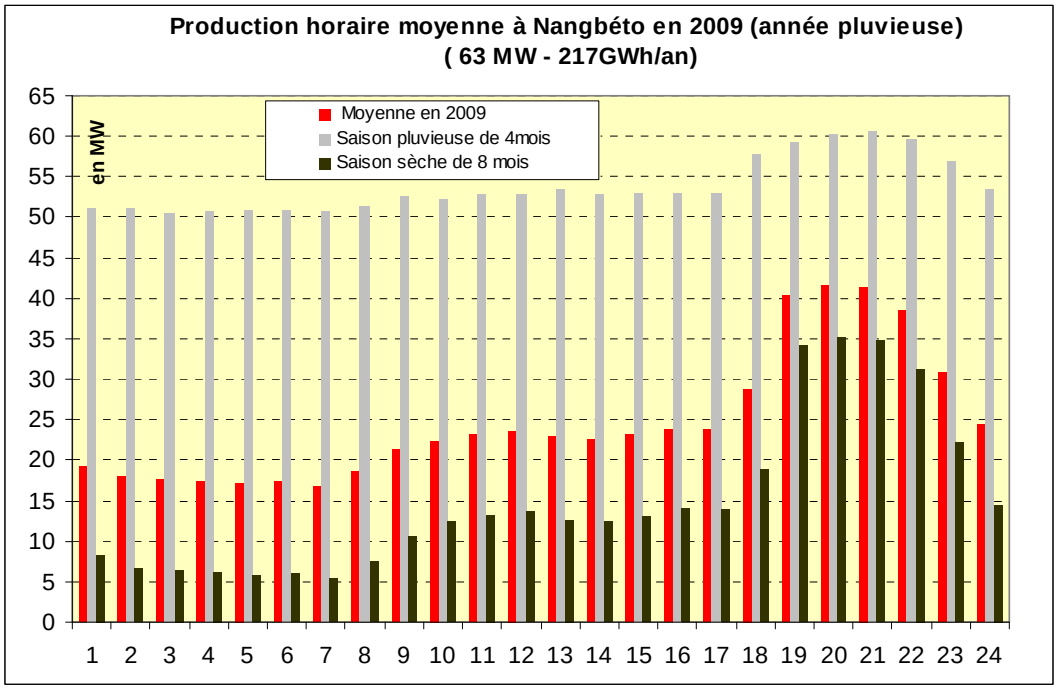
La puissance garantie en année sèche décennale est de 25 MW. Après plus de vingt ans d'exploitation cet aménagement nécessite une réhabilitation dont le coût aura un impact sur le coût du kWh futur. Le coût de cette réhabilitation est estimé à 18 millions d'Euros d'après la CEB.

Le Barrage de Nangbéto a été mis en eau en août 1987 et la centrale en service semi industriel en septembre 1987: l'aménagement a bouclé donc ses 22 ans d'exploitation en 2010. La réhabilitation de l'aménagement devra se préoccuper de deux problèmes principaux :

- Génie civil : la digue principale a affiché un comportement qualifié d'atypique par les experts dès la mise en eau. Ce comportement est resté une préoccupation tout le long de la vie de l'ouvrage dont les mesures d'auscultation ont été analysées et interprétées par EDF - DTG. La recommandation principale d'EDF consiste à faire réaliser une étude approfondie du comportement du barrage afin de situer de façon plus précise la CEB sur le comportement du barrage et les mesures préventives à prendre.
- Electromécanique: une étude rapprochée du fonctionnement des groupes (turbines, alternateurs et auxiliaires) permettra de déterminer l'intérêt et l'envergure des travaux à réaliser pour continuer à tirer le meilleur parti de la centrale.

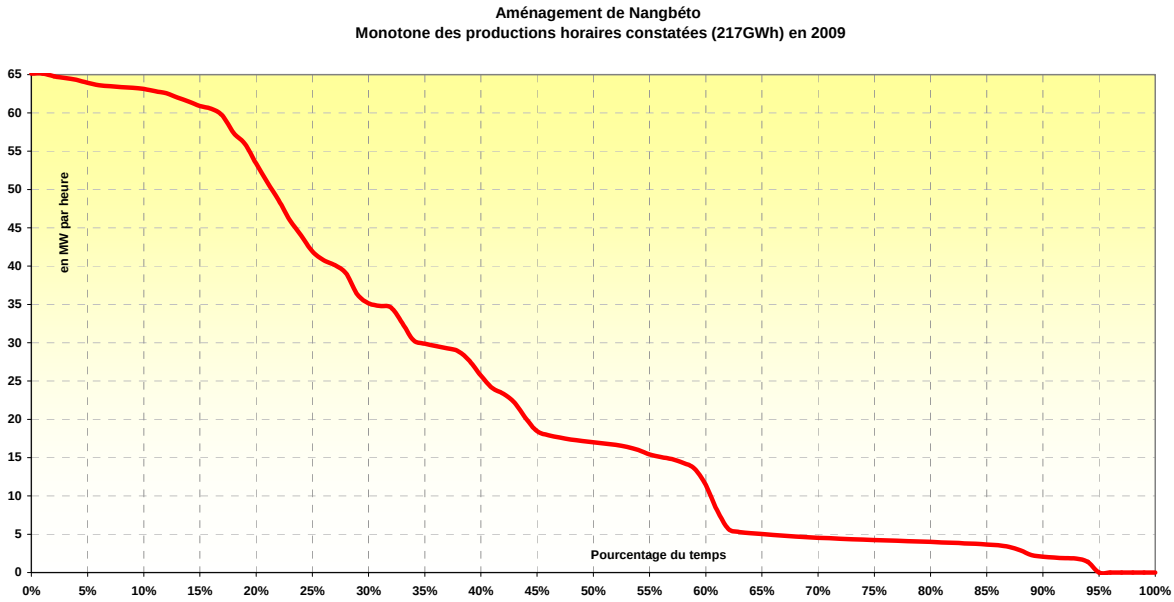
Le financement de ces études est prévu dans le cadre du crédit accordé par la Banque mondiale (APL1, Phase 2) au Bénin pour le projet WAPP ».

Figure 4 : Productions horaires moyennes constatées à Nangbéto en 2009 (année humide)



La production horaire a été 23% du temps supérieure à 45 MW en 2009 et 40% du temps en dessous de 5 MW.

Figure 5 : Monotone des productions horaires à Nangbéto en 2009 (année humide)



Les Turbines à Gaz (TAG)

Les dépenses pour achat de combustible JET A1 pour les Turbines à gaz de Lomé et de Cotonou ont toujours été prises en charge par la CEB, sauf au cours de la période Août 2007 à juillet 2009 où la CEET a exclusivement acheté du combustible pour la TAG de Lomé.

La TAG de Lomé a consommé en 2008 un volume de 4 710 198 litres de JET Al avec une production d'énergie de 14 912,90 MWh, soit une consommation spécifique de 0,316 l/kWh (contre 0,314 l/kWh en 2007). La TAG de Lomé a été convertie en 2008 en dual fuel (Jet A1 et gaz naturel).

La TAG installée au Bénin a été déplacée de Cotonou Vêdoko à Maria-Gléta en prévision de l'arrivée du gaz sur le gazoduc ouest-africain. La TAG de Maria Gléta a également été convertie en 2008 en dual fuel (Jet A1 et gaz naturel).

5.2.7 Evolution historique de la demande d'électricité au Togo

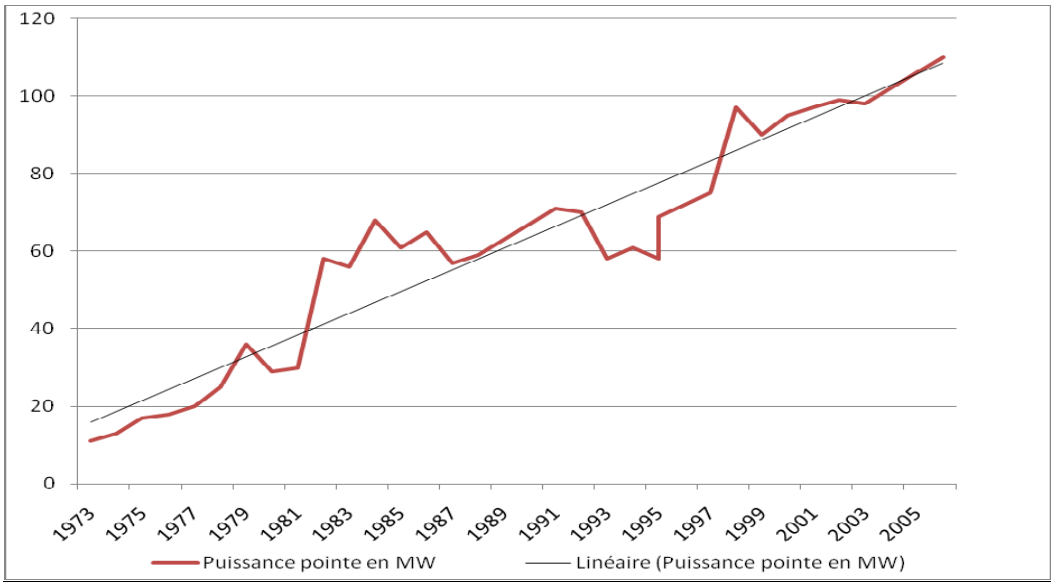
Dans le plan stratégique d'investissement de la CEB, Horizon 2007-2026 (version finale avril 2007), l'évolution historique de la demande d'électricité pour le Togo seul est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Historique de l'évolution de la demande

Années	GWh	Croissance	MW	Croissance	Facteur de charge
1973	54	–	11	–	0,56
1974	74	37%	13	18%	0,65
1975	82	11%	17	31%	0,55
1976	94	15%	18	6%	0,60
1977	117	24%	20	11%	0,67
1978	137	17%	25	25%	0,63
1979	183	34%	36	44%	0,58
1980	329	80%	29	-19%	1,30
1981	345	5%	30	3%	1,31
1982	362	5%	58	93%	0,71
1983	324	-10%	56	-3%	0,66
1984	212	-35%	68	21%	0,36
1985	295	39%	61	-10%	0,55
1986	291	-1%	65	7%	0,51
1987	307	5%	57	-12%	0,61
1988	320	4%	59	4%	0,62
1989	347	8%	63	7%	0,63
1990	359	3%	67	6%	0,61
1991	342	-5%	71	6%	0,55
1992	395	15%	70	-1%	0,64
1993	303	-23%	58	-17%	0,60
1994	337	11%	61	5%	0,63
1995	442	31%	58	-5%	0,87
1995	455	3%	69	19%	0,75
1997	478	5%	75	9%	0,73
1998	433	-9%	97	29%	0,51
1999	545	26%	90	-7%	0,69
2000	542	-1%	95	6%	0,65
2001	553	2%	97	2%	0,65
2002	558	1%	99	2%	0,64
2003	623	12%	98	-1%	0,73
2004	667	7%	102	4%	0,75
2005	684	3%	106	4%	0,74
2006	688	1%	110	4%	0,71

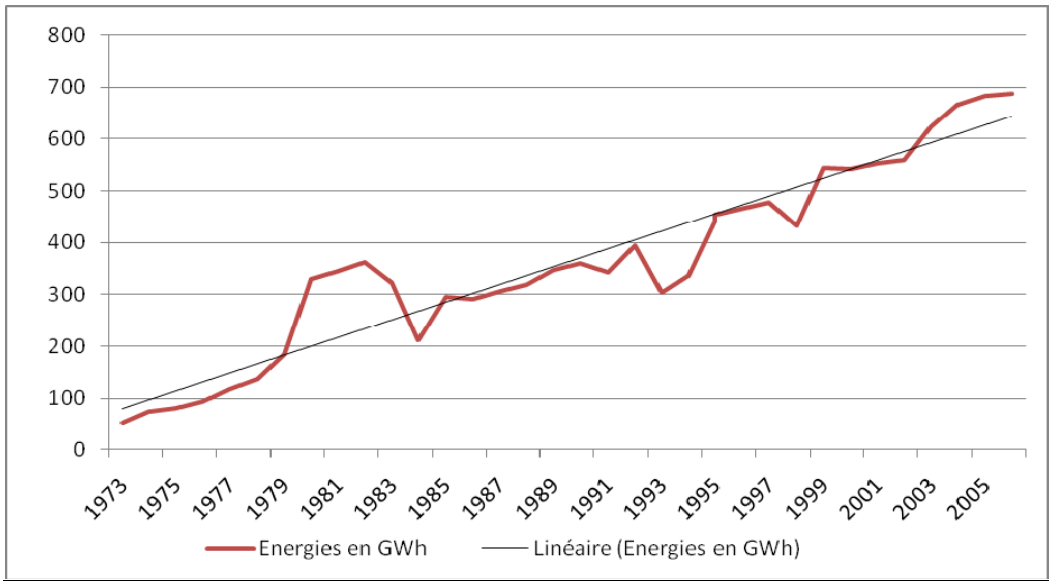
Pour chaque année, la croissance en % et le facteur de charge ([7]) ont été calculés par le consultant SOFRECO.

Figure 6 : Evolution de la pointe en MW de 1973 à 2006



[7] énergie produite en MWh divisée par le produit de 8760 heures et la pointe annuelle en MW

Figure 7 : Evolution de la production en GWh de 1973 à 2006



Nota : Les variations importantes (non expliquées) du facteur de charge et de la croissance d'une année sur l'autre, posent la question de la cohérence et de la valeur de ces données.

5.2.8 Prévisions de consommation

Prévisions CEB :

Dans ses prévisions la CEB a étudié deux scenarios de croissance 5% et 8% ;

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energie (Gwh)	Min	986	1035	1088	1142	1199	1259	1322	1388	1457	1530	1607
	Max	1019	1101	1189	1284	1388	1497	1617	1748	1886	2037	2200
Energie (%)	Min	-	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	Max	-	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

Prévisions CEET :

Les ventes d'électricité de la CEET ont augmenté de plus de 11% ces deux dernières années

RUBRIQUES	2007	Part (%)	2008	Part (%)	2009	Part (%)	Evolution (%)	
							(1)	(2)
Ventes d'électricité BT en GWh	260	59,77	310	61,14	349	61,77	19,46	12,29
Ventes d'électricité MT en GWh	175	40,23	197	38,86	216	38,23	12,22	9,81
TOTAL	**435**	**100**	**507**	**100**	**565**	**100**	**16,54**	**11,33**

(1) Evolution 2008-2007
(2) Evolution 2009-2008

Source : Rapport d'activités CEET (2009)

Les prévisions de la CEET sont faites sur l'hypothèse d'augmentation de la consommation sur un rythme de 11% annuel.

RUBRIQUES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
en GWH	783	868	962	1065	1181	1308	1450	1606	1780	1972

Source : Plan d'affaires CEET 2009_2013

Pour la suite des études, il sera retenu 3 scénarios de croissance de la consommation :

- Scénario bas : 5%,
- Scénario médian : 8%,
- Scénario haut 11%.

5.2.9 La courbe de charge de la puissance appelée en 2009 (source CEB)

En 2009, la production livrée par la CEB (hors production de la CEET) au Togo a été de 899 GWh pour une pointe appelée maximale de 156 MW et un facteur de charge associé de 65,5%. 734 GWh ont été livrés par la CEB à la CEET et 165 GWh (18%) à WACEM et SNPT.

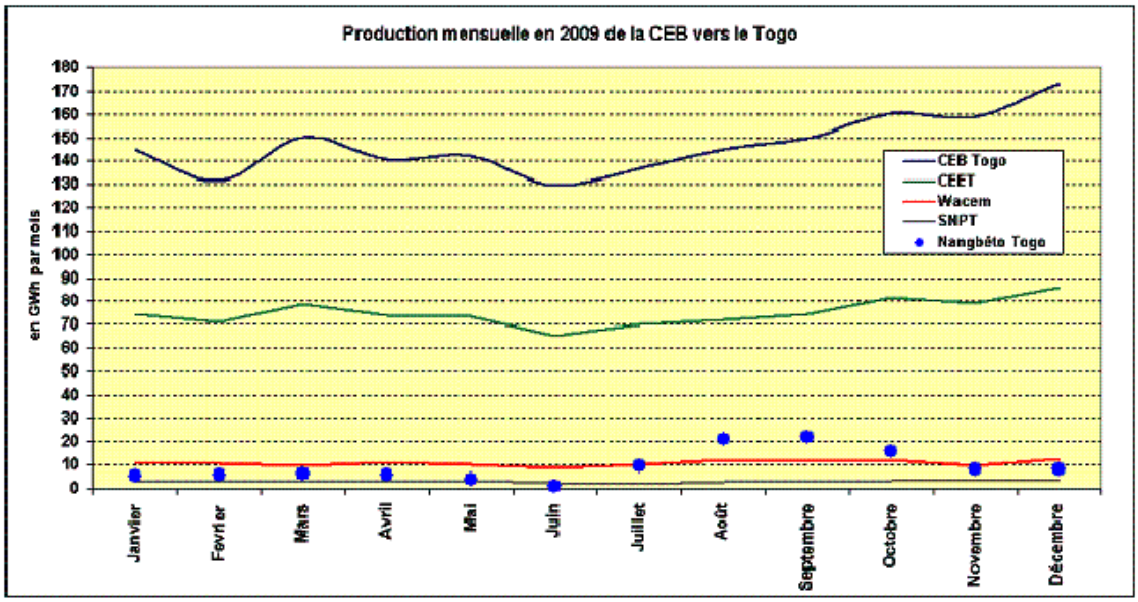
La CEET dans son rapport annuel annonce une production achetée de 690 GWh à la CEB ; la différence (6%) correspondrait aux pertes du réseau HT. La production totale pour le pays a donc été de 922 GWh avec la production de la CEET qui a été de 22,8 GWh en 2009.

L'énergie non desservie constatée en 2009 soit par défaut de capacités disponibles (défaillances de production) soit suite à des travaux ou incidents divers sur le réseau s'élève d'après la CEET à 70,5 GWh dont 16,5 GWh pour les délestages. Sans délestages et incidents, la demande du secteur public et des industriels en HT au Togo aurait été en 2009 d'environ 990 GWh dans les mêmes conditions économiques.

Nota : les chiffres donnés ou annoncés par les différents organismes ne sont pas toujours cohérents entre-eux.

Les graphiques ci-après, issus des statistiques de la production horaire en 2009 de la CEB, permettent de décrire comment évolue la consommation au Togo.

Figure 8 : Evolution de la production mensuelle livrée par la CEB au Togo en 2009

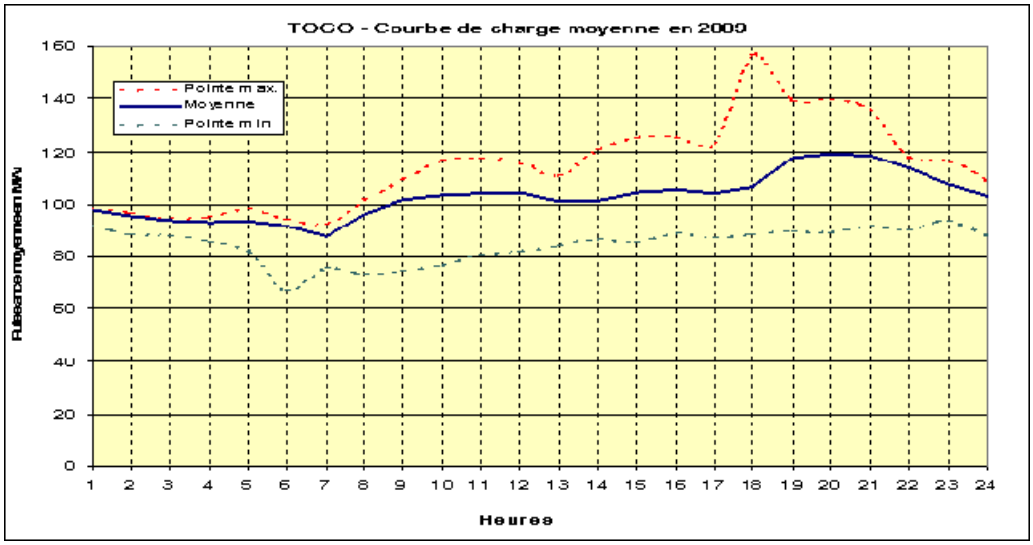


La pointe de consommation est en décembre conséquence de l'effet saisonnier (température) et de l'accroissement de la consommation annuelle.

La production de Nangbéto sur l'année est assez marginale en énergie (11% en 2009). Elle est maximale d'août à octobre en année humide et permet de disposer d'énergie de pointe durant les heures de pointe.

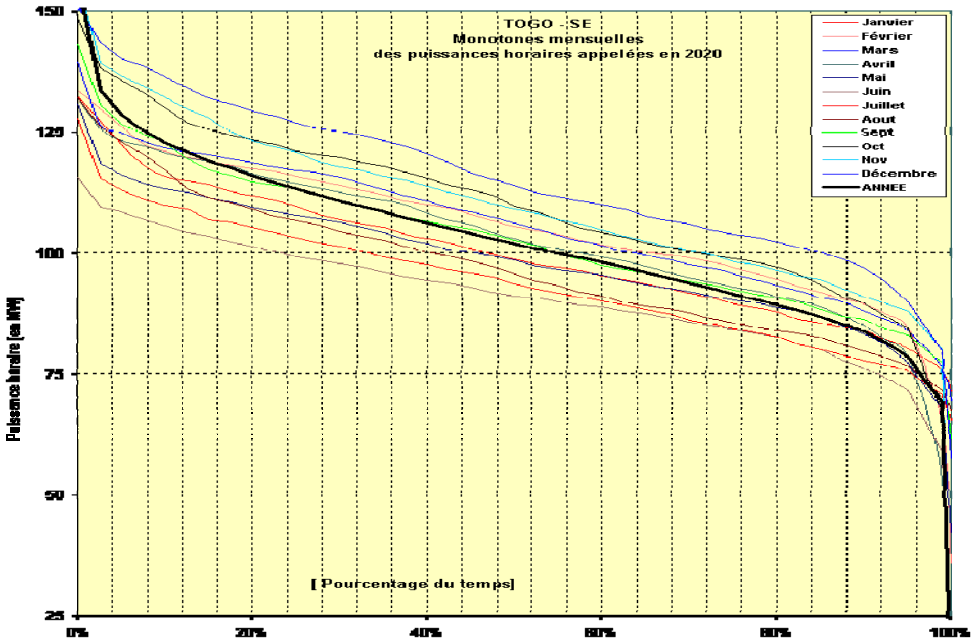
La courbe de charge moyenne se caractérise par une pointe en soirée entre 18h30 et 22h30 puis une période creuse jusqu'à 7h30 du matin : voir le graphique ci-après.

Figure 9 : Forme de la courbe de charge journalière moyenne (CEB) au Togo en 2009



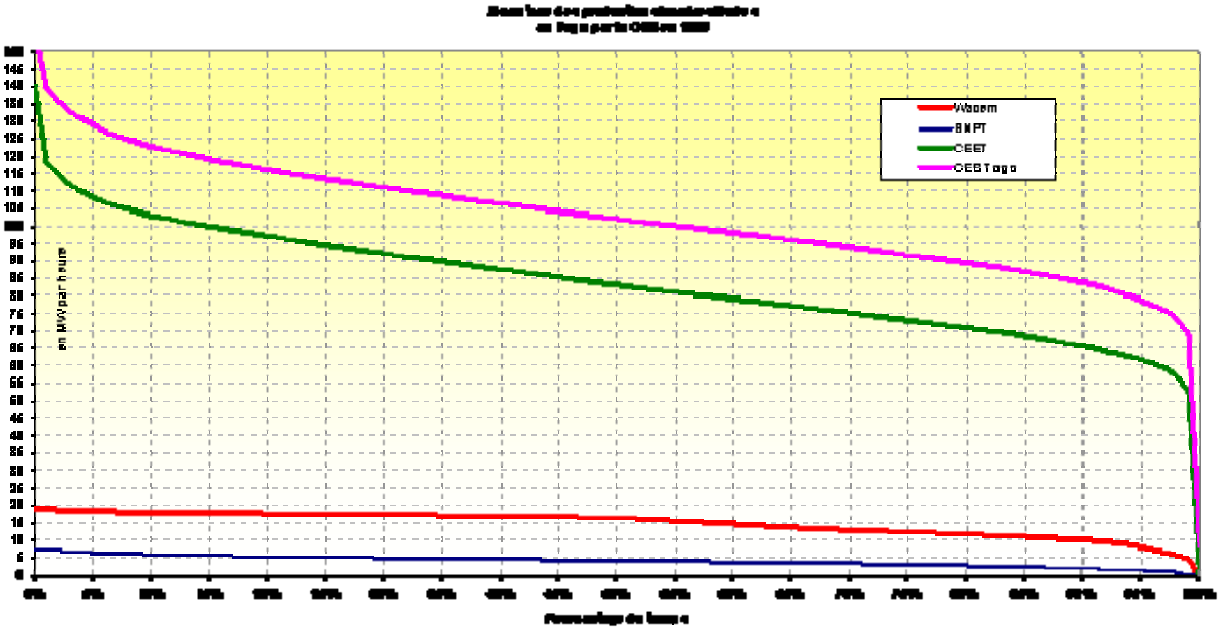
Les monotones de charge mensuelles et la monotone annuelles sont données ci-après.

Figure 10 : Evolution des monotones de charge mensuelles (CEB) en 2009



Le graphique ci-après donne pour les monotones de production de la CEB pour les trois consommateurs pour l'année 2009.

Figure 11 : Monotones des productions livrées par la CEB à la CEET, WACEM et la SNPT (2009)



Les deux graphiques ci-après montrent l'évolution de la production mensuelle et de la pointe journalière en 2009 au Togo par la CEB.

Figure 12 : Evolution de la pointe mensuelle en 2009

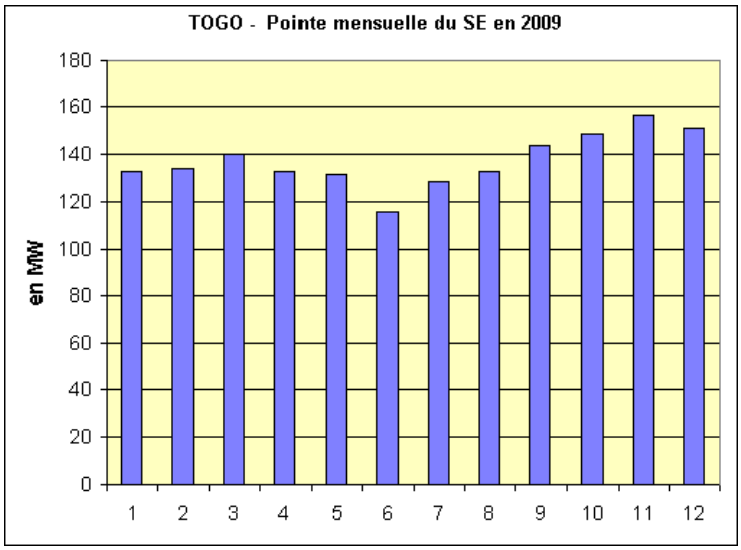
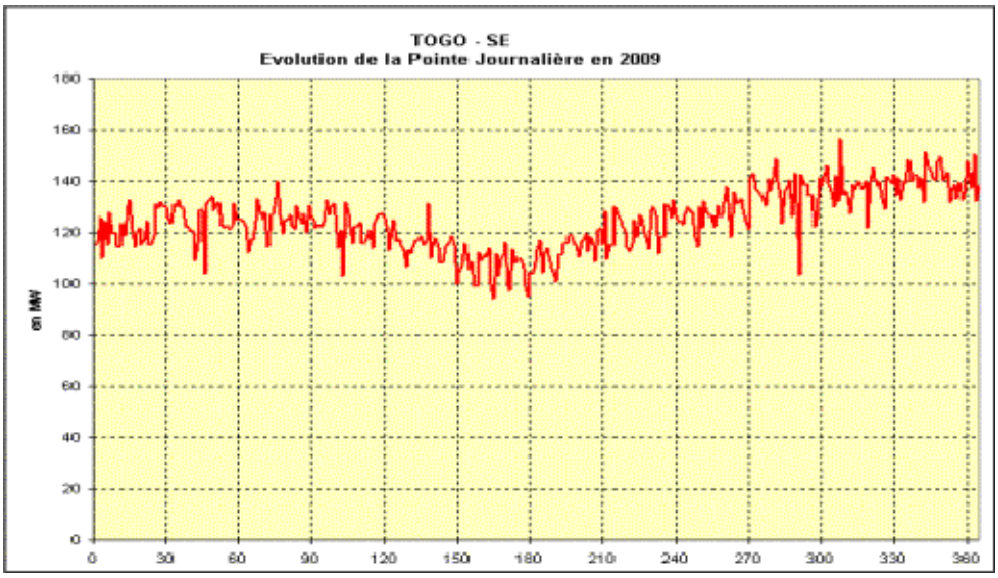


Figure 13 : Evolution de la pointe journalière en 2009



5.3 Les besoins en énergie et puissance à moyen et long termes

5.3.1 Les prévisions de consommation en 2013 et 2020

Plusieurs scénarii de croissance de la production au Togo ont été faites par la CEB (plan stratégique d'investissements 2007-2026) avec des taux de 5% (scénario bas) et de 8% (scénario médian), et par la CEET dans pour son plan d'affaire avec un taux de 11% (scénario haut) à moyen terme.

Les prévisions de consommations pour un taux de croissance de 8% (scénario médian le plus probable à long terme) sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 2 : Prévisions à 2013 et à 2020 Scénario médian à 8% de croissance pour la CEET

Scénario médian : 8%	2009	2010	2013	2020
CEET	(hors délestage)			
Energie en GWh	734	868	1094	1875
Délestages et pannes	(70)	-	-	-
Puissance en MW	129	155	192	324
Facteur de charge	66%	65%	65%	65%
WACEM & SNPT				
Energie en GWh	160	169	198	288
Puissance en MW	27	26	30	44
Facteur de charge	68%	75%	75%	75%

Scénario médian : 8%	2009	2010	2013	2020
TOGO				
Energie en GWh	894	1037	1292	2163
Puissance en MW	156	180	222	372
Facteur de charge	66%	66%	66%	66%
Puissance installée requise (*)	-	**220 MW**	**265 MW**	**445 MW**

(*) : marge de 20%

Les prévisions de consommations pour un taux de croissance de 5% (scénario bas à long terme) sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 3 : Prévisions à 2013 et à 2020 Scénario bas à 5% de croissance pour la CEET

Scénario bas : 5%	2009	2010	2013	2020
CEET	(hors délestage)			
Energie en GWh	734	844	917	1374
Délestages et pannes	(70)	-	-	-
Puissance en MW	129	150	177	241
Facteur de charge	66%	65%	65%	65%
WACEM & SNPT				
Energie en GWh	160	169	198	288
Puissance en MW	27	26	30	44
Facteur de charge	68%	75%	75%	75%
TOGO				
Energie en GWh	894	1013	1175	1663
Puissance en MW	156	176	201	285
Facteur de charge	66%	66%	66%	66%
Puissance installée requise (*)	-	**210 MW**	**240 MW**	**340 MW**

(*) : marge de 20%

Les prévisions de consommations pour un taux de croissance de 11% (scénario haut à long terme) sont résumées dans le tableau suivant. Les prévisions de la CEET dans le plan d'affaire pour 2013 sont de 11% peuvent être considéré comme un majorant.

Tableau 4 : Prévisions à 2013 - Scénario haut à 11% de croissance pour la CEET

Scénario haut : 11%	2009	2010	2013
CEET	(hors délestage)		
Energie en GWh	734	892	1221
Délestages et pannes	(70)	-	-
Puissance en MW	129	159	214
Facteur de charge	66%	65%	65%
WACEM & SNPT			
Energie en GWh	160	169	198
Puissance en MW	27	26	30
Facteur de charge	68%	75%	75%
TOGO			
Energie en GWh	894	1061	1414
Puissance en MW	156	185	244
Facteur de charge	66%	66%	66%
Puissance installée requise (*)	**-**	**220 MW**	**295 MW**

(*) : marge de 20%

5.3.2 Les besoins possibles en 2013 du Togo

Les besoins en production pour le Togo en 2013 sont les suivants en fonction des scénarios retenus :

Togo - Système électrique	2009	2013 Scénario bas	2013 Scénario médian	2013 Scénario haut
Croissance CEET	-	5%	8%	11%
Production	894GWh	1175 GWh	1292 GWh	1414 GWh
Puissance appelée à la pointe	156 MW	201 MW	222 MW	244 MW
Facteur de charge	66 %	66 %	66 %	66 %
Puissance installée requise(*)	(180/190MW)	240 MW	265 MW	295 MW
Puissance supplémentaire requise		Environ 70 MW	Environ 90 MW	Environ 120 MW

(*) : marge de 20%

Le Togo a besoin de disposer entre 70 et 120 MW de puissance supplémentaire d'ici 2013 selon les scénarios et sans importation du Ghana et de la Côte d'Ivoire.

5.3.3 Les besoins possibles en 2020 du Togo

Les besoins en production pour le Togo en 2020 sont les suivants en fonction des scénarios retenus :

Togo - Système électrique	2009	2020 Scénario bas	2020 Scénario médian	2020 Scénario haut
Croissance moyenne de la CEET	-	5%	8%	11%
Production	894GWh	1663 GWh	2163 GWh	(2823)
Puissance appelée à la pointe	156 MW	285 MW	372 MW	(488)
Facteur de charge	66 %	66 %	66 %	66 %
Puissance installée requise	(180/190MW)	340 MW	445 MW	(585)
Puissance disponible et garantie début 2011		180	180	180
Puissance supplémentaire requise		150 MW environ	200 MW environ	400 MW environ

En 2020, le Togo aura besoin de disposer entre 150 et 400 MW de puissance supplémentaire selon les hypothèses faites par la CEB et/ou la CEET.

En l'absence d'importation du Ghana et de la Côte d'Ivoire, les besoins en investissements d'ici 2020 seront à minima pour un taux de croissance :

- de 5% : entre 100 et 150 MW,
- de 8% : entre 150 et 200 MW
- de 11% : entre 350 et 400 MW.

Remarque :

Avec le déclassement de la TAG de Lomé mise en service en 1998 (ainsi que celle de Maria Gléta) et la fin du contrat de fourniture avec le Nigeria de 75 MW, ces besoins complémentaires après 2020 augmenteront d'environ 120 MW pour le Togo-Bénin dont 60 MW pour le Togo.

D'ici 2025, il sera donc nécessaire de prévoir entre 200 et 450 MW selon les scénarios retenus.

Une étude de plan directeur production pour le Togo (ainsi que du Bénin) doit être engagée comprenant une étude de la demande à l'horizon 2020/25 :

- afin d'examiner non seulement les bilans en puissance mais également les bilans en énergie en prenant en compte les différents aléas (hydraulicité, disponibilité des groupes, taux de croissance..), et
- afin d'analyser et d'étudier en profondeur les scénarios de croissance de la demande (électrification rurale, variation du PIB,….).

5.4 Coût de production au Togo en 2010

5.4.1 Prix des combustibles au Togo et Bénin

Les combustibles utilisés pour la production d'électricité au Togo sont essentiellement :

- Le Jet A1 pour les TAG de Lomé et Maria Gléta au Bénin,
- Le Fioul lourd (HFO) pour la centrale de ContourGlobal au Togo,
- Le diesel (LFO ou DDO) pour les petits groupes diesel au Togo,
- Le gaz naturel disponible à partir de fin 2010 (mais en quantité très restreinte) pour les deux TAG en remplacement du Jet A1.

Les prix des combustibles fossiles, qui suivent les cours du baril de pétrole, fluctuent fortement d'une année à l'autre.

Mi 2010, les niveaux de prix constatés au Togo sont de (sur la base de 1 USD égal à 500 Fcfa):

- 360 Fcfa/litre pour le Jet A1,
- 230 000 Fcfa /tonne pour le HFO,
- 475 Fcfa/ litre pour le LFO (DDO),
- Le prix du gaz naturel indexé sur le baril est de 5 USD/MMBtu ou de 2500 Fcfa/MMBtu

5.4.2 Les coûts variables des centrales thermiques

Les coûts variables (uniquement combustible) sont actuellement :

- Pour la TAG de Lomé fonctionnant au Jet A1 (0,315l/kWh à 360 Fcfa/litre) de **115/120 Fcfa/kWh** ;
- Pour les Moteurs de ContourGlobal (rendement net 43%) fonctionnant au HFO de **46 Fcfa/kWh**.

Nota : ContourGlobal a installé 6 moteurs de 16,6 MW de type Wärtsilä 18V50DF) et prévu de fonctionner au gaz naturel avec un rendement moyen net de 46% (7700 kJ/kWh). Le rendement est légèrement inférieur (43% - 8240 kJ/kWh) pour un fonctionnement au fioul lourd HFO. La consommation spécifique nette est de :

- 4,5 kWh par m^3 de gaz naturel,
- 200gr de HFO par kWh.

5.4.3 Le prix d'achat du gaz naturel et les coûts variables associés

Contractuellement le gazoduc doit livrer 5200 MMBtu par jour de gaz naturel à Lomé (équivalent à 135 000 m^3/jour +/- 10%) pour alimenter la TAG de 20 MW pour un fonctionnement en base. 52000MMBtu par jour est égal à 1523 MWh/jour pour un rendement de 100% ce qui correspond à une puissance de 63,5 MW (1MMBTU = 293kWh à 100% de rendement).

Pour la Turbine à gaz de Lomé, si le rendement est de 33% (à 35°C), on dispose de 20 MW. Pour les moteurs de ContourGlobal, si le rendement est de 46%, on dispose alors de 29 MW Pour la même quantité de gaz, on gagne environ 9 MW à utiliser le gaz pour alimenter les groupes diesel de ContourGlobal par rapport à son utilisation par la TAG de Lomé.

Le prix contractuel du gaz (voir le plan stratégique de 2007-2026 de la CEB) est indexé sur le prix du brut qui était de 1,5USD/MMBtu pour un baril à 60USD/baril. Pour un baril de 80USD/bl, il passerait à environ 2USD/MMBtu.

Le tarif complet du gaz serait de 4,5USD /MMBtu pour un baril à 60USD et de 5USD/MMBtu pour un baril à 80USD.

A titre indicatif, les coûts variables du combustible gaz naturel pour un prix d'achat à 5US$/MMBtu (2500Fcfa/MMBtu) serait pour un rendement (Pouvoir Calorifique Inférieur) de :

- 50% (Cycle combiné pour 5 kWh par m^3) : 17 Fcfa/kWh,
- 46% (Moteur à gaz pour 4,5 kWh par m^3) : 19 Fcfa/kWh,
- 33 % (TAG aéro-dérivative) : 28 Fcfa/kWh,

5.4.4 Moyens de production au Togo et importations du Nigeria

Les coûts de production en fin d'année 2010 au Togo varieront en fonction des moyens de production appelés et des combustibles utilisés plus ou moins coûteux.

Le prix de vente à la CEET par ContourGlobal serait de l'ordre de 70 Fcfa/kWh pour un fonctionnement au HFO mais passerait à environ 41 Fcfa/kWh pour un fonctionnement au gaz à 5USD/MMBtu (ou de 53Fcfa/kWh pour un prix du gaz à 8USD/MMBtu).

Le prix de revient de la TAG de Lomé pour un fonctionnement en pointe et une utilisation du gaz naturel serait de l'ordre de 60 Fcfa/kWh à la place de 150Fcfa/kWh au jet A1 (y compris les charges fixes).

Nota : En exploitation, l'ordre d'appel des groupes se fait en fonction uniquement des coûts variables : l'ordre de grandeur serait alors de 35 Fcfa/kWh pour la TAG au gaz naturel à la place de 125Fcfa/kWh au jet A1.

Tableau 5 : Rappel des coûts de production en 2010

Moyens de production	Puissance Energie	Part Togo	Combustible	Prix du combustible	Coût annuel	Coût variable
Centrale hydroélectrique de Nangbéto (CEB)	63 MW 170 GWh (220 GWh en 2009)	85 GWh	-		2 GFcfa/an (25 Fcfa/kWh)	
ContourGlobal (base)	100 MW 770 GWh	770 GWh	-	-	16 GFcfa/an (21Fcfa/kWh)	
			HFO	230 kFcfa/tonne	-	48 Fcfa/kWh
			Gaz naturel	5$/MMbtu	-	20 Fcfa/kWh
			Gaz naturel	8$/MMbtu	-	32 Fcfa/kWh
TAG de Lomé (CEB) (pointe de 5h.)	20 MW 36 GWh	36 GWh			0,8 GFcfa/an (22 Fcfa/kWh)	
			Jet A1	360 Fcfa/litre	-	125 Fcfa/kWh
			Gaz naturel	5$/MMbtu	-	35 Fcfa/kWh
Diesel CEET	14 MW	15 GWh	DDO	(475 Fcfa/litre)		(150 Fcfa/kWh)

Tableau 6 : Rappel des coûts d'achat de la CEB en 2009

Importations	Energie	Part Togo	Coût annuel	Coût variable
Nigeria - PHCN (puissance garantie de 75MW)	(660 GWh)	330 GWh	(8,3 GFcfa)	25 Fcfa/kWh env. (21 Fcfa en 2008)
Ghana -VRA (Contrat en cours de renégociation)	(660 GWh)	330 GWh	(16,5 GFcfa)	50 Fcfa/kWh env. (50 Fcfa en 2008)
Côte d'ivoire - CIE (Contrat suspendu en 2010)	(220 GWh)	110 GWh	(4,6 GFcfa)	42 Fcfa/kWh env. (43 Fcfa en 2008)
Total des importations en 2009	1538 GWh	625 GWh	23 GFcfa	37 Fcfa/kWh env. (36 Fcfa en 2008)

Le prix d'achat moyen de la production importée par la CEB en 2009 a été de 37 Fcfa/kWh environ ; il devrait rester comparable en 2010.

Tableau 7 : Rappel des prix de vente de la CEB en 2009

Client de la CEB	Energie	Part Togo	Coût annuel	Prix
CEET ▪ production livrée ▪ production produite (pertes)	-	690 GWh 734 GWh	36,2 GFCA -	52.5 Fcfa/kWh env. -
WACEM & SNPT	-	166 GWh	8,8GFcfa	52.5 Fcfa/kWh env.

En 2009, le prix de vente de la production livrée par la CEB au Togo était de 52,5 Fcfa/kWh (50 Fcfa en 2008).

Le prix de vente par la CEB à la CEET et à ses gros clients (WACEM et SNPT) en 2010 est de 55 Fcfa/kWh.

Tableau 8 : Evolution des chiffres caractéristiques de la CEET depuis 2007

Bilan CEET	Unités	2009	2008	2007
Production et Achats	GWh	713.0	641.1	557.8
Energie vendue	GWh	564.4	507.03	435.06
Pertes	GWh	148.6	134.07	122.74
-	%	21%	21%	22%
Energie vendue (encaissé HT)	GFcfa	49.413	43.277	37.633
Chiffre Affaire (TTC)	GFcfa	55.68	48.72	-
Prix de vente moyen (HT)	Fcfa/kWh	87.5	85.4	86.5
Prix de vente sur CA (TTC)	Fcfa/kWh	98.7	96.1	-
Prix moyen d'achat	Fcfa/kWh	52.5	50.0	50.0
Charges annuelles	GFcfa	57.8	49.5	43.5
Coût de revient énergie	Fcfa/kWh	102.5	97,6	100
Taux d'encaissements	%	88%	95.6%	95.1%

5.5 Les projets de production envisagés au Togo et Bénin

5.5.1 Le gaz naturel et le PGAO

L'achèvement complet du Projet de Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (PGAO) prévu pour début 2010 n'a pas été réalisé à ce jour. La mise en exploitation partielle est prévue pour mi 2010.

Le PGAO qui transportera le gaz naturel en provenance du delta du Nigeria par une canalisation haute pression d'une longueur de 676km ([8]) du terminal de Lagos (connecté au

[8] Gazoduc de 568km en mer en 20 pouces (508mm) et terrestre sur 58km en 30 pouces

gazoduc existant d'Escavos) à Takoradi (Ghana) alimentant ainsi les trois pays Bénin, Togo et Ghana.

La station de comptage et de régulation à Cotonou est pratiquement achevée et les mises en service de l'ensemble des installations sont imminentes.

Le gaz arrive par écoulement libre actuellement au Ghana; 30 000 MMBtu par jour sont livrés actuellement à la VRA.

Les disponibilités actuelles et futures de gaz naturel livré seraient en plusieurs phases :

- Première phase :
  - Capacité initiale : 174 Millions de pied cube par jour (MMPC/j) ou 1,8 Bcm/y (1800 Mm^3/an), Million de Standard Cubic Feet par jour (MSCF/D).
  - Volume contracté : 133 MMPC/j (il reste 41 MMPC/j à contracter),La répartition du gaz contractualisée pour la première phase de livraison (174 MMPC/J) est de (84% pour le Ghana, 9% pour le Togo, 7% pour le Bénin
  - Pour la CEB, la durée contractuelle est de 20 ans à partir de la date de démarrage et la quantité contractualisée à ce jour est de 5200 MMBtu/jour par turbine (deux turbines de 20 MW).
- Phase suivante :
  - Capacité totale du gazoduc : 474 MMPC/j ou 4,9 Bcm/y.
  - A moyen terme, on pourrait alimenter un parc de production fonctionnant au gaz de l'ordre de 2000 à 2500 MW au Ghana, Bénin et Togo en fonction des technologies utilisées (de l'ordre de 2500 MW si utilisation uniquement dans des centrales de type Cycle combiné),
  - Les besoins actuels exprimés par les trois pays est de 233 MMPC/j pour les projets en cours de réalisation ou projets à moyen terme.
  - Le prix contractuel du gaz (cf le plan stratégique de 2007-2026 de la CEB) est indexé sur le prix du brut qui était de 1,5USD/MMBtu pour un baril à 60USD/baril. Pour un baril de 80$/bl, il passerait à environ 2 USD/MMBtu. Le tarif complet du gaz serait de 4,5USD/MMbtu pour un baril à 60$ et de 5USD/MMBtu pour un baril à 80USD.

Nota:

- 1 000 pcu (pied cube) = 28,3 m^3 (1000 pcu est voisin du MMBtu)
- 1 million de pcu (MMPC) = 28 300 m^3 (1 MMPC = 905 MMBtu)
- 100 MMPC/j = 2,83 millions de m^3/j ou 1Bcm par an (100 MMPC = 90 000 MMBtu)
- PCI du gaz naturel : 32 000 Btu /m^3
- 1MMBTU = 293kWh
- Le taux de change Euro/USD a été pris à 1,30. De ce fait, le taux de change USD/Fcfa est d'environ 1 USD est égal à 500 FCfa.

5.5.2 Les projets envisagés au Bénin/Togo

Plusieurs projets de production d'électricité sont envisagés au Togo et au Bénin en BOO (Build-Operate-Own concept ou IPP) et/ou en partenariat public-privé avec la CEB, le WAPP ou la CEET.

Le premier objectif pour réduire les coûts de production au Togo et au Bénin est l'utilisation du gaz naturel pour les deux TAG existantes (2 x 20 MW) fonctionnant au kérosène (jet A1) et surtout la centrale de ContourGlobal (6 x 16 MW) qui permettra des économies substantielles en combustible en réduisant fortement les dépenses de la CEET.

Ces projets provisoirement en lice sont les suivants :

- Au Togo , l'extension de la centrale thermique (Moteur tri fioul) de ContourGlobal de 3 groupes de 16 MW qui pourrait être mise en exploitation assez rapidement et en moins de 2 ans,
- Le projet piloté par le WAPP sur le site Maria Gléta au Bénin. Il s'agit d'une centrale thermique (Cycle Combiné) (400/450 MW) dont une mise en service pourrait être envisagée en 2014 avec une participation du WAPP ; mais ce projet -n'a pas de financement (la clé de répartition de l'énergie entre les pays pour cette centrale commune Bénin, Togo, Ghana n'est pas définie),
- Le projet d'une centrale au charbon de 150 MW au Togo qui pourrait être développé en IPP ou BOO avec une mise en service à partir de 2014/2015
- Et, l'aménagement hydroélectrique d'Adjarala (147 MW) de la CEB dont la mise en service est envisageable à partir de 2015 qui permettrait de réduire la consommation de combustible (kérosène ou gaz de pointe).
- Pour le Bénin, sur un financement de 33 GFcfa, l'Etat du Bénin a commandé à une entreprise californienne CAI ([9]) huit TAG de 10 MW chacune devant fonctionner au gaz naturel et kérosène (jet A1) qui seront installées à Abomey-Calavi (Maria Gléta). La mise en service de ces groupes est prévue pour 2011.
- La réalisation d'une dorsale par le WAPP reliant le Nigeria et la Côte d'Ivoire permettra d'utiliser les surplus des centrales envisagées hydroélectrique ou thermique au gaz au Ghana (Bui, etc.) et en Côte d'Ivoire (Soubré, extension azito, etc.).

Les planificateurs des deux systèmes électriques togolais et béninois sont confrontés à plusieurs risques réels :

- hydrologique (et climatique) les années sèches pour le complexe Nangbéto – Adjarala,
- de rupture d'alimentation en gaz en provenance du Nigeria (non sécurisé par une autre source d'alimentation comme la Côte d'Ivoire ou prochainement Ghana),
- de défaillance d'un des pays fournisseurs d'électricité (Côte d'Ivoire, Ghana et Nigeria),
- et, de fluctuation des prix des combustibles indexés au prix du brut (LFO, HFO, kérosène, etc.).

Pour limiter ces risques, les systèmes se doivent :

i) d'adapter le dimensionnement du projet d'Adjarala au risque hydrologique,

ii) de prévoir un ou plusieurs stockages intermédiaires de gaz en cas de défaut d'alimentation et pour une utilisation du gaz durant les 5 heures de pointe avec les TAG fonctionnant au gaz, et

iii) de diversifier les sources de combustible avec le charbon plus économique (mais plus polluant) dont la ressource est relativement abondante.

Le coût de revient moyen des moyens de production à moyen terme va dépendre de la quantité de gaz naturel livrable aux deux pays (300 MW à 400 MW à long terme en supposant une clé de répartition entre les Etats identique à la clé actuelle).

[9] Combustion Associates, Inc (CAI).

Les prix espérés avec les projets envisagés et proposés sont :

Projets	Puissance installée	Commentaires :
Nouvelle centrale au gaz à Lomé	50 MW	35 Fcfa /kWh au gaz pour 60Fcfa/kWh si on reste au HFO
Centrale du WAPP Cycle-Combiné au gaz de Maria Gléta	400/450 MW	Entre 30 et 40 Fcfa/kWh
Centrale Charbon à Lomé	125/150 MW	Entre 40 et 45 Fcfa/kWh pour un prix de 100$ la tonne.
Aménagement d'Adjarala	98 ou 147 MW	Entre 55 et 65Fcfa/kWh pour une énergie non garantie chaque année (ou entre 65 et 70)
Achat d'énergie complémentaire aux Ghana, Cote d'ivoire et Nigeria	-	Entre 35 et 45 Fcfa/kWh.

5.5.3 Projet hydraulique d'Adjarala (147 MW) au Togo-Bénin

Le site d'Adjarala a fait l'objet d'une étude de pré-faisabilité en 1984, d'une étude d'Avant Projet Détaillé en 1988 et de plusieurs études économique et financière d'actualisation pour un aménagement comprenant deux turbines de 48,5 MW.

Etude de faisabilite du projet ADJARALA (septembre 1988, Coyne et Bellier et EDF)

Dans cette étude de faisabilité, le Consultant a utilisé un modèle d'optimisation dont on donne ci-après les grandes lignes. Etant donné un système de production électrique représenté par des monotones de charge mensuelles définissant la demande, un parc de moyens thermiques et un parc de moyens hydrauliques, le modèle d'optimisation place dans les courbes de charge les moyens existants ou à venir et calcule :

- Pour chaque année les déficits en puissance et en énergie ;
- La contribution de chaque moyen hydraulique à la demande en énergie de manière à optimiser le fonctionnement de son parc pour obtenir un coût de production minimum.
- La contribution du projet étudié à la satisfaction de la demande en énergie;
- le couple optimal puissance-énergie

En conclusion de cette étude, l'aménagement hydroélectrique d' ADJARALA, situé à 97 km en aval de NANGBETO, comprend :

- Un barrage disposant d'une capacité utile pour le turbinage de 631 hm3 à la cote 80 de retenue normale,
- Une usine équipée de 2 turbines Francis de 48,5 MW pour un débit d'équipementde 210 m3/s sous une chute nette max. de 53 m.

La production moyenne annuelle sur les 36 années de 1951 à 1988 était estimée dans les études antérieures à 270 GWh pour un débit moyen du fleuve de 97,2 m /s. Une cote de retenue de 80 et un débit équipe de 180 m3/s sont les caractéristiques optimales pour l'aménagement d'ADJARALA.

Actualisation des études économique et financière- Coût de revient du kWh (déc 1995, COB et EDF)

Le coût de revient du kWh produit par l'aménagement hydro-électrique d'ADJARALA a été réévalué en reconsidérant à la fois le coût de l'aménagement aux conditions de 1995 et son productible annuel.

- La conjoncture de forte concurrence qui règne depuis quelques années sur les marchés des grands travaux hydrauliques a conduit les Entrepreneurs et les Constructeurs à tirer leurs prix vers le bas. Ces prix ont été analysés puis appliqués à l'aménagement d'ADJARALA dont la nouvelle estimation du coût total atteint 85 590 M F. CFA.
- Par ailleurs, les débits du fleuve Mono observés à NANGBETO depuis sa mise en service se sont avérés sensiblement plus élevés que ceux prévus dans les études. Une étude comparative avec les bassins versants voisins {BENIN, GHANA) soumis au même régime pluviométrique a montré des anomalies dans la série d'apports jusqu'ici utilisée sur le Mono. Les anomalies ont été corrigées et une nouvelle chronique d'apports mensuels de 44 années a été constituée. La moyenne de ces apports à ADJARALA passe ainsi de 97,2 m3/s à 113,9 m3/s.

Le productible de l'aménagement a pu être calculé par simulation du fonctionnement des deux aménagements en série de NANGBETO et ADJARALA pendant les 44 ans d'apports reconstitués (1951-1995). Cette simulation, qui a retrouvé au passage le productible moyen observé à NANGBETO depuis sa mise en exploitation (169GWh/an), conduit á un productible de 326 GWh/an à ADJARALA soit une augmentation de 20 % par rapport au résultat de l'avant-projet détaillé de septembre 1988. Le coût de revient du kWh fourni par l'aménagement d'ADJARALA s'établit alors à 32,62 F.CFA.kWh pour un taux d'actualisation de 10 %.

Actualisation des Etudes Economiques Optimisation de Projet (Coyne et Bellier Decembre 2004)

Une revue du dimensionnement du projet a été effectuée par l'ingénieur-conseil « Coyne et Bellier » en décembre 2004 avec l'ajout d'une troisième turbine. Cette étude a été complétée par une étude environnementale ainsi qu'une étude économique en 2008 justifiant l'intérêt économique de ce groupe supplémentaire.

Les dernières caractéristiques de l'usine hydroélectrique d'Adjarala annoncées par l'ingénieur-conseil sont les suivantes :

- Hauteur de chute brute 55,75 m (1 seul groupe)
- Hauteur de chute nette nominale 54,25 m (1 seul groupe)
- Nombre de groupes et type 3 Francis à axe vertical
- Débit équipé total 3 x 105 m^3/s
- Puissance totale installée 3 x 49 MW
- Production moyenne annuelle 366 GWh
- Puissance garantie en pointe en année sèche décennale: 109 MW.

Selon la CEB, « La revue des études économiques[10] menée en juin 2008 par l'ingénieur-conseil a permis de confirmer l'intérêt économique actuel de l'aménagement hydroélectrique d'Adjarala pour le Togo et le Bénin. Le productible moyen annuel est de 366 GWh dont 237 GWh garantie à 95%, pour une puissance garantie de 109 MW . Le coût total de la réalisation a été évalué à 161,764 GFcfa (247 M€, dont 60,918 GFcfa pour le génie civil, 48,833 GFcfa pour les équipements, 17 449 MFcfa pour les maîtrises d'œuvre et d'ouvrage,

[10] Info CEB : Observations sur le rapport de démarrage du 10 juin 2010

ainsi que les aléas, et 34,504 GFcfa pour le plan de gestion environnementale. Le coût de revient du kWh pour cette alternative à 147 MW est évalué à **54,3 Fcfa** avec un taux d'actualisation de **10%**. Le taux de rentabilité interne, pour un prix de vente moyen de 60 Fcfa le kWh est de 12%. »

Dans l'étude économique succincte de juillet 2008, l'ingénieur conseil annonce :

- Un optimum entre 240 et 270m^3/s pour un coût de revient du kWh produit à 53,9 Fcfa/kWh pour un taux de 10%,
- Un coût du projet à 162 GFcfa pour un débit de 315m^3/s,
- Une rentabilité économique par rapport à la centrale Diesel fonctionnant au HFO à 761€/tonne (500 000 Fcfa /tonne) et pour un rendement de 210gr/kWh[11].

Remarques du Consultant SOFRECO

On constate sur les retours d'offre faites en 2010 des entreprises chinoises (Synohydro) pour les aménagements hydroélectriques de Félou et Gouina au Mali et Memve'élé au Cameroun des augmentations des devis, établis en 2008, de plus de 50%. Les offres faites pour le projet de Markala au Mali par les entreprises chinoises confirment les niveaux de prix précédents.

Le devis annoncé à 246 M€ par l'ingénieur conseil devrait par rapport aux dernières consultations se situer entre 320 et 350 M€ aux conditions de juillet 2010.

En début d'année 2010, la CEB a annoncé pour ce même dimensionnement (147 MW) un coût total de l'opération à 197 GFcfa (300 M€). Le coût de revient attendu en année moyenne avoisinerait les 65/70 Fcfa/kWh pour un taux d'actualisation de 10%

Les paramètres économiques considérés dans l'évaluation de 2004 ont été les suivants :

- Coût de revient du kWh produit par Adjarala, en fonction du taux d'actualisation, à comparer aux coûts de revient des autres sources d'approvisionnement de la CEB.
- Taux de Rentabilité Interne (TRI) : taux d'actualisation pour lequel le bénéfice net actualisé s'annule, pour un prix de vente donné du kWh.
- Bénéfice (en Valeur Nette Actualisée) apporté par l'aménagement d'Adjarala, par rapport à une solution de production thermique alternative, apte à rendre un service équivalent.

Il n'a pas été fait de calculs d'optimisation équivalents à ceux réalisés en septembre 1988. On ne peut pas considérer que cette étude est une actualisation des études précédentes : les méthodologies employées étant très différentes. L'intérêt du groupe complémentaire (49 MW pour 25/30 GFcfa), n'a donc pas été pleinement justifié.

D'autre part, la très grande variabilité des apports naturels du fleuve Mono d'un rapport 20 (de 500 à 11 000 hm^3 par an) fait peser sur l'ensemble « Nangbéto-Adjarala » un risque important de défaillance sur le système électrique du Togo-Bénin en année sèche (1956/57 avec 37m^3/s, 1958/59 avec 16m^3/s; 1982/83 avec 23m^3/s, 1983/84 avec 18m^3/s, 1990/91 avec 40m^3/s, etc.). Le module inter-annuel du fleuve Mono est d'environ 115m^3/s sur une longue période.

5.5.4 L'aménagement hydroélectrique de Tététou (24 MW) au Togo

Identifié comme site prioritaire en 1984 par l'étude de Sir Alexander Gibb & Partners Tractionel S.A., l'aménagement de Tététou est situé sur le Mono entre les sites de Nangbéto et Adjarala. Ses principales caractéristiques déterminées en 1984 sont les suivantes :

- Puissance 2 x 12 MW,

[11] La consommation d'une centrale diesel moderne de 12 à 16 MW consomme environ 190gr/kWh, et le prix du HFO en mi 2010 avoisine les 235 000 Fcfa par tonne correspondant à un prix du brent de 80$ ce qui donne un prix variable de l'ordre de 45Fcfa/kWh soir 2,5 fois plus bas que le coût de 115Fcfa/kWh annoncé dans cette étude.

- Hauteur de chute 20m,
- Puissance garantie 11 MW,
- Énergie garantie 96 GWh/an,
- Energie moyenne 115 GWh/an
- Surface 142 km^2,
- Niveau de la retenue 100m,
- Marnage de la retenue 10m,
- Volume utile 925 hm3
- Apport moyen 99 m^3/s,
- Débit d'étiage 13 m^3/s.

Figure 14 : Situation des sites hydroélectriques sur le Mono (Togo)

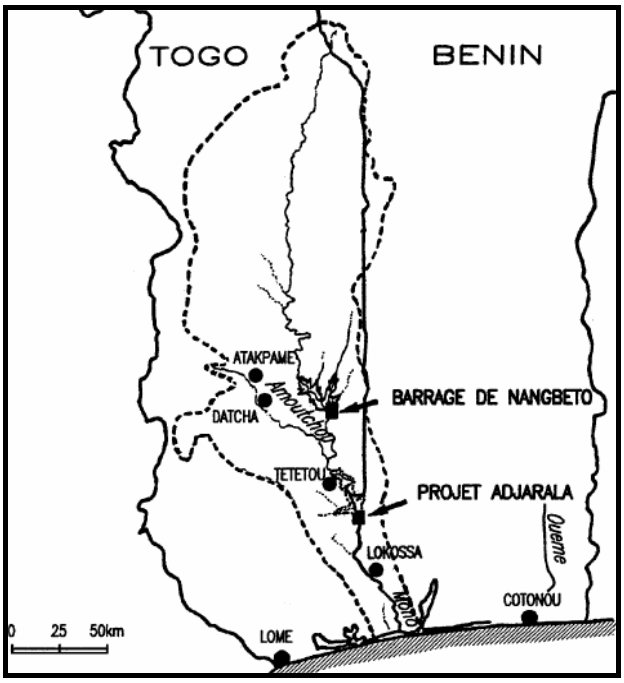
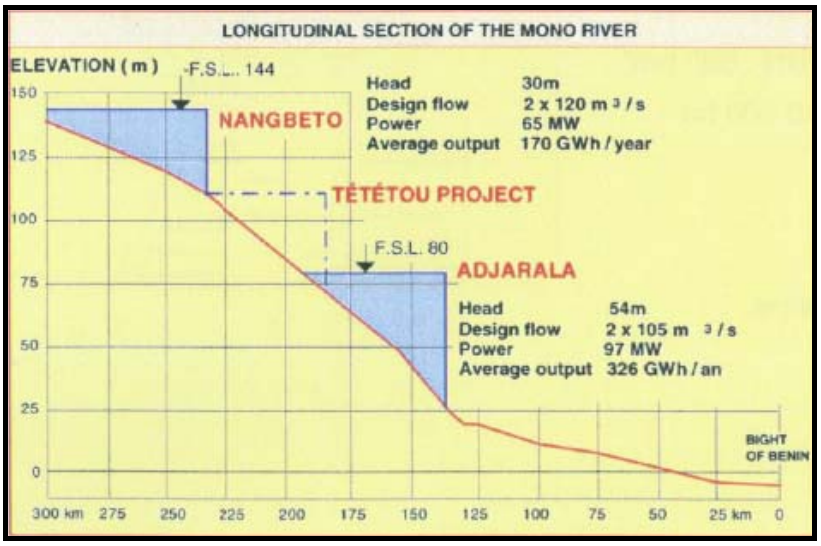


Figure 15 : Aménagement du fleuve Mono

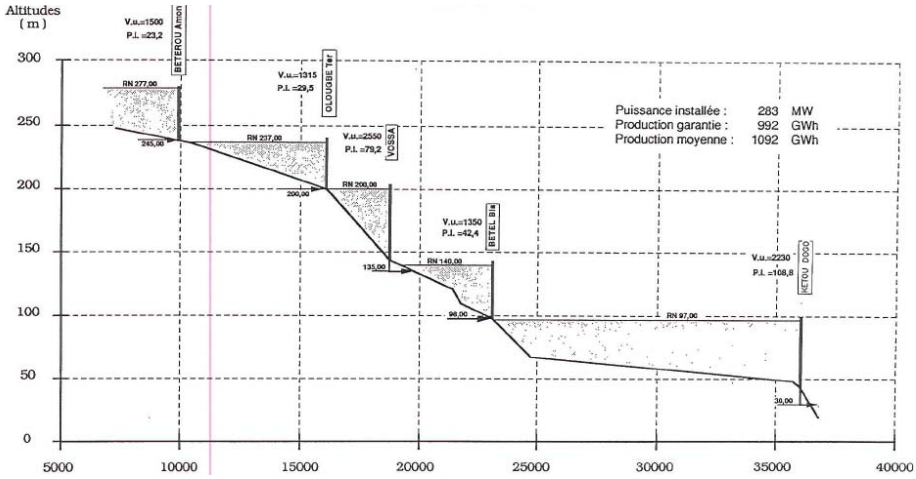


5.5.5 L'aménagement optimal du fleuve Ouémé au Bénin

Les études pour l'aménagement optimal du fleuve Ouémé ont été achevées en juin 1992 par les bureaux d'Ingénieur-conseil Coyne et Bellier et EdF avec les conclusions suivantes : le schéma d'aménagement optimal comprend la construction de cinq barrages totalisant une énergie moyenne de 1092 GWh, une énergie garantie de 992 GWh et une puissance installée de 283 MW. Le volume total d'investissement nécessaire à ces aménagements est de 326,668 milliards de Fcfa dans les conditions 1992, et le coût moyen du kWh est estimé à 38,51 Fcfa.

Ces aménagements hydroélectriques sont de l'amont en aval : Bétérou, Olougbé, Vossa, Bétel et Kétou-Doga.

Figure 16 : Schéma envisagé de l'aménagement de l'Ouémé



L'aménagement de Kétou Dogo présente les caractéristiques les plus intéressantes, en particulier le prix du kWh qui baisse lorsque la puissance de l'équipement augmente {retenue RN97}.

Tableau 9 : Aménagement de Kétou Dogo

Puissance équipée (WW)	Coûts des Investissements Année1990 (MFcfa)	Energie produite (GWh)	Prix du kWh moyen (Fcfa) (conditions 1992)
49,2	97 942	262	37,96
82,0	105 338	306	35,03
109,9	109 961	344	32,60
150,0	142 259	400	28,10

Nota : Ces coûts d'investissement pour les actualiser aux conditions de 2010 doivent être majorés de plus de 75%.)

Le module inter-annuel du fleuve Ouémé au pont de Save est d'environ 150m^3/s. Le risque hydrologique est assez fort, par exemple en 1958/59 avec un étiage très sévère. Le débit moyen au niveau du pont de Save a été de 4m^3/s.

5.5.6 Nouvelle centrale thermique (50 MW)

Une extension, sur le site de CTL, de 50 MW (3 moteurs de 16,6 MW tri fioul) peut être envisagée,

Le coût incrémental de cette extension serait de l'ordre de 50 M€ considérant que le coût complet de la première phase du projet de 100 MW a été d'environ 130 M€ pour une réalisation en 2 ans sur financement OPIC. Le montant du TOP (hors combustible) est de 16 GFcfa par an.

Cette extension pourrait être opérationnelle à partir de 2013.

Le coût du kWh de cette tranche supplémentaire de 50 MW serait d'environ :

- Pour un fonctionnement au HFO, **de 65 Fcfa/kWh** à **70 Fcfa/kWh** considérant que le prix de la phase 1 est d'environ 70Fcfa/kWh dont 20 Fcfa/kWh pour le coût fixe,
- Pour un fonctionnement au gaz naturel, **de 35 Fcfa/kWh** à **40 Fcfa/kWh** considérant que le prix de la phase 1 est de 39 Fcfa/kWh dont 19 Fcfa/kWh pour le coût fixe.

Les estimations on été faites sur la base des prix de combustibles suivants :

- 230 000 Fcfa/tonne pour le HFO,
- 5$/MMBtu pour le Gaz Naturel (Pour un prix de 8$/MMBtu, le prix passerait à environ 50 Fcfa/kWh).

Une extension, sur le même site, de 50 MW (3 moteurs de 16,6 MW tri fioul) pourrait être envisagée par exemple par ContourGlobal, en cas de besoin, aux mêmes conditions: c'est à dire un contrat « Take or Pay ».

5.5.7 Centrale thermique au Charbon (150 MW)

Une étude a été proposée aux autorités togolaises pour développer un projet de centrale au charbon de l'ordre de 150 MW au port de Lomé pour une mise en service en 2020.

Un projet équivalent de 125 MW est en cours de développement au Sénégal. Ce projet de Sendou (CES) de 200 M€ (1600 €/kW), qui est financé à 25% par la Banque Africaine de Développement, devrait assurer une production annuelle de 900 GWh. Ce projet situé à 35km de Dakar (site de Bargny) sera développé en BOO par Nykom synergetics sur 25 ans. Un « PPA » a été signé en janvier 2008 entre la SENELEC et la CES. La SENELEC a annoncé un

prix d'achat de l'électricité à 47 Fcfa/kWh pour un coût du projet estimé à 180 M€ en 2008 mais à un prix du charbon certainement élevé.

Par similitude, le prix du kWh pour une centrale au charbon au Togo de même capacité devrait se situer autour de 40/45 Fcfa/kWh dans le contexte économique actuel considérant un prix du charbon de 100$ la tonne.

Ce projet de centrale pourrait être construit en 2020 mais difficilement envisageable avant 2015 compte tenu de sa taille trop importante dans le système électrique.

5.5.8 Centrale thermique de Maria Gléta au Bénin (450 MW)

Un « Memorendun of understanding » a été signé en février 2008 entre le WAPP et un consortium coréen (KEPCO) pour la réalisation au Bénin d'une centrale de type « Cycle Combiné », fonctionnant au gaz naturel en provenance du Nigeria, développée en BOO sur une durée de 20 ans pour un montant total de 869 M$ dont 518 M$ pour le contrat EPC et 61 M$ pour le poste et la ligne en HT. La ligne de raccordement en 330kV de 100km environ devait desservir le poste de Mome-Hagou.

La part du WAPP en fonds propres dans ce partenariat était de 20%.

Le projet a été abandonné par la partie coréenne en 2009.

Le prix de vente annoncé par KEPCO pour une mise en service en 2012 était de 114 $/MWh (soit environ 55/60 Fcfa/kWh) pour une production annuelle sur 20 ans de 3 TWh et un prix du gaz de 8 $/MMBtu et une consommation de 1700 kcal/kWh.

Le coût complet du projet qui était d'environ 800 M$ (hors ligne de transport) pour 450 MW avec un ratio de presque 1800 $/kW (taxes certainement comprises) apparaît comme très prohibitif au regard des projets en cours de réalisation qui se situent en 2010 entre 1000 et 1300 $/kW (voir le 'draft' de l'étude 'Study of equipement prices' de ESMAP en 2008).

Le coût de ce type de projet (Cycle Combiné de 450 MW) au Bénin devrait se situer entre 1000 et 1200 €/kW installé avec un coût de revient cible du kWh entre 30 et 40 Fcfa/kWh (hors lignes) en fonction des taxes d'importation sur les équipements.

Seule une mise en concurrence permettrait d'obtenir un niveau de prix acceptable pour le Bénin et le Togo.

Remarque : un projet moins ambitieux de 150 à 200 MW permettrait d'arriver à 300/350 MW avec les deux TAG (40 MW) et la centrale de ContourGlobal (100 à 150MW) afin d'utiliser les capacités actuelles du gazoduc.

5.5.9 Parc éolien de Lomé

Un projet de deux fermes éoliennes de 12 MW chacune situées à proximité de Lomé est en cours d'étude par Eco Delta Développement (EDD) et sa filiale togolaise Delta Wind Togo. Un mât de mesure a été installé dans la zone portuaire depuis plusieurs mois pour estimer les caractéristiques du vent. La vitesse moyenne serait de 5,5m/s à une hauteur de 70m ; ce que le concepteur trouve suffisant pour rentabiliser les installations.

La recherche de financement est en cours par EDD.

Le productible annuel (non garanti) pourrait atteindre les 30 GWh (pour les deux fermes avec un facteur de charge probable de 15%) ce qui donnerait un coût économique de **100 Fcfa/kWh** pour un coût de construction de l'ordre de 1500€/kW (hors taxe d'importation). On doit noter que la production est à priori non garantie pendant les périodes de pointe (aléa sur la vitesse du vent) pour une production d'énergie relativement chère. Il est nécessaire de disposer de mesures sur plusieurs années afin d'établir la répartition moyenne du vent dans l'année et dans la journée afin de pouvoir estimer la puissance et l'énergie garantie dans le système électrique du Togo.

5.5.10 Projets de petites centrales hydroélectriques au Togo

L'inventaire des ressources hydroélectriques au Togo (1984) évalue le potentiel hydroélectrique à 200MW avec 22 sites identifiés répartis sur le pays dont les trois aménagements de Nangbéto, Adjarala et Tététou sur le Mono.

Une évaluation[12] des coûts des autres projets par la CEET estime que 8 aménagements hydroélectriques sont économiquement rentables pour le pays.

Ces 8 aménagements (Collège militaire, Titira, Kpéssi, Tomégbé Akloa, Banga, Landa, Amou Oblo et Glei) d'une puissance totale de 58 MW coûterait chacun dans l'ordre de 3500 €/kW ou 2,35 MFcfa/kW aux conditions économiques de 2009 d'après la CEET.

Pour une production d'environ 158 GWh (facteur de charge de 30%), le coût de revient économique du kWh livré au réseau MT serait de 60 Fcfa/kWh d'après la CEET pour un taux d'actualisation inférieur à 5%. Par contre pour un taux d'actualisation de 10% on doit compter plus de 100 Fcfa/kWh .

Un financement de 135 GFcfa est recherché par la CEET pour développer ces projets qui seront très intéressants pour soutenir le réseau MT notamment dans le nord du pays et éventuellement permettre d'irriguer certaines cultures si l'aménagement comprend un réservoir de stockage.

Une sélection stricte (screening environnemental et technico-économique) avec un ordre de priorité devra être faite avant de lancer les études d'APS dont les travaux de réalisation ne pourraient pas commencer sérieusement avant 2014.

Tableau 10 : Valorisation des projets des sites micro-hydroélectriques au Togo par la CEET(Nov.2009)

N°	Site hydroélectrique	Puissance installée
1	Glei	2 MW
2	Amou Oblò	2 MW
3	Landa Kpozanda	4 MW
4	Banga	6 MW
5	Tomégbé Akloa	8 MW
6	Kpéssi	8 MW
7	Titira	12 MW
8	Collège militaire (Kara)	16 MW
	Total	58 MW
	Montant des investissements	135 570 MFcfa
	Valorisation CEET	2 337 MFcfa/kW

En résumé, le coût de production de ces projets devrait être de l'ordre de 100 à 130 Fcfa par kWh (facteur de charge 30%, taux d'actualisation de 10%, durée 30 ans). Selon le type de financement associé à des mesures incitatives le coût de production pourrait être réduit.

[12] Valorisation des projets des sites micro-hydroélectriques au Togo de novembre 2009 de la CEET

5.6 La tarification au Togo

5.6.1 Les tarifs en vigueur

Les tarifs en moyenne tension

Pour la moyenne tension, le tarif en 2010 (joint en annexe 4) se décompose classiquement en :

- une partie fixe exprimée en Fcfa/kVA/mois qui est de 2500Fcfa quelque soit le niveau de puissance souscrit,
- et, soit une partie variable par poste horaire (heures creuses, pleines ou de pointe) qui augmente légèrement en fonction de la puissance souscrite soit un tarif unique qui est de 81, 79 et 77Fcfa/kWh selon la puissance souscrite.

Par exemple, pour une puissance souscrite de plus de 1000kVA, les prix variables évoluent progressivement de 66, 73 à 83Fcfa/kWh des heures creuses aux heures de pointe.

Les coûts variables de production au Togo sont de 40 Fcfa à 50 Fcfa pour l'énergie de base, et plus du double lors d'utilisation des moyens de pointe (diesels CEET et TAG Lomé). La variation des coûts de production entre pointe et base n'est pas répercutée dans les tarifs MT. Avec la transformation des TAG au gaz et la mise en exploitation de ContourGlobal au HFO cet écart entre les coûts en base et à la pointe va diminuer (remplacement du JetA1 et du DDO par du gaz et HFO).

Les parties fixes ne reflètent pas suffisamment les annuités de remboursements des futurs investissements à engager.

Dans un premier temps, la redevance en puissance devrait être relevée par exemple à 3500Fcfa/kVA/mois pour permettre un amortissement des futurs investissements stratégiques (équipements de production et réseaux de transport) à engager au Togo. Une valeur de 5000Fcfa/kVA/mois, correspondrait à une annuité économique de l'ordre de 120USD/kVA/an (basé sur un coût fixe de 1200USD/kVA avec un taux d'actualisation de 10% pour une durée de 30 ans), permettrait de rembourser les dépenses d'investissement des infrastructures de production et de réseau de long terme.

Les coûts variables devront refléter progressivement les prix de combustibles qui seront encore élevés en 2010 mais qui devront baisser progressivement avec l'utilisation du gaz à ContourGlobal (ou inversement augmenter si utilisation du HFO à ContourGlobal).

Les tarifs en basse tension

Les tarifs BT devront certainement être relevés à terme de quelque pour cent pour rester stable ou diminuer avec l'arrivée du gaz naturel.

Les tarifs comprennent une partie fixe de 1200/1500Fcfa/kVA/mois pour les usages professionnels et de 200Fcfa/kVA/mois pour les usages domestiques qui devraient être augmenté de 20 à 50% pour participer comme pour le tarif MT aux remboursements des investissements lourds à réaliser rapidement pour améliorer notamment le réseau et réduire les pertes encore importantes.

5.6.2 L'évolution de la tarification de 2013 à 2020

Le prix de vente moyen (TTC) de la CEET en 2009 a été de 98,7 Fcfa/kWh pour un coût de revient TTC de 102 Fcfa/kWh (charges/énergie vendue) et un prix moyen d'achat d'environ 52 Fcfa/kWh à la CEB (voir le tableau ci-dessous issu du §1.4).

Depuis 2007, le prix de vente moyen (HT) a été assez stable sur la période passant de 86 à 87 Fcfa/kWh respectivement de 2007 à 2009.

Le niveau des taxes en 2009 et 2008 reste à environ 12,5% ; ratio entre « montant encaissé HT » et « CA TTC ».

Tableau 11 : Rappel de l'évolution des chiffres caractéristiques de la CEET depuis 2007

Bilan CEET	Unités	2009	2008	2007
Production et Achats	GWh	713.0	641.1	557.8
Energie vendue	GWh	564.4	507.03	435.06
Pertes	GWh	148.6	134.07	122.74
-	%	20%	21%	22%
Energie vendue (encaissé HT)	GFcfa	49.413	43.277	37.633
Chiffre Affaire (TTC)	GFcfa	55.68	48.72	-
Prix de vente moyen (HT)	Fcfa/kWh	87.5	85.4	86.5
Prix de vente sur CA (TTC)	Fcfa/kWh	98.7	96.1	-
Prix moyen d'achat	Fcfa/kWh	52.5	50.0	50.0
Charges annuelles	GFcfa	57.8	49.5	43.5
Coût de revient énergie	Fcfa/kWh	102.5	97,6	100
Taux d'encaissements	%	88%	95.6%	95.1%

Par contre, les coûts de production (stables entre 2007 et 2009) iront à la hausse progressivement avec la part grandissante des combustibles dans les charges annuelles de la CEET ; ce que l'on constatera à fin 2010 avec l'achat du HFO pour ContourGlobal et le paiement de la partie fixe de ContourGlobal pour remplacer partiellement les importations en provenance de la Cote d'Ivoire, l'accroissement annuelle de la consommation et de l'augmentation des pertes techniques.

Pour le Togo, l'évolution tarifaire à court terme dépendra de plusieurs facteurs dont principalement:

- L'évolution des prix des combustibles (JET A1, HFO et LFO),
- L'arrivée du gaz nigérian en quantité et qualité,
- Et l'accroissement de la demande entre 5 et 11%.

L'arrivée du gaz naturel limitée en quantité pour 2011 avec un niveau de prix bas permettra de stabiliser ou d'atténuer le prix d'achat de l'énergie produite d'origine thermique (CEB et ContourGlobal) et en conséquence d'éviter une trop forte augmentation de la tarification.

Les prévisions faites concernant l'accroissement de la consommation de l'ordre de 11% jusqu'en 2013 obligea la CEET à demander une augmentation tarifaire comprise entre 10 et 40% selon la disponibilité du gaz.

L'augmentation tarifaire de la CEET à court terme aura pour conséquence immédiate de réduire la croissance de la consommation au Togo.

A plus long terme, seule l'arrivée du gaz naturel à un prix acceptable (entre 5 et 8 USD) permettra d'éviter des augmentations tarifaires trop importantes conséquence de l'accroissement démesuré du poste combustible (Jet A1 et HFO). L'objectif à moyen terme et long terme pour le développement économique du pays est de baisser le niveau tarifaire déjà trop élevé (100Fcfa/kWh) ou à minima de le stabiliser au même niveau.

Une étude tarifaire doit être engagée rapidement ainsi que le plan directeur du pays pour justifier les investissements nouveaux à lancer rapidement en fonction des prévisions de la demande en énergie et en puissance et surtout des différents scénarios gaz. Cette étude permettra de conforter le business-plan (ou plan d'affaires) de la CEET à l'horizon 2013-2020.

Remarque : Avec l'accroissement de la demande, les pertes réseau risquent d'augmenter légèrement en HT (CEB) et en MT (CEET).

L'amélioration des rendements techniques ou non techniques (pertes, impayés, etc.) de la CEET sera difficile face à une croissance de plus de 8% sauf par des investissements conséquents sur les réseaux HT et MT.

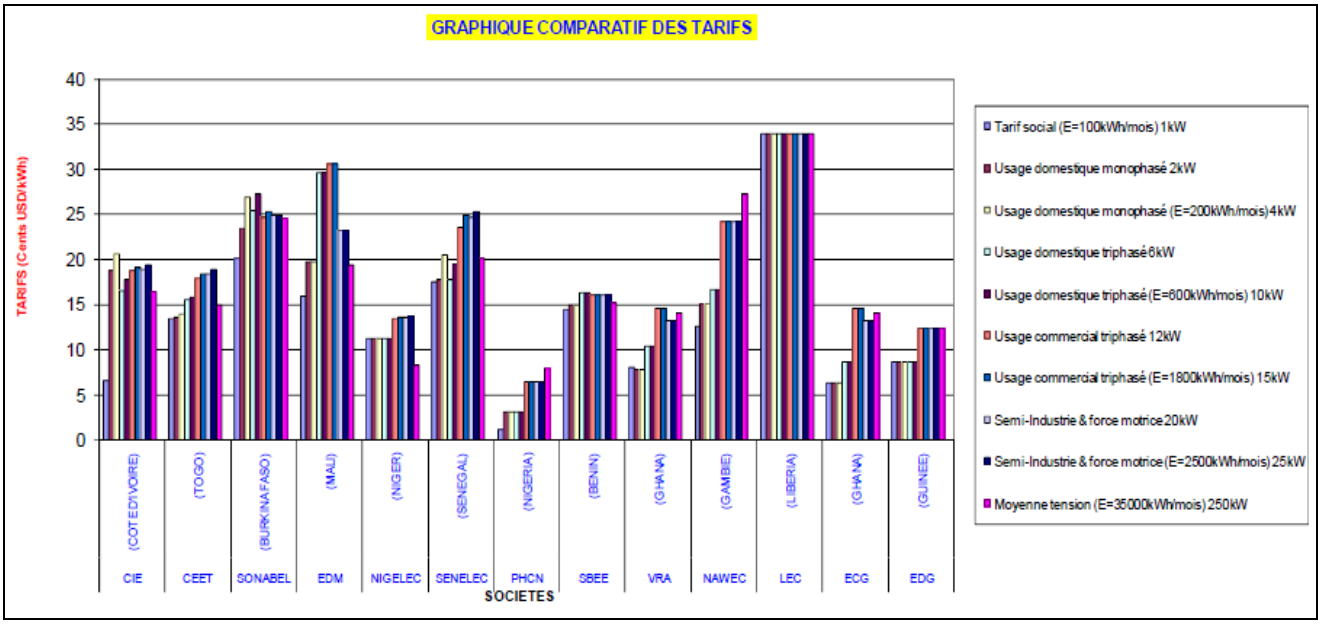
5.6.3 Les tarifs en Afrique (statistiques)

En 2002, le Secrétaire Général de l'UPDEA ([13]) avait mené une étude portant sur la comparaison des tarifs d'électricité Basse et Moyenne Tensions pratiqués en Afrique. L'étude portait sur 24 sociétés d'électricité.

L'édition de décembre 2009 couvre 40 sociétés d'électricité reparties sur les 5 sous-régions du continent. Cette étude intervient dans le cadre du « benchmarking » afin de permettre aux différentes sociétés d'améliorer leurs performances en se comparant les unes par rapport aux autres.

On constate globalement, à partir du graphique ci-dessous, qu'en moyenne le niveau tarifaire pour le Togo est supérieur à ceux du Nigeria et du Ghana et très légèrement supérieur à celui du Bénin.

Figure 17 : Comparaison des niveaux tarifaires de l'électricité en Afrique de l'Ouest (UPDEA)



[13] L'UPDEA est l'Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs d'Energie électrique d'Afrique. Elle a été créée en mai 1970. Son siège est à Abidjan (Côte d'Ivoire)

6. Cadre juridique et institutionnel du sous-secteur de l'electricite au Togo

6.1 Introduction

Depuis une décennie la crise énergétique que connaît le Togo a sérieusement mis à mal les bases du développement économique du pays. Pour redresser la barre et remettre le Togo sur les rails du développement, le Gouvernement a entrepris un certain nombre de réformes des secteurs productifs notamment celui du sous-secteur de l'électricité.

Sur le plan juridique, l'objectif poursuivi est de mettre en place un cadre juridique et institutionnel adapté pour améliorer le fonctionnement des acteurs du sous-secteur de l'électricité et promouvoir les investissements nécessaires dans le domaine.

Afin de parvenir à cet objectif, le présent rapport participe à la mise en place d'un plan stratégique qui sera adopté par le gouvernement togolais pour définir les actions à mener pour l'évolution de ce sous-secteur. Dans le cadre de ce rapport, il sera procédé à une revue diagnostique des textes législatifs et réglementaires ainsi que des interactions entre les acteurs du secteur de l'électricité.

La revue diagnostique des engagements internationaux et des textes nationaux permettra de faire ressortir leurs avantages et/ou insuffisances afin de proposer les modifications nécessaires à leur amélioration. Celle des intervenants du sous-secteur de l'électricité permettra de toucher du doigt les manquements du cadre juridique et institutionnel de ces différents acteurs afin de proposer les évolutions qu'il conviendra d'adopter pour mettre en place une stratégie globale de développement du sous-secteur de l'électricité.

Le cadre juridique du sous secteur de l'électricité au Togo est constitué par les engagements internationaux de l'Etat togolais et la législation fixant les règles internes d'encadrement dudit secteur.

6.2 Cadre juridique international du sous secteur de l'électricité

L'essentiel des engagements internationaux de l'Etat togolais se rapportent aux institutions régionales et sous régionales dont le Togo est membre, à savoir l'Union Africaine (UA), la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) et la Communauté Electrique du Bénin (CEB).

6.2.1 Convention de la Commission Africaine sur l'énergie

La Convention de la Commission Africaine sur l'énergie signée à Lusaka en Zambie le 11 juillet 2001 a été ratifiée par l'Assemblée Nationale togolaise par la loi N° 2007-004 du 10 janvier

2007. Elle exprime la volonté des Etats membres à mettre en œuvre les efforts nécessaires pour la promotion du secteur de l'énergie.

Principes directeurs adoptés par l'Union Africaine

Pour atteindre leurs objectifs de promotion du secteur de l'énergie, les Etats membres de l'UA déclarent solennellement leur adhésion aux principes suivants :

a) Développement de l'utilisation de l'énergie pour promouvoir et appuyer un développement économique et social rapide, éliminer la pauvreté, combattre la désertification et améliorer les conditions et la qualité de vie dans les Etats membres ;

b) Coopération dans le domaine énergétique entre les Etats membres, en particulier par le développement en commun des ressources énergétiques, et par l'identification et la promotion de projets d'envergure régionale et/ou sous régionale ;

c) Développement et utilisation durables et écologiquement rationnels de l'énergie;

d) Accélération de la mise en œuvre du Traité d'Abuja grâce à un développement et une utilisation intégrés, coordonnés et harmonisés de l'énergie, l'élaboration et la mise en œuvre des programmes et politiques d'énergie ;

e) Promotion de la recherche et du développement et encouragement du transfert de technologies dans le secteur de l'énergie ;

f) Renforcement de l'intégration, de l'autosuffisance, de la sécurité et de la fiabilité de l'approvisionnement en énergie dans les Etats membres ;

g) Coopération inter-Etats sous-régionale et régionale dans le domaine de la formation et de la mise en valeur des ressources humaines dans le secteur de l'énergie ;

h) Harmonisation des normes et des pratiques dans le secteur de l'énergie;

i) Promotion du commerce et de l'assistance technique entre les Etats membres dans le domaine de l'énergie ;

j) Promotion du partenariat entre les entreprises et les institutions des Etats membres, entre autres, grâce à la création des conditions propices ;

k) Partage équitable des coûts de la mise en œuvre de la présente Convention dans un esprit de bonne gouvernance et de transparence ;

l) Règlement pacifique des différends.

Création de la Commission Africaine de l'Energie (AFREC)

La Convention de Lusaka a créé auprès de l'Union Africaine, un organe spécifique dénommé Commission Africaine de l'Energie connu sous l'acronyme AFREC.

L'AFREC dont le siège est fixé à Alger en République Algérienne et Populaire, a pour fonctions notamment de :

a) Elaborer des politiques, des stratégies et des plans de développement de l'énergie sur la base des priorités de développement de la sous-région, de la région et du Continent et recommander leur mise en œuvre ;

b) Concevoir, créer et actualiser une base de données continentale dans le domaine de l'énergie et favoriser la diffusion rapide des informations et l'échange d'informations entre les Etats membres et les Communautés économiques régionales (CER) ;

c) Recommander et encourager le développement des ressources humaines dans le secteur de l'énergie, en particulier grâce à la formation ;

d) Mobiliser des ressources financières afin de fournir aux Etats membres et aux Communautés économiques régionales l'assistance nécessaire au développement de leur secteur énergétique ;

e) Encourager la recherche et le développement dans le secteur de l'énergie ;

f) Développer les échanges et transits commerciaux de biens et services énergétiques entre les Etats membres, en particulier en identifiant et en levant les obstacles ;

g) Fournir une assistance technique aux Etats membres, aux Communautés économiques régionales et aux autres acteurs du secteur de l'énergie en Afrique ;

h) Recommander l'utilisation des normes et procédures communes en matière d'énergie ;

i) Mettre en place les mécanismes nécessaires pour l'exploitation et l'utilisation des ressources énergétiques du Continent de manière optimale et dans un souci de complémentarité ;

j) Harmoniser et rationaliser les programmes d'exploitation et d'utilisation de l'énergie ;

k) Promouvoir, au sein des Etats membres l'identification, l'adoption et l'application de mesures efficaces de prévention de la pollution de l'environnement en particulier dans les domaines de l'exploitation, du transport, du stockage, de la distribution et de l'utilisation des ressources en énergie du continent ainsi que la maîtrise des systèmes et mécanismes de fixation des prix et de tarification de l'énergie ;

l) Rechercher la création de valeur ajoutée sur les ressources énergétiques dans les Etats membres ;

m) Aider au développement, à l'exploitation et à l'utilisation des sources d'énergie nouvelles et renouvelables ;

n) Fournir une assistance en ce qui concerne les études de faisabilité sur les projets énergétiques et leur impact négatif sur l'environnement ; etc.

Intérêts de l'adoption de la Convention de la Commission Africaine sur l'énergie

L'intégration de la Convention de Lusaka dans l'ordonnancement juridique togolais oblige les autorités gouvernementales à prendre les mesures nécessaires au développement du secteur de l'énergie notamment, par :

- La mise en place des investissements dans la recherche et le développement des énergies renouvelables ;
- La réhabilitation et la construction des infrastructures électriques ;
- Le renforcement de la capacité des intervenants du sous-secteur de l'électricité et leur formation continue ;
- Le développement des échanges et transits commerciaux de biens et services énergétiques entre les Etats membres, en particulier en identifiant et en levant les obstacles ;
- La mise en place de mécanismes nécessaires à l'exploitation et à l'utilisation des ressources énergétiques de l'Afrique de manière optimale et dans un souci de complémentarité.

6.2.2 Protocole A/P4/1/03 de la CEDEAO sur l'énergie

Le Protocole A/P4/1/03 signé à Abuja le 28 mai 2003 par la Conférence des Chefs d'Etat et ratifié par l'Assemblée Nationale togolaise par la loi N° 2006-012 du 23 décembre 2006 présente les caractéristiques suivantes.

Objet du Protocole de la CEDEAO sur l'énergie

Par l'adoption du Protocole A/P4/1/03, les Etats de la CEDEAO entendent développer un marché de l'énergie ouvert et concurrentiel par la promotion de l'accès aux marchés internationaux des matières et produits énergétiques, et des équipements liés à l'énergie.

Principales obligations mises à la charge des Etats

Pour atteindre l'objectif général de développement du secteur énergétique, les Etats membres, y compris le Togo, doivent se conformer aux principales règles ci-après :

- Lutter contre les distorsions de marché et les entraves à la concurrence dans les activités économiques du secteur de l'énergie ;
- Adopter et mettre en œuvre les dispositions législatives nécessaires et appropriées pour faire face à tout comportement anticoncurrentiel unilatéral et concerté dans les activités économiques du secteur de l'énergie ;
- Encourager les investissements dans la production et la distribution dans les sous-secteurs électriques, pour favoriser la diminution des coûts d'électricité ;
- Assurer l'accès ouvert, sans discrimination aucune, aux sources de production et équipements de transport électrique ;
- Prendre les mesures nécessaires pour faciliter le transit des matières et produits énergétiques sans distinction quant à l'origine, la destination ou la propriété de ces matières et produits énergétiques ;
- Encourager la modernisation des équipements de transport d'énergie nécessaires au transit des matières et produits énergétiques ;
- Participer au développement et au fonctionnement des équipements de transport d'énergie ;
- Prendre des mesures visant à compenser les effets des interruptions de l'approvisionnement en matières et produits énergétiques ;
- Faciliter l'interconnexion des équipements de transport d'énergie ;
- Encourager et créer, des conditions stables, équitables, favorables et transparentes pour la réalisation d'investissements dans le domaine de l'énergie ;
- Etc.

Mise en œuvre du Protocole A/P4/1/03 par le Togo

Les prescriptions du Protocole A/P4/1/03 ne sont pas encore toutes transcrites dans le droit interne togolais. En effet, depuis la ratification dudit Protocole le 23 décembre 2003 par l'Assemblée Nationale, le Togo ne dispose toujours pas de code des investissements qui prend en compte la spécificité du sous secteur de l'électricité et le marché togolais de l'électricité n'est pas encore totalement libéralisé.

6.2.3 Acte additionnel A/SA.2/01/08 de la CEDEAO portant création de l'ARREC

Le 18 janvier 2008, la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement de la CEDEAO réunie en sa trente-troisième session ordinaire a adopté l'acte additionnel A/SA.2/01/08 portant création de l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO (ARREC).

Domaine d'intervention de l'ARREC

L'ARREC est chargée de la régulation des échanges transfrontaliers de l'énergie électrique entre les Etats membres de la CEDEAO afin de permettre le développement d'un marché régional de l'électricité.

Il organise le marché régional par :

- L'élaboration et le suivi de la mise en application des règles techniques uniformes pour la gestion des échanges entre les systèmes interconnectés, afin de maximiser leur efficacité technique ;
- Le suivi des ventes en gros d'électricité entre les différents acheteurs des états membres et l'analyse de leur efficacité en vue d'éviter les pratiques anticoncurrentielles ;
- Le contrôle du respect par les partenaires des règles commerciales et de leurs engagements contractuels et l'élaboration de procédures de règlement des litiges.

Applicabilité de la réglementation de l'ARREC au Togo

Les règlements d'exécution, résolutions, décisions et tout autre acte communautaire pris par l'ARREC dans l'accomplissement de sa mission sont directement applicables dans les Etats membres. Par conséquent, les règles posées par l'ARREC en matière d'interconnexion des réseaux électriques dans l'espace CEDEAO s'imposent à l'autorité de régulation mise en place par les autorités togolaises ainsi qu'aux exploitants des réseaux électriques nationaux.

Ainsi pour éviter des conflits entre les deux institutions et favoriser l'adoption de règles uniformes entre les pays de la CEDEAO, il est primordial d'instaurer une synergie d'action entre l'ARREC et les autorités nationales de régulation du secteur de l'électricité.

A un niveau plus restreint, les Etats membres de l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) ont mis en place un organe de coopération entre les organes nationaux de régulation.

6.2.4 Création d'un comité régional des régulateurs de l'UEMOA (CRRE)

Le 27 mars 2009, il a été créé par décision du Conseil des Ministres N°02/2009/CM/UEMOA un comité régional des régulateurs du secteur de l'énergie des Etats membres de l'UEMOA (CRRE) ayant un rôle consultative auprès de la Commission de cette institution.

Objectifs du CRRE

Le Comité Régional des Régulateurs (CRRE) a pour principaux objectifs :

- de favoriser les échanges d'information et la coopération entre les différents membres en vue de promouvoir la régulation des services publics, la gouvernance économique, l'intégration régionale et les échanges intra -communautaires des services énergétiques ;
- de faciliter le renforcement des capacités en matière de régulation et de développer les compétences du personnel chargé de la régulation ;
- de favoriser l'harmonisation des politiques et des législations dans le domaine de la régulation ;
- d'encourager la mise en œuvre d'une politique de régulation harmonisée dans le secteur de l'énergie ;
- de promouvoir le respect des actes communautaires en matière d'énergie.

Attributions du CRRE

Le Comité Régional des Régulateurs assiste la Commission de l'UEMOA dans l'élaboration et l'application des textes communautaires relatifs à l'harmonisation des politiques, des législations, des règlementations et pratiques de régulation dans le secteur de l'énergie.

A cet effet, il apporte son concours, notamment pour :

- le suivi de l'application des actes pris par l'UEMOA dans le domaine de l'énergie ;
- l'examen par le Comité Consultatif de la Concurrence des affaires relevant du secteur de l'énergie ;
- la promotion et le soutien d'actions de mise en place de régulateurs ;
- la coordination et la conduite d'actions en vue de résoudre les problèmes communs en matière de régulation du secteur de l'énergie ;
- la coordination et la coopération en matière de gestion des infrastructures et de fournitures de services énergétiques dans l'espace UEMOA ;
- la mise en place d'une base de données d'informations sur des questions communes relatives à la réglementation et à la régulation des services énergétiques au sein de l'UEMOA ;
- le renforcement des capacités humaines et institutionnelles ;
- la coordination des actions menées au niveau communautaire dans le cadre du service universel ;
- la concertation sur les questions internationales liées à la régulation ;
- la préservation des intérêts des usagers et des fournisseurs des services énergétiques ;
- la mobilisation des ressources nécessaires au financement en particulier des activités de renforcement des capacités ;
- l'établissement de liens de coopération avec des associations et organes régionaux et internationaux de régulation.

Intérêts de la mise en place du CRRE

La mise en place du CRRE permet de tenir compte des préoccupations de tous les régulateurs nationaux avant l'adoption des règles uniformes en matière d'énergie. Cependant, les décisions du CRRE n'ont pas force obligatoire dans les Etats membres.

Il convient de remarquer que les attributions du CRRE couvrent le domaine global de l'énergie alors que le champ d'intervention de l'Autorité de réglementation du Togo est limité au secteur de l'électricité.

6.2.5 Accord international portant Code bénino-togolais de l'électricité

Le Code bénino-togolais de l'électricité est issu de l'accord signé le 27 juillet 1968 entre la République togolaise et la République du Dahomey, modifié plus tard par la signature d'une nouvelle convention signée le 23 décembre 2003 à Cotonou.

Les accords entre les deux pays ont été respectivement ratifiés au Togo par l'ordonnance N° 43 du 15 octobre 1968 et la loi N° 2006-005 du 13 juillet 2006.

Objectifs poursuivis

Par leur accord du 27 juillet 1968 révisé le 23 décembre 2003, les Etats togolais et béninois ont opté pour une législation et une réglementation commune dans le sous secteur électrique par l'adoption du Code bénino-togolais de l'électricité qui définit :

- le cadre juridique, réglementaire et technique au sein duquel sont exercées les activités de production, de transport et de distribution ainsi que les activités d'importation et d'exportation de l'énergie électrique sur l'ensemble des deux territoires ;
- les institutions et autres acteurs intervenant dans le secteur sur l'ensemble des territoires des deux Etats, leurs attributions et responsabilités ainsi que les modalités de leur intervention ;
- les buts, l'organisation, les missions, les pouvoirs, les droits et obligations de la Communauté Electrique du Bénin (CEB), instrument commun mis en place par les deux Etats.

Champ d'application du code bénino-togolais

Le Code bénino-togolais de l'électricité prime sur les lois nationales de l'électricité et couvre, sur les territoires de la République du Bénin et de la République Togolaise, les domaines ci-après :

- La production ;
- le transport ;
- la distribution ;
- l'importation et l'exportation de l'énergie électrique ; et
- toutes les activités connexes.

Sont par contre exclus du champ d'application du Code bénino-togolais de l'électricité, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique destinée aux télécommunications qui demeurent soumis aux lois qui leur sont propres.

Le Code définit la télécommunication comme « toute transmission, émission ou réception de signes, écrits, signaux, images, sons ou renseignements de toute nature par fil, optique, radio, électricité ou autres systèmes ».

Création de la Communauté Electrique du Bénin

La Communauté Electrique du Bénin (CEB) dispose sur les territoires du Togo et du Bénin, de l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique pour les besoins des deux Etats.

Toutefois à titre exceptionnel et dérogatoire, la CEB peut déléguer localement et pour une durée déterminée, son droit exclusif de transport d'énergie électrique à toute personne de droit public ou privé.

Le rôle d'acheteur unique conféré à la CEB ainsi que les pouvoirs qui s'y rattachent impliquent notamment que :

- La CEB achète et transporte de toute centrale raccordée à son réseau électrique la quantité d'énergie électrique nécessaire à la satisfaction des besoins des deux Etats ;
- la CEB est l'unique fournisseur d'énergie électrique aux réseaux de distribution. Toutefois, pour des raisons d'opportunité technique ou économique, ou lorsque des contraintes particulières l'exigent, des échanges d'énergie peuvent être effectués entre distributeurs notamment à travers les frontières des deux Etats.

Problématiques du Code bénino-togolais de l électricité

Avantages tirés de l'institution du Code bénino-togolais de l'électricité

Comme le montre à suffisance tous les accords internationaux auxquels le Togo est partie, les problèmes d'énergie que connaissent les pays africains ne peuvent être réglés efficacement que si les Etats se mettent ensemble pour trouver les solutions idoines.

De ce fait, l'adoption d'une réglementation commune entre le Togo et le Bénin est une initiative inédite qui permet aux deux Etats de mutualiser leurs moyens pour réaliser les investissements nécessaires dans la mise en place des infrastructures électriques.

Insuffisances du Code bénino-togolais de l électricité

Les principaux inconvénients relevés dans le Code bénino-togolais sont relatifs à l'exclusivité de transport et d'importation accordée à la CEB ainsi qu'à la confusion des différentes branches d'activités de la CEB et à la structuration dudit code.

Inconvénients liés à l'exclusivité accordée à la CEB

Conformément aux dispositions de l'article L5 du Code bénino-togolais de l'électricité, la CEB « reçoit sur l'ensemble des territoires des deux Etats, l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique pour les besoins des deux Etats.

A titre exceptionnel et dérogatoire, la Communauté Electrique du Bénin (CEB) peut déléguer localement et pour une durée déterminée, son droit exclusif de transport d'énergie électrique à toute personne de droit public ou privé. Le bénéficiaire de cette délégation est appelé transporteur délégué. »

Cette disposition est contraire aux engagements pris par les Etats Togolais et Béninois à travers le Protocole A/P4/1/03 signé à Abuja le 28 mai 2003 par la Conférence des Chefs d'Etats de la CEDEAO. En effet, les autorités togolaises et béninoises se sont engagées à :

- œuvrer en vue de lutter contre les distorsions de marché et les entraves à la concurrence dans les activités économiques du secteur de l'énergie ;
- s'assurer que, dans les limites de leur juridiction, elles ont et appliquent les dispositions législatives nécessaires et appropriées pour faire face à tout comportement anticoncurrentiel unilatéral et concerté dans les activités économiques du secteur de l'énergie.

Par ailleurs, il convient de préciser que la mise en place d'un marché libre devrait en principe favoriser les investissements dans le secteur de l'électricité et améliorer les services fournis aux différents utilisateurs de l'énergie électrique. Par contre, les inconvénients du marché libéralisé devront être atténués par une réglementation rigoureuse mise en place par des régulateurs indépendants dotés de moyens suffisants.

Inconvénients liés à la confusion des branches d'activités de la CEB

Les activités de transporteur exclusif et de producteur de la CEB ne sont pas séparées mais sont plutôt gérées ensemble par les organes de la CEB, sans même une distinction sur le plan comptable.

Cette situation ne permet pas de faire clairement ressortir le rôle joué par chacune de ces branches dans l'exploitation de la CEB. Une séparation comptable, voire la gestion par deux (02) sociétés distinctes, permettrait d'avoir une meilleure lisibilité sur la rentabilité de ces branches et de prendre les mesures idoines pour leur amélioration.

Inconvénients liés à la structuration du Code bénino-togolais de l'électricité

Le Code bénino-togolais révisé le 23 décembre 2003 est structuré en trois (03) parties :

- Législation ;
- Règlement d'application ; et
- Arrêtés d'application.

Cette structuration présente l'avantage d'avoir un document unique constituant la réglementation applicable au regard des activités de la CEB.

Cependant, elle ne favorise pas la flexibilité et la réactivité dont les dispositions réglementaires ont besoin pour assurer leur efficacité. En effet, il serait plus contraignant de suivre les procédures de signature et de ratification de l'accord international pour modifier des dispositions techniques qui peuvent se trouver désuètes à cause notamment des évolutions technologiques. Il est donc possible de rendre le Code bénino-togolais plus efficace en le limitant seulement aux parties législation et règlement d'application.

6.3 Cadre juridique national du sous-secteur de l'électricité

Il s'agit de procéder au diagnostic des dispositions légales et réglementaires applicables, d'évaluer le statut juridique des différents intervenants du sous-secteur de l'électricité et d'analyser les relations entre ces intervenants.

6.3.1 Dispositions légales et réglementaires applicables dans le sous-secteur de l'électricité

Le cadre juridique général du sous-secteur de l'électricité au Togo est défini par :

- la Loi N°2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité ;
- le décret N°2000-089/PR du 08 novembre 2000 portant définition des modalités d'exercice des activités réglementées conformément à la Loi N°2000-012 relative au secteur de l'électricité ; et
- le décret n°2000-090/PR du 08 novembre 2000 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE).

Les principales caractéristiques de la législation du sous-secteur de l'électricité se présente comme ci-après.

Domaine de la législation

La réglementation porte sur les activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, y compris les activités d'importation et d'exportation exercées sur le territoire national de la République togolaise.

Toutefois, sont exclus de la réglementation nationale, les activités, les équipements, les infrastructures et installations électriques sur le territoire de la République togolaise qui appartiennent à ou qui sont exploités par toute institution de coopération bilatérale ou multilatérale. En conséquence, la Communauté Electrique du Bénin (CEB) échappe à toute législation nationale et n'est soumise qu'aux dispositions du Code bénino-togolais de l'électricité.

Objet de la législation

La législation a principalement défini :

- La politique générale d'organisation du secteur de l'électricité ;
- Le cadre juridique au sein duquel sont exercées les activités réglementées sur le territoire national de la République Togolaise et notamment, la mise en place de modalités de contrôle et de règles de concurrence appropriées à l'exercice par les exploitants de leur mission de service public ;
- Les modalités de participation des entreprises privées au secteur de l'électricité et notamment le régime de propriété et d'usage des installations électriques situées sur le territoire national de la République Togolaise et de biens affectés à leur exploitation ;
- Les attributions et responsabilités des institutions de la République Togolaise et des autres organismes et intervenants du secteur de l'électricité.

Principes généraux d'organisation du sous-secteur de l'électricité

La politique générale d'organisation du secteur de l'électricité est définie par le gouvernement conformément aux principes ci-après :

o) L'utilisation bénéfique des ressources et du potentiel existant, la poursuite de l'extension du réseau électrique national et la contribution au processus de développement économique et social de la République togolaise ;

p) Le développement national selon des termes justes et compétitifs, de l'offre d'énergie électrique et une fourniture d'énergie électrique appropriée en qualité et en quantité aux besoins industriels et domestiques des consommateurs ;

q) Le respect des principes de service public qui gouvernent l'activité de fourniture d'énergie électrique avec pour objectif de permettre à tout consommateur un accès aux prestations liées à l'une ou à l'autre des activités réglementées à des conditions financières justes et équitables ;

r) Le respect de l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité ainsi que du respect de l'environnement ;

s) La non interférence dans les attributions, devoirs, fonctions et pouvoirs de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSE).

Points d'insuffisance de la législation

L'adoption de la Loi N° 2000-012 du 18 juillet 2000 et de son décret d'application N°2000-089/PR du 08 novembre 2000 constitue une avancée notable permettant d'assurer le développement du sous-secteur de l'électricité.

Cependant, cette législation présente un certain nombre de points d'insuffisance relatifs à l'absence de dispositions portant sur :

- l'électrification des zones rurales ou financièrement défavorisées ;
- l'exploitation des énergies renouvelables ;
- la nécessité d'assurer le transfert de technologie dans le domaine énergétique ;
- le sort qu'il convient de réserver aux excédents de production réalisée à titre privé notamment dans le cadre d'une exploitation industrielle ;
- l'obligation d'assurer une transparence des prix par la publication et la large diffusion des règlements tarifaires en vigueur ;
- la notion de client éligible et le seuil d'éligibilité ;

- etc.

6.3.2 Principaux intervenants du sous-secteur de l'électricité

Les principaux acteurs du sous-secteur de l'électricité sont :

- L'Etat à travers le Ministère des Mines et de l'Energie ainsi que son service technique constitué par la Direction Générale de l'Energie (DGE) ;
- L'Autorité de réglementation du secteur de l'électricité (ARSE) ;
- La Compagnie Energie Electrique du Togo (CEET) ;
- Le Comité d'exploitation du réseau ;
- Les grands consommateurs et les producteurs indépendants.

La CEB, institution publique internationale, est aussi un acteur important du sous-secteur de l'électricité dont les éléments sont développés ci-dessus au point 1.5.

Ministère des Mines et de l'Energie

Le secteur de l'électricité est géré au sein du gouvernement par le Ministère des Mines et de l'Energie.

Les attributions du ministre dans le secteur de l'électricité sont définies par la loi N° 2000-012 du 18 juillet 2000 tandis que l'organisation des services techniques du ministère est régie par le décret 2008-090/PR du 29 juillet 2008 portant organisation des départements ministériels et le décret 2005-093/PR du 04 octobre 2005 portant attribution et organisation du ministère des Mines, Energie et Eau.

Attributions du Ministre des Mines et de l'Energie dans le secteur de l'électricité

La loi sur le secteur de l'électricité attribue au Ministre chargé de l'énergie de :

- Formuler et revoir périodiquement la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité, plus particulièrement au regard des aspects suivants :
  - La politique tarifaire relative aux activités de fourniture d'énergie électrique ;
  - La politique d'électrification rurale, urbaine et périurbaine ;
  - La politique relative aux ressources énergétiques à partir desquelles est produite l'énergie électrique ;
  - La politique relative à l'approvisionnement et au stockage des combustibles utilisés pour la production de l'énergie électrique ;
  - La politique relative à la recherche et au développement des aspects du secteur de l'électricité revêtant une importance particulière pour la République togolaise ;
  - La politique en matière de protection de l'environnement et de développement des ressources d'énergie renouvelable.
- Prendre, sur avis de l'ARSE, toute mesure réglementaire concernant la mise en place du cadre juridique défini par la loi N° 2000-012 du 18 juillet 2000 et notamment, prendre et modifier, le cas échéant, les règlements tarifaires, conformément aux principes directeurs de la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité.
- Proposer ou approuver tout nouveau projet relatif à la production d'énergie électrique mettant en œuvre une puissance électrique inférieure à vingt mégavolts ampères (20 MVA), étant entendu que tout projet de grande envergure ne pourra être approuvé que par une décision du conseil des ministres.

- Conclure au nom de l'Etat togolais et sur avis de l'ARSE, toute convention de concession dans le secteur de l'électricité.

Attributions de la Direction Générale de l'Energie

Le décret 2008-090/PR du 29 juillet 2008 portant organisation des départements ministériels a prévu auprès du ministère des Mines et de l'Energie sept (07) services centraux dont la Direction Générale de l'Energie (DGE).

Le décret 2005-093/PR du 04 octobre 2005 portant attribution et organisation du ministère des Mines, Energie et Eau donne pour mission à la DGE de :

- Proposer les éléments de politique énergétique du pays ;
- Elaborer et mettre en œuvre les programmes d'investissement définis en matière d'énergie ;
- Susciter les initiatives d'origine publique et privée ayant pour but la promotion du secteur de l'énergie au Togo ;
- Elaborer et proposer la législation, la réglementation et les normes relatives à l'énergie ;
- Initier et élaborer, en liaison avec les structures compétentes, le plan énergétique national ;
- Exercer la tutelle sur toutes les entreprises publiques du secteur de l'énergie ;
- Proposer une politique d'économie d'énergie et veiller à l'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- Contrôler :
  - La fiabilité des sources d'énergie ;
  - La qualité des différentes formes d'énergie et leur utilisation rationnelle ;
  - La sécurité des moyens de production, de transport, de stockage et de distribution de toutes les formes d'énergie.

Limites de l'organisation et des attributions du ministère

Malgré la bonne organisation du ministère des Mines et de l'Energie, la répartition des missions au sein des services centraux présente un chevauchement entre les attributions de la Direction Générale de l'Energie (DGE) et celles de la Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG).

En effet suivant les dispositions de l'article 17 du décret 2005-093/PR précité, la DGMG est notamment chargée de contrôler les machines à vapeur et à circulation de gaz alors que parallèlement, la DGE a pour mission d'effectuer toutes études et tous contrôles techniques des installations énergétiques. L'imprécision sur la nature des machines à vapeur et à circulation de gaz comporte le germe d'une confusion qui peut constituer un frein au développement du secteur de l'électricité.

L'utilisation du gaz pour la production de l'électricité devrait normalement relever du domaine d'intervention de la DGE. La même observation est valable pour l'utilisation du charbon dans la production de l'électricité.

Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE)

L'ARSE à été créée par la loi N° 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité. Ses modalités d'organisation et de fonctionnement sont définies par le décret N° 2000-090/PR du 08 novembre 2000.

Statuts juridique de l'ARSE

L'ARSE est un établissement public dotée de la personnalité morale de droit public et de l'autonomie financière.

Elle a donc la possibilité d'avoir un patrimoine propre et est sujet de droits et d'obligations. L'ARSE est cependant placée sous la tutelle du ministre chargé de l'énergie à qui elle transmet notamment un rapport annuel d'activités.

Missions et Rôles de l'ARSE

Suivant les dispositions de la loi n°2000-012 relative au secteur de l'électricité, l'ARSE a principalement pour mission d'assister le Ministre en charge de l'énergie dans la gestion des activités du secteur de l'électricité. A cet effet, elle :

- participe à la détermination et à la mise en œuvre des normes permettant la réglementation et la régulation du secteur de l'électricité ;
- évalue les projets et supervise les appels d'offres nationaux ou internationaux ;
- émet un avis sur tout projet de règlement tarifaire, ou de modification de règlement tarifaire ;
- émet un avis sur tout projet de construction ou de développement d'installations électriques ;
- donne son avis sur toute question d'expropriation et de déclaration d'utilité publique en relation avec les projets de construction ou de développement d'installations électriques ou leur exploitation ;
- procède aux vérifications et investigations aux fins de certifier la conformité des installations électriques et de contrôler le respect des obligations mises à la charge des concessionnaires et des exploitants ;
- organise des conciliations ou arbitrages en cas de litige entre deux ou plusieurs concessionnaires, entre concessionnaires et consommateurs ;
- etc.

Organes – Fonctionnement

L'ARSE est dirigée par deux (02) organes :

- le Comité de direction
- et la Direction générale.

Le Comité de direction est composé comme ci-après :

- un (1) ingénieur proposé par le ministre chargé de l'énergie ;
- un (01) économiste proposé par le ministre chargé du commerce ;
- un (01) juriste proposé par le ministre chargé de la justice.

Les membres du Comité de direction sont nommés par décret pris en conseil des ministres par le Président de la République mais chacun demeure rattaché à son ministère d'origine qui continue de lui verser son salaire. En contrepartie de leur réunion mensuelle au siège de l'autorité, ils perçoivent une indemnité de fonction auprès de l'ARSE.

Les membres du comité ne consacrent donc pas toute leur activité à l'ARSE et continuent de dépendre de leur ministère d'origine. Ces situations constituent des entraves à l'indépendance dont ils ont besoin pour accomplir efficacement leur mission de régulateur au sein de l'ARSE.

Durée du mandat des membres du Comité de direction

Les membres du Comité de direction sont nommés pour un mandat de quatre (04) ans renouvelable une fois.

La peur du non renouvellement de leur mandat peut constituer un élément empêchant les membres du comité de direction de l'ARSE d'accomplir leur mission avec toute l'indépendance requise à l'égard des autorités gouvernementales.

Par ailleurs, si tous les membres arrivent au terme de leur deuxième mandat et partent ensemble de l'ARSE, cette disposition entraînerait un vide momentané pendant la période durant laquelle les nouveaux membres s'imprègnent de la réalité des dossiers de l'institution.

Pour assurer la continuité et une certaine mémoire de l'ARSE, une réorganisation des modalités de renouvellement du mandat des membres du Comité de direction s'avère nécessaire.

Règles d'incompatibilité

Suivant les dispositions de l'article 16-3 de la loi n° 2000-012, « Les fonctions de membre du Comité de direction sont incompatibles avec l'exercice d'un mandat parlementaire, régional, préfectoral ou municipal, ainsi qu'avec l'exercice de fonctions ministérielles ou d'autres fonctions gouvernementales. En outre, les fonctions de membre du Comité de direction sont incompatibles avec la détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans le secteur de l'électricité. »

La liste d'incompatibilité prévue par la loi ne comporte pas les emplois de fonctionnaire au sein de l'administration publique ou d'emploi dans une société intervenant dans le secteur de l'électricité.

Il convient de relever un autre manquement qui provient du fait qu'il n'existe aucune interdiction d'employer les membres du Comité de direction dans une société d'électricité dans les temps immédiats qui suivent la fin de leur mandat au sein de l'ARSE.

Compagnie Energie Electrique du Togo (CEET)

Création et statut juridique de la CEET

La Compagnie Energie Electrique du Togo (CEET) a été créée par l'Ordonnance n° 63-12 du 20 mars 1963. Conformément aux dispositions de la loi n° 90-26 du 04 décembre 1990, elle a été transformée en société d'Etat par le décret n° 91-028/PMRT du 02 octobre 1991.

La CEET est donc une entreprise publique détenue entièrement par l'Etat Togolais et soumise aux règles de droit commun applicable à toutes les sociétés commerciales.

Pour renforcer les fonds propres de la CEET, améliorer ses capacités de gestion commerciale et/ou financière, les autorités togolaises peuvent décider d'ouvrir le capital social de la CEET dont le montant s'élève actuellement à six cent trente millions (630 000 000) de francs CFA, à des partenaires publics ou privés qui pourront apporter de l'argent frais et/ou leur savoir faire dans le domaine de l'électricité.

Objet de la CEET

Les activités de la CEET consistent en la production et la distribution de l'énergie électrique au Togo sous réserve des dispositions de l'Accord International et Code bénino-Togolais de l'Electricité en date du 27 juillet 1968 révisé le 23 décembre 2003.

La CEET couvre donc toutes les branches d'activités relatives à l'électricité et pose le problème de son efficacité dans un marché libéralisé.

Problématique de l'évolution du statut de la CEET

Après la création de la CEET en 1963, les autorités togolaises ont essayé de trouver la meilleure forme juridique pour exploiter le service public de l'électricité au Togo.

En effet, au cours de l'année 1996 le gouvernement Togolais s'est engagé à privatiser la CEET dans le cadre du programme d'ajustement structurel conclu avec la Banque Mondiale. Ainsi en 2000, après un appel d'offre international, une convention de concession a été signée avec Togo Electricité, filiale de la Société ELYO qui appartient au groupe SUEZ pour reprendre les activités de distribution de l'énergie électrique. Cette expérience n'ayant pas été concluante, le décret n° 2006-013/PR du 22 février 2006 a été pris pour abroger le décret n° 2000-075/PR du 20 août 2000, a mis fin à la concession de Togo Electricité et transféré à la CEET, les activités de distribution de l'énergie électrique.

Malgré l'échec de l'expérience avec Togo Electricité, il demeure que la CEET évolue dans un secteur commercial qui nécessite des investissements importants, une célérité dans la prise des décisions et une rigueur de tout instant dans la gestion de la société. Le statut juridique de société d'Etat n'est pas en soi un frein à l'expansion de la CEET, mais dans un marché de l'électricité à terme libéralisé, une évolution de la CEET vers une société privée n'est pas à exclure.

Comité d'exploitation du réseau

La création de ce cadre de travail et de coopération est prévue par la loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité.

Composition et but du Comité d'exploitation du réseau

Le Comité d'exploitation du réseau comprend les concessionnaires du secteur de l'électricité et les autres intervenants sur le réseau électrique togolais.

Il vise à faire adopter une réglementation qui tient compte de la réalité nationale. Le Comité dispose à cet effet de la possibilité de soumettre à l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE) des études et des propositions de normes relatives à la sécurité.

Intérêt de l'institution du Comité d'exploitation du réseau

La mise en place et le bon fonctionnement du Comité d'exploitation du réseau devrait assurer une sécurité juridique aux opérateurs du domaine de l'électricité dans la mesure où leurs préoccupations sont prises en compte en amont au moment de la préparation des textes réglementaires.

L'ARSE de son côté sera également sûre de proposer une réglementation efficace et effectivement applicable et adapter à la situation réelle du secteur de l'électricité.

Grands consommateurs et producteurs indépendants

Les grands consommateurs et les producteurs indépendants ne sont pas des acteurs institutionnels du secteur de l'électricité mais ils jouent un rôle d'appoint non négligeable. Il s'agit principalement d'entreprises industrielles soumises au droit commun des sociétés et qui ont un besoin important en consommation d'électricité.

Ce sont notamment, la SNPT (Société Nouvelle des Phosphate du Togo ex IFG (International Fertilizer Group), la NIOTO (Nouvelle Industrie des Oléagineux du Togo), WACEM et quelques hôtels.

La loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000 prévoit que soit déclarée à l'ARSE, l'exploitation par toute personne, d'installations électriques d'une puissance supérieure ou égale à 300 KVA utilisées pour satisfaire les seuls besoins propres et non destinées à la fourniture d'énergie électrique.

Cependant, il n'existe aucune réglementation définissant les modalités dans lesquelles ces auto-producteurs peuvent remettre dans le réseau leur surplus de production d'électricité. Pour faire face à des situations de manque d'énergie électrique, il serait souhaitable de remédier à ce vide en adoptant une réglementation autorisant, dans des cas spécifiques, la vente de surplus d'énergie des auto-producteurs.

6.3.3 Diagnostic des relations entre les intervenants du secteur de l'électricité

L'organisation des relations entre les acteurs du secteur de l'électricité devra être matérialisée par la mise en place du Comité d'exploitation du réseau.

Toutefois, il reste que le statut juridique de chaque intervenant détermine la nature de son rapport avec les autres.

Relation de l'ARSE avec les autres intervenants

La loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000 confère à l'ARSE un rôle de régulateur qui place cette institution au-dessus des autres intervenants nationaux.

Le dysfonctionnement majeur constaté à ce niveau réside dans le fait que la Communauté Electrique du Bénin (CEB) soit placée en dehors de tout organisme de régulation malgré le rôle important joué par cette institution dans le secteur de l'électricité au Togo. Ce décalage deviendra encore plus accru lorsque le marché de l'électricité sera à maturité c'est-à-dire complètement libéralisé.

La seconde insuffisance relevée dans le rapport de l'ARSE avec les autres acteurs du secteur de l'électricité réside dans la relation du régulateur avec le ministre chargé de l'énergie et la Direction Générale de l'énergie. En effet, les dispositions de la loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000 créent une certaine dépendance de l'ARSE à l'égard du ministre chargé de l'énergie. Cette relation de dépendance se confirme dans la pratique par le fait que les membres du comité de direction de l'ARSE sont des fonctionnaires qui continuent d'être payés par leur ministère d'origine.

Relation CEB avec les autres intervenants

La CEB est un acteur particulier du secteur de l'électricité et n'est pas soumise aux mêmes règles que les autres acteurs nationaux. Elle n'est soumise qu'aux dispositions de l'accord international instituant le code bénino-togolais qui lui accorde un certain nombre de privilège notamment l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique de l'électricité. Au plus fort de la crise énergétique, les autorités togolaises ont néanmoins, par décret n° 2007-057/PR du 14 mai 2007, autorisé la signature d'un contrat d'achat/vente entre la CEET et la société de production ContourGlobal Togo SA.

Cette situation démontre la nécessité de procéder à des réaménagements afin de donner aux acteurs du sous-secteur de l'électricité les moyens nécessaires pour faire face aux mutations régionales et internationales qui sont en cours.

6.3.4 Amélioration du cadre juridique et institutionnel

Eu égard aux insuffisances et faiblesses constatées dans le diagnostic, des améliorations devront être apportées aux dispositions légales et réglementaires ainsi qu'aux statuts et rôles des intervenants du sous-secteur de l'électricité.

Dans la définition du plan stratégique du sous-secteur de l'électricité, il convient d'apporter des améliorations au Code bénino-togolais de l'électricité et aux textes légaux et réglementaires du Togo.

Améliorations du Code bénino-togolais de l'électricité

L'initiative de la République du Bénin et de la République togolaise constitue une démarche unique qu'il convient de préserver car elle réalise, avant l'heure, l'intégration parfaite qui permet de mutualiser les moyens afin de faire face à des préoccupations communes.

Par conséquent, les problèmes posés par l'application du Code bénino-togolais de l'électricité doivent être réglés pour pérenniser cette action commune.

Libéralisation progressive du marché de l'électricité

Conformément aux engagements pris par les Etats Togolais et Béninois à travers le Protocole A/P4/1/03 signé à Abuja le 28 mai 2003 par la Conférence des Chefs d'Etats de la CEDEAO, il convient d'adopter les dispositions nécessaires pour lutter contre les distorsions de marché et les entraves à la concurrence dans les activités économiques du secteur de l'énergie.

Par conséquent, il s'avère indispensable de procéder à la modification des dispositions de l'article L5 du Code bénino-togolais de l'électricité en mettant fin à l'exclusivité dont bénéficie la CEB sur les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique.

En termes de planification, la fin du monopole sur les activités d'acheteur unique pourrait constituer une première étape dans la réorganisation des activités de la CEB.

Ensuite, la libéralisation de l'activité de transport pourrait venir dans une seconde phase. Néanmoins, compte tenu de la nature des installations utilisées pour le transport de l'électricité, cette activité continuera de bénéficier d'un monopole de fait au profit de la CEB.

Séparation des branches d'activités de la CEB

L'une des insuffisances relevées dans le Code bénino-togolais de l'électricité réside dans le fait que les activités de transporteur exclusif et de producteur de la CEB ne sont pas séparées mais gérées ensemble par les organes de la CEB.

Cette confusion n'est pas un gage d'efficacité dans un marché complètement libéralisé car les impératives du transporteur ne sont pas les mêmes que celles du producteur.

Pour se préparer à l'avènement du marché libéralisé interconnecté de la CEDEAO, certains pays comme la Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria ont déjà entrepris de promouvoir la séparation des activités de l'électricité.

Pour ne pas se laisser surprendre par la structuration du marché, la CEB devra évoluer vers cette séparation de ses deux branches d'activités. Dans un premier temps, la réorganisation de la CEB pourra se faire par une séparation comptable c'est-à-dire l'adoption d'une comptabilité d'affectation. En d'autres termes, les charges et produits d'exploitation de chacune des branches de transport et de production seront enregistrés dans des comptes distincts permettant ainsi de connaître leur situation financière réelle.

Dans une seconde phase, il faudra aboutir, le cas échéant, à une scission des deux branches qui seront gérées par deux structures différentes. Au terme de ce processus, à notre avis, l'activité de transport d'électricité pourra naturellement être gérée par une institution interétatique (la CEB) eu égard au monopole de fait que comporte cette branche d'activité.

Amélioration de la structuration du Code bénino-togolais de l'électricité

Le fait de mettre les dispositions techniques susceptibles d'évolution plus ou moins rapides dans le code bénino-togolais de l'électricité limite sa flexibilité et son efficacité. En effet, lorsque des prescriptions techniques sont données, leur mise en application doit se faire dans

les meilleurs délais. Or la procédure de modification du code bénino-togolais de l'électricité est plus longue et n'est pas adaptée à cette réactivité.

Pour rendre les dispositions techniques de ce code plus réactives et plus efficaces, il convient de soustraire les arrêtés d'application de la structuration dudit code. L'adoption des arrêtés d'application devra relever de la compétence du Haut Conseil Interétatique sur la proposition de la Haute Autorité de la CEB.

6.3.5 Amélioration des dispositions légales et réglementaires nationales

L'amélioration des textes légaux et réglementaires devra se faire par des modifications à apporter à certaines dispositions existantes ou l'adoption de nouvelles lois nécessaires au développement du sous-secteur de l'électricité.

Adoption d'une législation sur l'électrification rurale

Malgré la volonté exprimée des autorités togolaises de favoriser l'électrification des zones rurales et périurbaines, il n'existe aucun cadre législatif ou réglementaire relatif à l'électrification rurale.

Le manque de revenu et l'éloignement géographique des populations rurales et pauvres entraînent inévitablement leur mise à l'écart du réseau électrique existant. Pour prendre en compte cette spécificité et promouvoir le développement économique des zones rurales et périurbaines défavorisées, il conviendra d'adopter une loi spécifique pour promouvoir l'électrification de ces zones. Deux organismes pourront être créés à cet effet :

- Une agence nationale pour l'électrification rurale ; et
- Un fonds national pour l'électrification rurale.

L'objectif principal de cette législation particulière sera donc de promouvoir le développement de l'électrification rurale par l'adoption de projets locaux gérés plus ou moins par les populations concernées.

La loi devra définir les modalités d'une interconnexion éventuelle entre ces réseaux locaux et isolés avec le réseau national, comment le surplus de production pourra être vendu à un transporteur ou à un distributeur de l'électricité, comment éviter une distorsion de prix trop grande entre les prix pratiqués dans les différents réseaux locaux mis en place au Togo, etc.

Adoption de mesures incitatives aux investissements

Depuis la publication du décret 96-162/PR du 26 décembre 1996 portant interdiction de prorogation de conventions, accords, protocoles, contrats et marchés, comportant des clauses d'exonération douanière ou fiscale, les autorités togolaises n'ont plus délivré d'agrément sur la base de la loi n° 89 – 22 du 31 octobre 1989 portant Code des Investissements.

Dans le cadre de la préparation du nouveau code des investissements dont le projet serait en cours d'élaboration, il y a lieu de tenir compte de la spécificité du développement du sous-secteur de l'électricité. Un accent particulier devra être mis sur la promotion des énergies renouvelables et de celles permettant la sauvegarde de l'environnement.

L'avantage de l'insertion des mesures incitatives relatives au sous-secteur de l'électricité dans un code des investissements global, réside dans le fait même de la codification qui permet d'avoir une vue générale sur les objectifs poursuivis par l'Etat togolais et surtout d'avoir une cohérence entre les différentes exonérations accordées.

En tout état de cause, à défaut de l'adoption d'un nouveau code des investissements une loi pourra être votée pour légiférer sur les avantages que l'Etat togolais entend accorder pour promouvoir les investissements dans le sous-secteur de l'électricité.

Les principales caractéristiques d'une législation incitative peuvent se présenter comme ci-après :

Domaines éligibles

Pourront être éligibles, les acquisitions et productions des installations et équipements permettant de fournir de l'électricité tout en respectant l'environnement. Il peut s'agir des investissements dans le solaire, la biomasse, le gaz naturel, micro hydroélectricité, etc.

Avantages probables

Les avantages à accorder pourront consister en une exonération partielle ou totale des impôts et taxes directs et/ou indirects, des droits et taxes douaniers.

Adoption d'une législation sur les énergies renouvelables

En dehors du fait qu'il est important de prendre des mesures fiscales et douanières pour assurer le développement des énergies renouvelables, l'adoption d'une réglementation sur les énergies renouvelables pourrait aider l'Etat togolais à atteindre ses objectifs d'autosuffisance énergétique à plus ou moins long terme surtout en tenant compte de l'abondance des sources d'énergie tels que le soleil, le vent (malgré son inconstance), etc.

Les caractéristiques principales de cette réglementation particulière peuvent se présentées comme ci-après :

Objectifs

Les principaux objectifs de réglementations seront de promouvoir le développement des énergies renouvelables par les investissements, la formation théorique et pratique de professionnels, la maîtrise de la technologie, l'utilisation des équipements, etc.

Dispositifs à mettre en place

La réglementation sur les énergies renouvelables doit adopter des mesures destinées dans un premier temps à faciliter l'importation et la vulgarisation des équipements utilisant cette technologie. Les mesures prises doivent assurer dans une seconde phase, le transfert de la technologie relative à ces énergies afin de permettre au Togo de maîtriser tout le circuit partant de la fabrication des équipements, en passant par leur installation jusqu'à la production de l'électricité.

La réglementation sur les énergies renouvelables doit également définir les modalités suivant lesquelles les énergies produites par les ménages et les auto-producteurs pourront être connectées au réseau national et revendu à prix préférentiel aux opérateurs institutionnels du secteur de l'électricité. Adoption d'une politique d'économie d'énergie

L'un des moyens nécessaires pour faire face à la pénurie de l'énergie est de prendre les mesures législatives et réglementaires permettant d'économiser le peu d'énergie produite.

Il est donc impérieux de définir une politique générale d'économie d'énergie dont les principales orientations pourraient être :

- La promotion de l'utilisation des équipements moins consommateurs d'énergie électrique (ampoules de basse tension, fils électriques de bonne qualité, etc.) ;
- La définition et publication de normes techniques applicables aux installations électriques professionnelles et domestiques avec une incitation au respect de ces prescriptions ;
- Etc.

Pour atteindre cet objectif d'économie d'énergie, des mesures incitatives devront être adoptées par une loi spéciale ou insérées dans le code des investissements. Ces mesures incitatives peuvent consister en l'adoption d'une exonération partielle ou totale d'impôts et/ou de droits et taxes douaniers au profit des installations favorisant l'économie d'énergie.

Mise en place de pôles d'excellence pour la formation dans les domaines de l'électricité

Le Code bénino-togolais de l'électricité a mis en place un Centre de Formation Professionnelle et de Perfectionnement à Abomey-Calavi en République du Bénin au profit des membres du personnel de la CEB.

Ce centre peut cependant, suivant un ordre de priorité défini par la Direction Générale, accueillir des stagiaires ou élèves ne faisant pas partie du personnel de la Communauté Electrique du Bénin (CEB). Les frais de scolarité des stagiaires ou élèves qui ne sont pas agents de la CEB sont à la charge de l'Etat, de la collectivité ou de l'entreprise publique ou privée qui a demandé leur admission au Centre.

La mise en place du Centre de Formation Professionnelle et de Perfectionnement est un bon début mais la résolution des problèmes énergétiques passe aussi par la maîtrise des différentes technologies pour la production d'énergie électrique.

Pour ce faire, l'Etat devra investir dans les formations universitaires et professionnelles. Il devra donc définir un cadre juridique adéquat favorisant les investissements dans les filières de formation en rapport avec le sous-secteur de l'électricité et les énergies renouvelables.

A terme, la création des pôles d'excellence permettra non seulement de maîtriser les technologies d'énergies renouvelables et d'aboutir ainsi à l'autosuffisance énergétique avec les ressources disponibles telles que le solaire, l'hydraulique, la biomasse, etc.

Adoption d'un « Grid code » ou code réseau transport

Le Grid Code ou le Code réseau transport est un ensemble de règles techniques destinées à définir les relations entre les différents acteurs du sous-secteur de l'électricité.

La mise en place du Code réseau est une impérative car elle permettra de préparer convenablement l'application de la réglementation de l'ARREC en matière d'interconnexion des réseaux de la sous région.

Par ailleurs, il faut noter que l'adoption du Grid Code ou Code réseau sera plus pertinente s'il s'agit de règles techniques uniformes applicables sur l'ensemble du territoire togolais et béninois. Par conséquent, il conviendra, dans sa phase d'élaboration de réunir tous les intervenants du sous-secteur de l'électricité.

Au regard de la structuration du secteur de l'électricité, deux codes seront nécessaires, un pour le secteur du transport (relations de la CEB avec les utilisateurs du réseau de transport CEET, gros clients dits éligibles, producteurs) et un deuxième pour le secteur de la distribution (relations de la CEET avec les utilisateurs des réseaux de distribution clients Moyenne Tension et Basse Tension).

Pour assurer son efficacité et sa réactivité, le Code réseau national pourra être adopté sous forme d'un acte réglementaire de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSE). Cette forme réglementaire permettra d'adapter ou de modifier plus facilement les dispositions qui deviendraient désuètes ou inadaptées.

Conformément à l'orientation qui consiste à séparer les arrêtés d'application des autres dispositions du Code bénino-togolais de l'électricité, le Code réseau de la CEB sera adopté par le Comité Technique Permanent formé par les régulateurs des deux pays.

Adoption de nouvelles formes de concession du service public de l'électricité

Les dispositions des articles 23 et suivants de la loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000 reconnaissent la concession comme le mode par lequel l'Etat togolais peut déléguer l'exploitation du service public de l'électricité à un opérateur public ou privé.

Pour ce faire, le quatrième paragraphe de l'article 24 de la loi précitée dispose que : « Les conventions de concession de fourniture d'énergie électrique ne peuvent être conclues que dans la mesure où elles permettent l'accroissement de la capacité des installations électriques projetées ou existantes afin de permettre l'accès au réseau électrique national à d'autres utilisateurs ou l'extension du réseau électrique national ».

Une interprétation restrictive de cette disposition n'autorise la convention de concession que si elle aboutit à l'extension du réseau électrique national. Au regard de l'état actuel du réseau électrique togolais, cet objectif est primordial et inévitable.

Cependant, il convient d'anticiper sur l'avenir et disposer de plusieurs possibilités juridiques permettant de prendre les décisions idoines au développement du sous-secteur de l'électricité. L'une des pistes de solutions est la possibilité de recourir au contrat d'affermage, en cas de besoin.

Dans le contrat de concession, le concessionnaire (souvent une société privée) prend en charge non seulement les frais d'exploitation et d'entretien courant mais également les dépenses d'investissements. Le concessionnaire se rémunère directement auprès de l'usager par une redevance fixée dans le contrat de concession, révisable selon une formule de variation adoptée d'un commun accord entre l'Etat et le concessionnaire.

Par contre dans le contrat d'affermage, les investissements sont réalisés par l'Etat togolais et le fermier (l'opérateur économique délégataire) supporte les frais d'exploitation et d'entretien courant. Il se rémunère directement auprès des usagers par un prix convenu à l'avance dans le contrat d'affermage, révisable selon une formule de variation convenue d'un commun accord entre l'Etat togolais et le délégataire.

En définitive, la deuxième section du troisième chapitre relatif au régime juridique du secteur de l'électricité peut être modifiée pour autoriser clairement la possibilité de déléguer l'exploitation du secteur public de l'électricité à travers le contrat d'affermage, ou de délégation de gestion.

Réaménagement des services du ministère chargé de l'énergie pour la gestion du gaz et du charbon

Certaines installations de production de l'électricité nécessitent l'utilisation du gaz naturel et du charbon comme combustible. Il se pose donc la question de savoir quel service du ministère de l'énergie doit prendre en charge le contrôle desdites installations et des accessoires qui permettent d'y conduire ces combustibles.

S'il est évident que l'exploration et la gestion des sociétés de production de gaz et du charbon doivent relevées de la compétence d'une autre direction du ministère des mines, le contrôle des installations utilisant le gaz naturel ou le charbon comme combustible doit être confié à la Direction générale de l'énergie.

Il convient donc de modifier le décret portant attributions et organisation du ministère de l'énergie pour confier expressément à la Direction Générale de l'énergie, le contrôle des installations employant le gaz naturel ou le charbon comme combustible ainsi que leurs accessoires utilisés pour les y conduire.

6.3.6 Amélioration des statuts et rôles des intervenants du sous-secteur de l'électricité

Restructuration de la CEB

Les modifications qu'il convient d'apporter au Code bénino-togolais de l'électricité au regard notamment de la régulation des activités, de la suppression du privilège d'acheteur unique et de la séparation des branches d'activités de la CEB impliquent que cette institution inédite soit restructurée pour assurer sa pérennité.

Les actions à mener doivent donc aller dans le sens de la création d'un régulateur interétatique et l'évolution vers la séparation des branches d'activités de la CEB.

Création d'un régulateur interétatique

L'adoption du Code bénino-togolais ensemble de l'électricité par la République du Bénin et la République togolaise aboutit juridiquement à la création d'un seul espace. Le fait que la CEB se retrouve hors du champ d'intervention des institutions nationales de régulation nécessite la création d'un régulateur ayant pour rôle de définir des règles communes applicables au secteur de l'électricité des deux pays.

Le régulateur interétatique pourra avoir le statut juridique d'un organisme public à caractère public doté d'une personnalité morale lui permettant de disposer d'un patrimoine propre. Comme l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO (ARREC), il doit bénéficier d'une indépendance totale, par rapport aux autorités politiques des deux Etats et aux organes de la CEB, pour définir les normes applicables au secteur de l'électricité.

Pour la composition du régulateur interétatique, il est possible de nommer des membres différents de ceux qui composent les autorités nationales de régulation du secteur de l'électricité. Cette option ne nous semble pas très indiquée car elle pourra aboutir à l'apparition, dans le domaine de l'électricité, de normes juridiques contradictoires sur un même territoire.

La meilleure solution, à notre avis, est que le régulateur interétatique soit composé des membres des autorités nationales de régulation du secteur de l'électricité. Cette dernière option présente deux intérêts principalement. Elle permettra d'une part, d'éviter des discordances entre les règles nationales et les normes applicables à la CEB ; d'autre part, la coopération poussera naturellement les deux régulateurs à adopter les mêmes règles dans leur pays respectif.

Séparation des branches d'activités de la CEB

Pour renforcer l'efficacité de la CEB sur un marché complètement libéralisé, il est primordial de connaître l'impact réel de chaque branche d'activités sur la situation financière de la CEB. Une réorganisation de la CEB permettant de gérer séparément les activités de transport et de distribution de la CEB permettra d'avoir une meilleure vision sur chaque domaine et d'améliorer leur gestion.

Afin d'arriver à un résultat probant, il convient de préparer cette séparation d'activités en adoptant en premier lieu le principe d'une comptabilité d'affectation pour enregistrer les charges et produits des deux branches dans des comptes différents.

Renforcement de l'indépendance de l'ARSE

Les dispositions de la loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000 place l'Autorité de régulation du secteur de l'électricité dans une certaine indépendance à l'égard du ministre en charge de l'énergie et de la Direction Générale de l'énergie (DGE).

Le renforcement de l'indépendance de l'ARSE pourra se traduire par la mise en œuvre des principes ci-après :

- La réaffirmation du caractère indépendant de l'ARSE dans les termes de la loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000.
- La nomination des membres du comité de direction de l'ARSE pour accomplir un emploi permanent au sein de l'ARSE avec une interdiction de cumul avec toute autre mission, y compris le statut de fonctionnaire d'Etat.
- Le rallongement de la durée du mandat des membres du comité de direction de l'ARSE en le portant de quatre (04) ans actuellement à une période comprise entre six (06) et dix (10) ans ; parallèlement sera supprimer la possibilité de renouvellement du mandat.
- Pour une efficacité de l'application de la règle du secret professionnel, interdire pendant une période d'un (01) an aux membres du comité de direction de l'ARSE dont le mandat prend fin de pouvoir prendre ou avoir des intérêts directs ou indirects, occuper une fonction salariée ou non, offrir leurs services sous quelques formes que ce soit ou encore bénéficier de rémunération sous quelque forme que ce soit d'une entreprise exerçant une activité dans le secteur de l'électricité. En contrepartie de cette interdiction, l'ARSE pourra prendre en charge en tout ou partie leur rémunération durant une année. Le retour d'un fonctionnaire à la fonction publique peut être exclu de cette interdiction.
- La nomination des membres du comité de direction de l'ARSE devra se faire de façon à éviter que tous les membres arrivent au même moment à la fin de leur mandat.

Création de l'agence d'électrification rurale

Pour développer la connexion des zones pauvres et financièrement défavorisées au réseau électrique, il est important de créer une agence nationale de l'électrification rurale et périurbaine.

Cette agence peut être créée sous la forme d'un établissement public doté de la personnalité morale et d'une autonomie financière. Elle sera placée dans le champ d'intervention de l'Autorité de régulation du secteur de l'électricité (ARSE).

L'agence nationale pour l'électrification rurale sera notamment chargée de :

- Promouvoir une couverture équitable du territoire national en énergie électrique en développant l'électrification rurale et périurbaine ;
- Elaborer des programmes nationaux pour le développement de l'électrification dans les zones les plus défavorisées et veiller à leur mise en œuvre ;
- Appuyer le montage des projets locaux par une assistance technique aux populations rurales et périurbaines ;
- Proposer au ministre en charge de l'énergie et à l'ARSE des textes réglementaires à prendre dans le domaine de l'électrification rurale ;
- Proposer au gouvernement des mesures d'incitation pour accroître les investissements dans les énergies renouvelables ;
- Contribuer à la recherche des solutions technologiques novatrices et à moindre coûts ;
- Etc.

Le Fonds national pour l'électrification rurale

Pour aider l'Agence nationale de l'électrification rurale à mobiliser les fonds nécessaires à la réalisation des projets d'électrification des zones financièrement défavorisées, il convient de mettre en place un Fonds national de l'électrification rural.

Le Fonds national de l'électrification rurale sera notamment chargé de :

- Participer financièrement à la couverture équitable du territoire national en énergie électrique en développant l'électrification rurale ;

- Contribuer à la mise en œuvre du plan national d'électrification des zones rurales et périurbaines ;
- Appuyer la mise en œuvre de projets pilotes d'électrification rurale qui contribuent au développement de l'électrification du pays ;
- Faciliter l'accès des populations rurales à l'électricité, en servant de fonds de garantie et en intervenant sous forme de subvention dans les investissements ou sous forme d'appui aux études ;
- Procéder à l'évaluation globale des besoins en électricité rurale de chaque région ;
- Rechercher sur le plan international des sources de financements destinés à promouvoir le développement de l'électrification rurale ;
- Etc.

Restructuration de la Compagnie Energie Electrique du Togo

Sur un marché complètement libéralisé à terme, il est également impérieux de préparer la CEET à faire face à la concurrence des opérateurs étrangers intervenant dans l'espace de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO). Ainsi, quelle que soit la forme juridique adoptée pour la CEET, société d'Etat ou société privée, sa restructuration est une nécessité.

En effet, la problématique d'une gestion efficace de la CEET impose une séparation de ses branches d'activités. Comme pour la CEB, la séparation des activités de production et de distribution permettra d'avoir une meilleure lisibilité de la gestion de la CEET afin de déterminer les problèmes de chacune de ces branches et prendre ainsi les décisions idoines qui s'imposent.

Même si in fine la meilleure solution serait d'avoir deux (02) différentes sociétés pour gérer chaque branche d'activités, il convient d'adopter une approche progressive en optant en premier lieu pour une comptabilisation séparée des charges et produits des activités de production, de transport et de distribution.

6.4 Recommandations

Les recommandations ci-après sont faites pour la mise en place du plan stratégique du sous-secteur de l'électricité au Togo. Le temps mentionné est un délai indicatif pour accomplir les actions à mener.

	ACTIONS A MENER	DELAI
	Amélioration des dispositions légales et réglementaires	
1-	Procéder à la modification des dispositions du Code bénino-togolais de l'électricité en mettant fin à l'exclusivité dont bénéficie la CEB sur les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique.	2 ans
2-	Restructurer le Code bénino-togolais de l'électricité en y soustrayant les arrêtés d'application dont l'adoption relèvera de la compétence du Haut Conseil Interétatique de la CEB.	2 ans
3-	Elargir le domaine de compétence de l'ARSE aux énergies renouvelables, à l'électrification rurale, au gaz naturel utilisé pour la production de l'électricité.	2 ans
4-	Adopter une loi spécifique pour la promotion de l'électrification des zones rurales et financièrement défavorisées.	2 ans

5-	Adopter un code des investissements ou une loi comportant des mesures fiscales et douanières incitatives pour la promotion des énergies renouvelables et de sauvegarde de l'environnement.	2 ans
6-	Adopter une réglementation définissant notamment les conditions dans lesquelles les énergies renouvelables sont produites et connectées au le réseau national notamment à un prix préférentiel.	2 ans
7-	Définir un cadre juridique adéquat favorisant les investissements dans les filières de formation et créer des pôles d'excellence pour la maîtrise des technologies relatives aux énergies renouvelables (solaire, l'hydraulique, la biomasse, etc.).	3 ans
8-	Adopter une loi pour définir une politique générale d'économie d'énergie notamment par la promotion de l'utilisation des équipements consommant moins d'énergie.	2 ans
9-	Adopter le Grid code ou Code réseau national par acte réglementaire de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSE).	2 ans
10-	Modifier la loi n° 2000-012 pour adopter de nouvelles formes de concession du service public de l'électricité, notamment le contrat d'affermage.	2 ans
11-	Modifier le décret portant attributions et organisations du ministère de l'énergie pour confier expressément à la Direction Générale de l'énergie, le contrôle des installations utilisant le gaz naturel ou le charbon comme combustibles ainsi que les accessoires qui sont utilisés pour les y conduire.	1 an
12-	Adopter une réglementation autorisant, dans des cas spécifiques, la vente de surplus d'énergie des auto-producteurs.	1 an
	Amélioration des statuts et rôles des intervenants du sous-secteur de l'électricité	
13-	Créer un régulateur interétatique ayant pour rôle de définir des règles communes applicables notamment à la CEB.	2 ans
14-	Séparer la gestion des branches d'activités de transport et de production d'électricité de la CEB en commençant par une séparation comptable.	avant fin 2011
15-	Prendre les mesures nécessaires pour renforcer l'indépendance de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (régulateurs permanents, révision des mandats).	2 ans
16-	Créer une agence nationale d'électrification rurale.	2 ans
17-	Mettre en place un fonds national de l'électrification rurale.	2 ans
18-	Séparer la gestion des branches d'activités de production, et de distribution d'électricité de la CEET en commençant par une séparation comptable.	2 ans
19-	Mettre effectivement en place le Comité d'exploitation du réseau prévu par la loi 2000-012 du 18 juillet 2000.	1 an

7. Accès à l'électricité et électrification rurale

Dans les années 90, d'importantes réformes du secteur électrique ont été lancées dans les pays d'Afrique subsaharienne, dont le Togo, largement sous l'influence des bailleurs de fonds, dont la Banque mondiale. Ces réformes ont promu le dégroupage (séparation de la production, transport et distribution) ainsi que la privatisation des services publics, afin de briser les monopoles et favoriser l'ouverture du secteur à de nouveaux acteurs. En fonction des pays, ils ont parfois rencontré une résistance des décideurs nationaux et des services publics ou parfois au contraire une réelle intention de les appliquer mais sont souvent restées assez cosmétiques (adoption de nouvelles législations et création de nouvelles institutions sans réels changements structurels sur le terrain). Ces reformes sont assez récentes (environ 10 ans, et parfois bien moins) et sont toujours en cours de mise en œuvre dans nombre de pays.

Ces réformes ont toutefois paradoxalement souvent conduit à une « renationalisation » de la problématique de l'électrification et plus particulièrement en zone rurale, considérée non rentable et non transférable au secteur privé et dont la responsabilité a été re-transférée aux services publics des États, avec la création d'institutions spécifiques à la décision, à l'autorisation et au contrôle de la planification et la mise en œuvre des programmes d'investissements ainsi que de l'exploitation et des tarifs. De plus, il est clairement apparu dans la seconde moitié des années 2000 que la privatisation ou la cession de gestion à des entreprises privées n'entrainait pas, à part dans de rares exceptions, un accroissement de l'accès à l'électricité des populations du fait du manque d'incitations allant dans ce sens.

7.1 Situation actuelle et revue des objectifs potentiels

7.1.1 Estimation du taux actuel d'accès à l'électricité

Principaux éléments influençant le taux d'accès.

Le taux d'électrification est un chiffre complexe à établir et ce d'autant que c'est un chiffre à forte signification politique et auquel les pouvoirs publics, les bailleurs de fonds et la communauté internationale attachent une grande importance. De fait, les bases de calculs qui caractérisent le degré d'électrification diffèrent selon les pays et ne portent pas toujours la même réalité physique pour leurs utilisateurs. Volontairement ou involontairement, une confusion est souvent faite entre l'accès à l'électricité privé ou communautaire ainsi qu'entre couverture géographique des communautés et accès effectifs des ménages.

Si l'accès communautaire à l'électricité est de grande importance pour le développement des services sociaux et productifs, une large partie des bénéfices de l'électricité est en fait dérivée de la consommation individuelle d'électricité. Ainsi, lorsqu'un village est desservi par l'électricité, l'ensemble de sa population (ou de ses ménages) peut en théorie bénéficier des avantages des utilisations communautaires de l'électricité (éclairage public, écoles, dispensaires ou commerces locaux) mais les ménages ne peuvent être considérés comme électrifiés au niveau individuel. De fait, lorsque l'électricité devient disponible dans une localité, le taux de couverture des ménages électrifiés dans cette même localité peut prendre

plusieurs années pour devenir élevé. Dans un premier temps, seuls les ménages les plus aisés ou ceux ayant un usage potentiellement productif peuvent s'acquitter du coût de raccordement et peuvent donc être considérés comme électrifiés dans les statistiques nationales.

Nous nous concentrerons sur le taux d'électrification des ménages qui, dans une zone spécifiée, est défini comme le rapport du nombre total de ménages électrifiés sur le nombre total de ménages dans cette zone donnée. On peut ainsi distinguer l'électrification au plan national, local ou par zones rurales et urbaines. Toutefois, le taux d'électrification des ménages ne peut pas être obtenu par une simple division du nombre d'abonnés en clientèle domestiques de la société nationale par le nombre total de ménages au plan national. En effet, divers facteurs jouent un rôle à la hausse ou à la baisse du taux d'électrification tels que le nombre de ménages qui dépend du nombre de personnes par ménages dont la répartition varie entre zones urbaine et rurale. De même, le nombre de ménages par connexion ou abonné, c'est-à-dire se partageant un même compteur (que ce soit par sous-location ou par partage d'une même habitation) varie considérablement. A l'inverse, tout client basse-tension ne peut être automatiquement considéré comme ménage car il faut tenir compte des usages professionnels non adjacents à un domicile. Enfin, lorsque l'on projette la croissance du taux d'électrification dans le temps et sur des zones telles que rurales ou urbaines, les hypothèses de croissance démographique et de changement de structure de la population jouent largement sur le degré d'effort nécessaire pour atteindre un objectif de taux d'électrification.

Estimation de l'ordre de grandeur du taux d'accès au Togo en 2009.

Avec ces éléments de variabilité en tête, on peut estimer le taux d'électrification, sachant que plus on utilise des variables vérifiées, plus le résultat sera solide. Dès lors, le taux global d'électrification des ménages au Togo à la fin 2009 varie entre 15 et 25% avec une valeur estimée probable de 21%.

La fourchette haute de 25% est obtenue avec les hypothèses suivantes : une population de 6,6 millions fin 2009 dont 40% en zone urbaine (Banque Mondiale, 2010[14]), un nombre de personnes par ménages estimé à 8 en zones urbaines et 10 en zones rurales. Il est aussi estimé que la quasi-totalité des 162.000 clients basse tension déclarés par la CEET comme raccordés à la fin 2009 sont des ménages bénéficiant effectivement de l'électricité. On estime aussi que 90% des abonnés CEET sont en zone urbaine et qu'il y a un partage de compteurs entre ménages pour 10% des abonnés en zone urbaine et 50% en zone rurale (pour faire face au coût de raccordement) ; ces derniers chiffres sont des estimations n'ayant pu être vérifiées. Dans ce cas de figure, le taux d'électrification serait de 48% en zone urbaine et de 6% en zone rurale.

La fourchette basse de 15% est obtenue avec une population de 6,6 millions fin 2009 dont 40% en zone urbaine, un nombre de personnes par ménages de 7 en zones urbaines et rurales[15]. Seuls ceux des 162.000 clients basse tension déclarés par la CEET à la fin 2009 ayant effectivement consommé de l'électricité en janvier 2010 sont considérés comme raccordés, ce qui diminue le nombre de clients bénéficiant effectivement de l'électricité à 146.700. On estime aussi que 95% des abonnés CEET sont en zone urbaine et qu'il n'y a pas de partage de compteur entre ménages abonnés. Dans ce cas de figure, le taux d'électrification serait de 35% en zone urbaine et de 3% en zone rurale.

Enfin, l'estimation probable de 21% est obtenue avec une population de 6,6 millions fin 2009 dont 40% en zone urbaine, un nombre de personnes par ménages de 7 en zones urbaines et 9 en zones rurales. Seuls ceux des 162.000 clients basse tension déclarés par la CEET à la fin 2009 ayant effectivement consommé de l'électricité en janvier 2010 sont considérés comme raccordés, ce qui diminue le nombre de clients bénéficiant effectivement de l'électricité à 146.700. On estime aussi que 90% des abonnés CEET sont en zone urbaine et que 20% des abonnés partagent leur compteur entre ménages que ce soit en zone urbaine ou rurale. Dans

[14] Indicateurs de développement, Banque Mondiale 2010. http://donnees.banquemondiale.org/indicateur
[15] Etude de faisabilité Electrification rurale au Togo, Groupement PACE/SOGREAH/SOTED, 2005

ce cas de figure, le taux d'électrification serait de 42% en zone urbaine et de 4% en zone rurale.

Avec cette estimation probable de taux d'électrification de 21% au niveau national à la fin 2009 dont 42% en zone urbaine et de 4% en zone rurale, ce serait environ 175.000 ménages et 1.435.000 togolais qui bénéficieraient de l'électricité. Ce taux est assez bas, très proche de taux similaires constatés au Mali, au Burkina Faso et en Zambie par exemple mais aussi proche ou au-dessus de ceux du Kenya, Mozambique, de l'Ouganda et de la Tanzanie avant la mise en route de gros projets d'électrification supportés par les bailleurs de fonds en 2007-2009.

7.1.2 Objectifs régionaux et nationaux de développement de l'électrification

Comme mentionné plus haut, le taux d'électrification est considéré comme un indicateur de développement qui revêt une grande importance politique et donne lieu à de nombreuses discussions et fixation d'objectifs à moyen et long terme. Plus particulièrement, au plan régional, la CEDEAO et l'UEMOA ont établi des objectifs dont on peut dire qu'ils sont ambitieux sur une relativement courte période. Le Togo, à travers son gouvernement et sa société de distribution d'électricité, a aussi établi ses objectifs propres.

Revue des divers objectifs d'électrification en pourcentage.

La Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) indique que ses États membres visent à obtenir trois résultats à l'horizon 2015 :

- 66% de la population, soit 214 millions de personnes résidant en milieu urbain et rural, auront un accès au service électrique individuel, soit 100% des populations périurbaines et urbaines et 36% des populations rurales,
- au moins 60% des personnes résidant en milieu rural vivront dans les localités disposant de force motrice, pour accroître la productivité du travail des actifs et auront accès à des services communautaires modernes et
- 100 % de la totalité de la population, soit 325 millions de personnes auront accès à un service de cuisson moderne.

De son côté, l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) vise des objectifs à un terme un peu plus lointains, soit le passage d'un taux moyen d'électrification de ses pays, membres de 17% en 2007 à 80% en 2020 et 100% en 2030 (accès universel au service de l'électricité). Cela correspond à un taux de 56% en 2015 si on estime une croissance uniforme dans la période 2007-2020, soit un objectif légèrement inférieur à celui de la CEDEAO.

Sur le plan national, le groupe de réflexion sur l'électricité envisageait en Août 2008 un programme volontariste d'accroissement du taux national d'accès à l'électricité de 19% en 2007 à 33% en 2015 puis 62% en 2025. La CEET, dans son plan d'affaires revu en Juillet 2010, prévoit de doubler le taux national d'accès à l'électricité de 21% à 42% en 2015 et de passer les taux d'accès en zone rurale à 18%. Par ailleurs, le gouvernement, dans son document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté 2009-2011, vise à porter le taux d'accès à l'électricité de 28% à au moins 50% dans toutes les régions du pays, en conformité avec l'objectif minimal de la CEDEAO.

Les objectifs rapportés au Togo vont donc de 33 à 65% sur le plan national en 2015, avec un minimum en zone rurale allant de 18 à 50%.

Signification des scenarios d'objectifs en nombre de ménages à électrifier d'ici fin 2015.

Les chiffres suivants sont basés sur les hypothèses de la version probable du taux d'électrification estimé à 21% en 2009, soit un nombre de personnes par ménages de 7 en zones urbaines et 9 en zones rurales. Seuls ceux des 162.000 clients basse tension déclarés

par la CEET à la fin 2009 ayant effectivement consommé de l'électricité en janvier 2010 sont considérés comme raccordés, ce qui diminue le nombre de clients bénéficiant effectivement de l'électricité à 146.700. On estime aussi que 90% des abonnés CEET sont en zone urbaine et que 20% des abonnés partagent leur compteur entre ménages dans que ce soit en zone urbaine ou rurale. On ajoute à ces hypothèses de base l'accroissement naturel de la population à 7,5 millions en 2015 obtenu en prolongeant jusqu'à 2015 la croissance constatée entre 2005 et 2008 sur la base des indicateurs Banque Mondiale. On estime aussi, toujours sur la base des indicateurs BM, que la part de la population urbaine passe de 40 à 45% de la population entre 2010 et 2015 sous le double effet de la démographie et de l'exode rural.

On calcule ensuite le nombre total de clients à électrifier au plan national pour chacun des scenario ainsi que leur répartition entre zones rurales et zone urbaines. On effectue ensuite une analyse de sensibilité simplifiée. Les scenario, classés par ordre croissant de taux d'électrification à obtenir au plan national, sont les suivants :

(i) maintien du taux d'électrification de 2009,

(ii) groupe de réflexion sur l'électrification,

(iii) doublement du taux national,

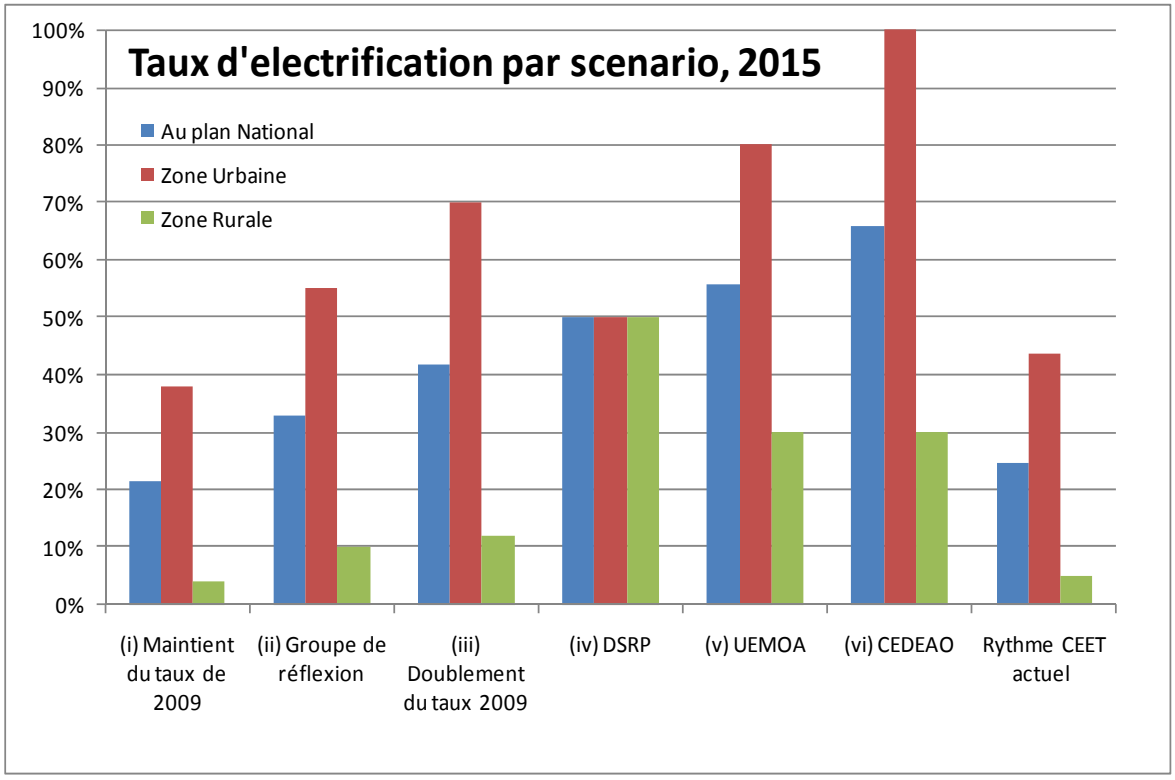
(iv) DSRP,

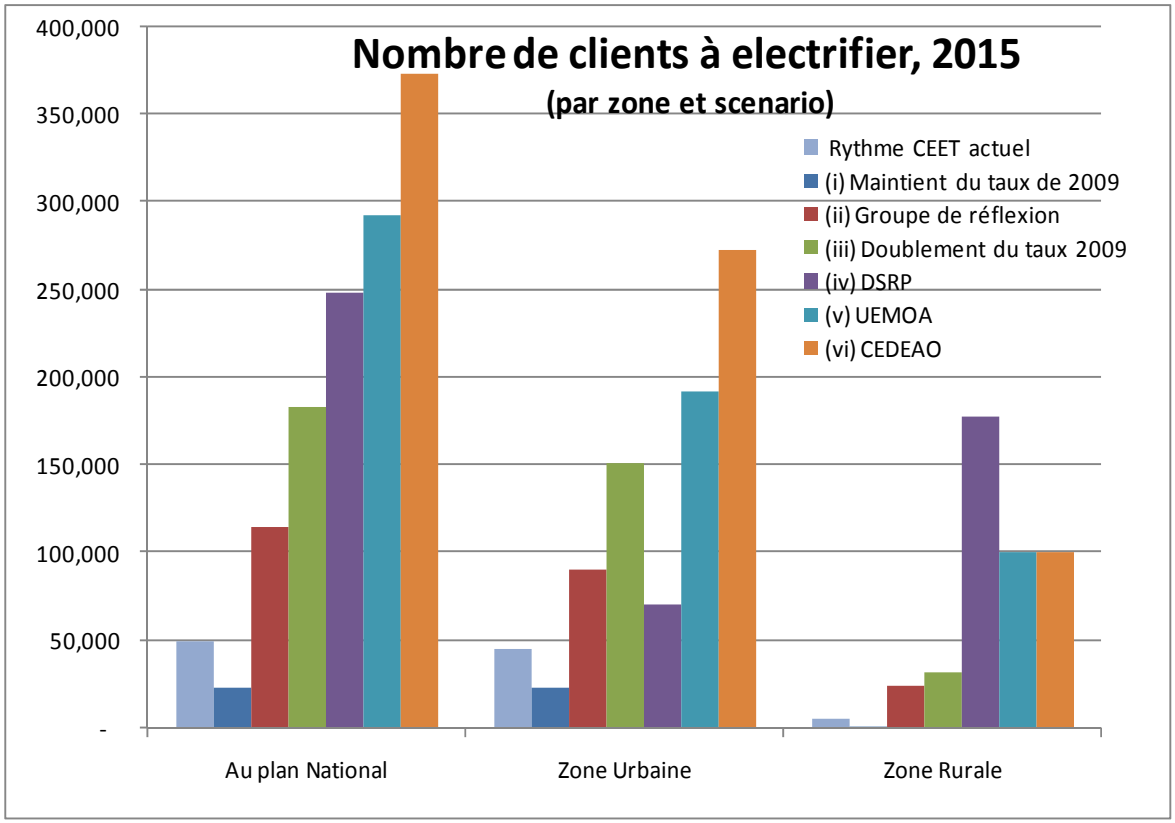
(v) UEMOA, et

(vi) CEDEAO.

Enfin, un scenario de base est donné comme point de référence basé sur la continuation sur les cinq prochaines années de la moyenne des connexions annuelles effectuées par la CEET entre 2006 et 2009.

	Nombre de Nouveaux clients à électrifier 2015		
Scenarios d'Objectifs en 2015	Au plan National	Zone Urbaine	Zone Rurale
(i) Maintien du taux de 2009	23,205	22,411	793
Taux en 2015, % des ménages	*21%*	*38%*	*4%*
(ii) Groupe de réflexion	114,983	91,133	23,850
Taux en 2015, % des ménages	*33%*	*55%*	*10%*
(iii) Doublement du taux 2009	183,306	151,770	31,536
Taux en 2015, % des ménages	*42%*	*70%*	*12%*
(iv) DSRP	248,484	70,921	177,563
Taux en 2015, % des ménages	*50%*	*50%*	*50%*
(v) UEMOA	292,901	192,194	100,707
Taux en 2015, % des ménages	*56%*	*80%*	*30%*
(vi) CEDEAO	373,750	273,043	100,707
Taux en 2015, % des ménages	*66%*	*100%*	*30%*
Baseline - historique CEET	45,000	40,500	4,500
Taux en 2015, % des ménages	*25%*	*42%*	*5%*





Dans le tableau des nouveaux clients à électrifier en fonction des divers objectifs, les calculs sont d'abord basés sur le taux national d'électrification lequel se base sur le nombre de ménages à électrifier (qui diffère du fait du partage de compteur du nombre de clients connectés par un facteur estimé ici à 20%). Les taux d'électrification des zones urbaines ou rurales sont soit déterminés par les sous-objectifs chiffrés de chaque scenario, soit calculés

afin d'aboutir au chiffre national attendu. Dans le cas des scenarios UEMOA et CEDEAO, du fait de la composition différente de la répartition de la population en milieu rural/urbain au Togo par rapport à la sous-région, les taux d'électrification par zones rurales ou urbaines et ceux au plan national ne peuvent s'accorder exactement avec les objectifs régionaux.

Le scenario (i) Maintien du taux de 2009, mesure l'effet de croissance démographique, et l'augmentation du nombre de clients à électrifier se fait essentiellement en zones urbaines du fait de l'exode rural. Il est à noter qu'un grand nombre des 23.000 nouvelles connexions nécessaires sont déjà physiquement effectuées en 2010 mais n'ont pas été inclues dans le taux d'électrification de 2009 car les clients n'avaient rien consommé au bout de 6 mois. Ce scenario peut donc être atteint sans efforts.

Le scenario (ii) Groupe de réflexion, correspond à un doublement sur 5 ans du rythme d'électrification observée au cours des années 2006-2009 qui s'est établit en moyenne à 10.000 connexions annuelles. La CEET a exprimé la conviction qu'avec les investissements rendus possibles par les prêts BOAD et BIDC, une densification du nombre d'abonnés devrait être possible, passant le nombre de connexions à 20,000 en 2010, 2011 et 2012 environ. Il resterait alors à continuer le doublement à partir de 2013 sur d'autres sources et de couvrir l'augmentation du nombre d'abonnés en zone rurale. Ce scenario semble techniquement et financièrement faisable car déjà bien engagé.

Le scenario (iii) Doublement du taux de 2009, mentionne dans le plan d'affaire de la CEET nécessite un changement de régime puisqu'il s'agit d'électrifier en 5 ans le même nombre de clients que depuis la création de la CEET il y a environ 50 ans. Afin d'atteindre un taux de 42% en 2015, il s'agit de tripler le rythme des connexions annuelles en zone urbaine par rapport à aujourd'hui et de tripler le nombre total de clients en zone rurale. Un effort techniquement faisable mais qui demandera de mobiliser de nouvelles ressources et d'organiser la CEET et le reste du secteur en conséquence.

Le scenario (iv) du document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté, vise à porter à un minimum 50% le taux d'électrification dans toutes les zones du pays. Ce scenario est aisément atteignable en zone urbaine mais demande d'ajouter près de 180.000 clients en zone rurale (soit plus que l'ensemble des clients actuels de la CEET), un but fort difficile à atteindre sans réformes majeures et la complète attention des pouvoirs publics et des bailleurs de fonds internationaux.

Enfin les scenarios (v) UEMOA et (vi) CEDEAO sont des scenarios fort ambitieux, demandant au moins un triplement en 5 ans du nombre de clients totaux de la CEET, un changement qui serait déjà un challenge pour une entreprise en bonne santé financière et à forte capacité d'emprunt et d'investissement sur fonds propres. Des pays ou la taille de l'entreprise nationale est plusieurs fois celle de la CEET ont réalisés ce nombre de connexions en 5 ans, ces scenarios semblent fort difficiles à atteindre dans les conditions économiques et techniques actuelles du Togo.

7.1.3 Besoins en financements lié au développement de l'électrification

Une large partie des chiffres et estimations inclus dans ce chapitre proviennent d'une étude de benchmarking[16] publiée par Africa Infrastructure Country Diagnostic (AICD), une initiative de la Banque Mondiale créée en collaboration avec un nombre de Donateurs et le Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD).

Croissance de la demande liée à l'utilisation d'électricité par les ménages.

Les besoins en financement pour investissements liés à l'utilisation d'électricité par ménages résultent de la croissance de la demande d'électricité générée en trois composantes :

[16] Powering Up: Costing Power Infrastructure Spending Needs in Sub-Saharan Africa, Econ Pöyry in association with Norplan and Power Planning Associates, March 2009

(i) la croissance organique qui s'applique aux ménages déjà électrifiés du fait de la croissance économique et des changements d'habitudes de consommation ;

(ii) la croissance anciennement inhibée qui résulte de la sortie de crise énergétique et la résorption des délestages et

(iii) la croissance dite sociale, qui réfère aux nouvelles connexions nécessaires pour maintenir ou augmenter le nombre de ménages électrifiés et donc le taux d'électrification au plan national.

L'impact de la croissance de la demande porte sur l'ensemble du secteur électrique, toutefois nous nous concentrerons ici sur le transport moyenne tension et la distribution ; la haute tension et la production ayant été traitées plus tôt dans ce rapport.

Les deux premiers éléments de la croissance (organique et anciennement inhibée) relèvent des comportements privés des ménages et leurs effets portent principalement sur le réseau existant, qui est âgé et n'a pas bénéficié des renforcements nécessaires pour soutenir la croissance globale de la demande. L'étude AICD estime qu'environ 40% du réseau MT et 20% du réseau BT du Togo est vieux de plus de 30 ans et nécessite une réhabilitation au plus tôt. Pour le reste du réseau, il est estimé que les besoins de financements s'élèvent annuellement à environ de 5% de la valeur en capital (3% pour obsolescence et 2% pour entretien) ; ceci afin de faire face simplement aux composantes organiques et anciennement inhibées de la croissance.

Le troisième élément de la croissance de la demande des ménages, la croissance dite sociale qui nous intéresse plus particulièrement ici, est celle qui dépend le plus largement des choix de politique publique. Il s'agit de fixer un objectif d'électrification ambitieux mais suivant un échéancier faisable compte tenu des capacités organisationnelles et d'investissement des acteurs en présence. Pour estimer les coûts d'investissements liés aux nouveaux ménages électrifiés à partir des divers scenarios de nouvelles connexions il est nécessaire d'estimer le coût unitaire par nouvelle connexion.

Coûts unitaires de la connexion d'un client moyen.

Diverses études ont montré que le coût de l'électrification varie en fonction des pays, de la situation locale (éloignement du réseau, type d'habitat et niveau de demande), de la taille de l'acheteur (économie d'échelle et nombre de fournisseurs potentiels) et des choix technologiques (raccordement au réseau, production autonome ou systèmes individuels). A cela vient s'ajouter la situation des marchés mondiaux de matières premières utilisées en électrification, dont la volatilité peut entrainer des variations de coûts significatives et difficiles à prévoir à l'avance entre la phase de budget et celle de mise en œuvre.

L'étude AICD produit une estimation de coûts unitaires liés aux différentes technologies (y compris l'installation) qui sont les suivants: lignes MT (y compris les pôles) varient de 8.000 à 13.000 euros par kilomètre, lignes BT entre 6.000 et 13.000 euros par kilomètre, un groupe électrogène diesel et mini-réseau autour de 400-500 euros / kW, et une installation photovoltaïque autour de 10-15 euros par Watt-crête. On en déduit alors des coûts génériques, applicables plus particulièrement à l'Afrique, par type de consommateur électrifié.

En général, l'électrification d'un consommateur urbain par le réseau est estimée de façon assez robuste, sur la base d'un grand nombre de projets documentés en Afrique, entre 350 et 420 Euros, avec une majorité des projets autour de 380 Euros, essentiellement pour couvrir le réseau BT. L'électrification d'un consommateur rural par le réseau, varie, bien sûr, en fonction de la distance, mais se situe en moyenne entre 700 et 1.800 Euros avec une forte fréquence autour de 1.100 Euros. Ce coût inclut les parts de réseaux MT et BT. L'électrification d'un consommateur par mini-réseau, généralement diesel, tourne autour de 900 Euro, en incluant le groupe. Dans le cas de chacune des trois formes d'électrification par réseaux, environ 75 Euros sont inclus pour couvrir le coût du raccordement (branchement ligne et compteur). Finalement, l'électrification d'un consommateur isolé par une installation photovoltaïque (généralement 50 Wc) revient environ entre 400 et 850 Euros, avec une estimation moyenne

de 600 Euros. Il doit toutefois être noté que si ces modes d'électrification (réseaux, mini-réseaux et PV) aboutissent tous au résultat d'ajouter un ménage électrifié, ils ne procurent pas les mêmes niveaux de service en durée, intermittence et puissance et n'ont pas les mêmes coûts de fonctionnement.

La CEET dans ses rapports annuels indique ses investissements en distribution, lesquels peuvent être rapportés au nombre de clients nouvellement connectés, essentiellement des clients urbains.

Rapports CEET	2006	2007	2008	2009
Investissements en distribution	1.439.000.000	1.606.000.000	2.142.000.000	2.221.000.000
Nouveaux clients connectés	7.000	8.471	10.777	9.932
Coût/client (CFA)	205.571	189.588	198.757	223.621
Coût /client (€)	313,85	289,45	303,45	341,41

On constate que pour la moyenne de 9.000 nouveaux clients ajoutés annuellement, la CEET a dépensé entre 290 et 340 Euros par client au cours des quatre dernières années. Ceci confirme globalement les estimations de l'étude AICD lorsqu'on prend en compte le fait que la CEET a effectué ces dernières années une densification de l'existant sans grands renforcements du réseau, une situation difficilement soutenable et on devrait alors voir les coûts unitaires de la connexion urbaine remonter proche et même au-delà des 380 Euros de référence.

En résumé, l'étude AICD donne les coûts de référence unitaires suivants, en Euros et arrondis en FCFA pour simplification:

Coût unitaire moyen par nouveau consommateur	Euros	FCFA (arrondis)
Urbain Réseau	380	250.000
Rural Réseau	1.100	720.000
Mini- Réseau	900	600.000
Photovoltaïque	600	400.000

Besoins en financements liés aux scenario d'électrification .

A partir des coûts unitaires et du nombre et type de clients à électrifier pour chaque scenario, on extrait les besoins en financements lies à l'électrification. Ces besoins en financement ne portent que sur la partie distribution (basse et moyenne tension et raccordement des ménages), les besoins associés d'investissements en haute tension et en production sont étudiés dans le chapitre 5.

Dans le tableau d'estimation de coûts liés aux scenarios d'électrification, on applique les hypothèses suivantes.

- Le coût lié à la connexion de 15.400 consommateurs non comptés dans le taux d'électrification de 2009 (du fait de leur consommation à zéro sur 6 mois en 2010) est retranché des coûts d'investissements de chaque scenario, car même s'ils ne sont pas comptés dans le taux d'électrification, l'investissement pour ce faire est déjà effectué.

- Par ailleurs, on applique les règles suivantes pour la détermination du coût estimatif d'électrification d'un consommateur moyen tant urbain que rural. Pour le consommateur urbain, on applique le coût moyen de 250.000 FCFA jusqu'à 80% de taux d'électrification en zone urbaine puis 720.000 pour les derniers 20%. Ceci afin de tenir compte du fait que l'électrification des derniers 20% va au-delà d'une simple densification des réseaux et que l'on entre dans le périurbain.
- Enfin, compte tenu que l'on reste en-deca d'un taux de 50% d'électrification en zones rurales dans un premier temps, on estime qu'en moyenne la répartition des clients électrifiés en zones rurales se fait de la façon suivante : 10% en zone simili-urbaines (coût unitaire 250.000 FCFA), 65% en zone rural par extension de réseau (coût unitaire 720.000 FCFA), 20% en mini-réseaux (coût unitaire 600.000 FCFA) et 5% en photovoltaïque (coût unitaire 400.000 FCFA). En suivant une telle clef de répartition, nous aboutissons à un coût moyen de connexion du client rural de 633.000 FCFA. Cette moyenne augmentera lorsque le taux d'électrification rurale passera au-delà de 50%.

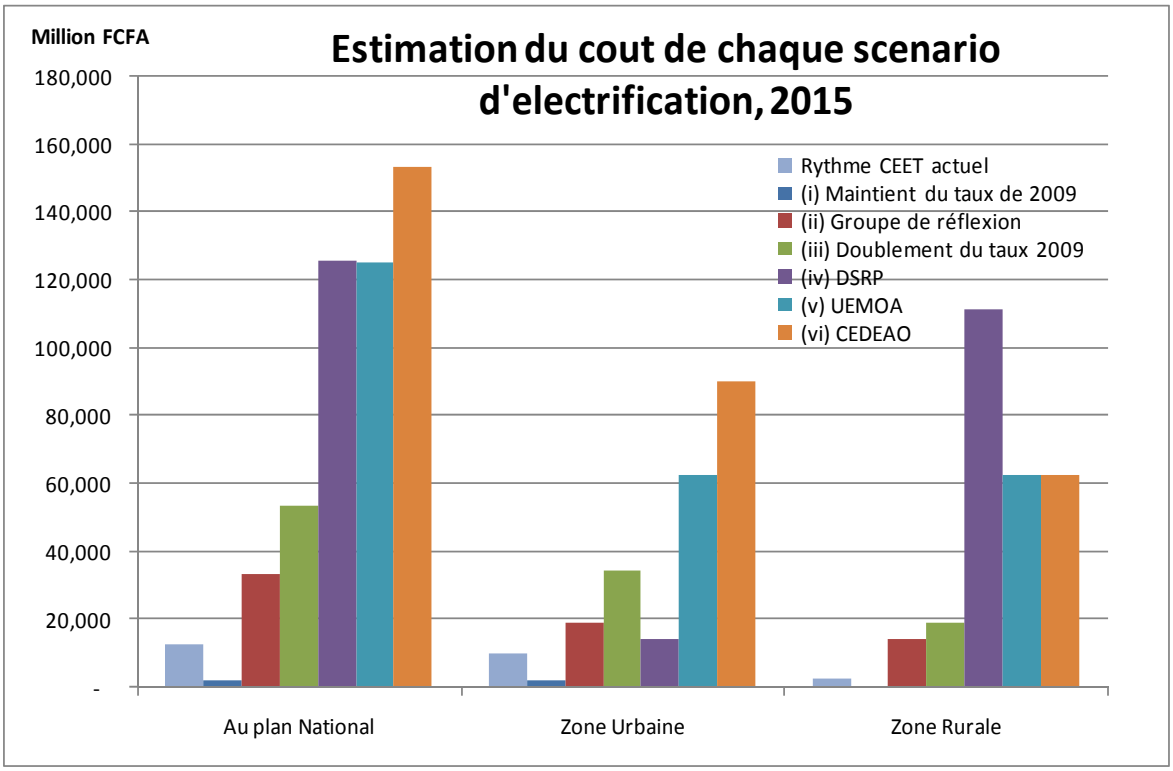
Les résultats en termes de coûts relatifs à chaque objectif sont donnés ci-dessous et illustrés dans le graphique qui suit.

	Estimation du coût, en million de FCFA		
Scenarios d'Objectifs en 2015	Au plan National	Zone Urbaine	Zone Rurale
(i) Maintien du taux de 2009	2.138	2.138	-
En % du total		*100%*	*0%*
(ii) Groupe de réflexion	33.441	19.318	14.122
En % du total		*58%*	*42%*
(iii) Doublement du taux 2009	53.465	34.477	18.987
En % du total		*64%*	*36%*
(iv) DSRP	125.688	14.265	111.423
En % du total		*11%*	*89%*
(v) UEMOA	125.422	62.650	62.773
En % du total		*50%*	*50%*
(vi) CEDEAO	153.235	90.462	62.773
En % du total		*59%*	*41%*
Baseline - historique CEET	12.974	10.125	2.849
En % du total		*78%*	*22%*

L'ampleur du changement de rythme nécessaire apparaît clairement lorsqu'une comparaison est effectuée avec le scenario de continuation de la Baseline historique des investissements CEET. Il s'agit de multiplier entre 3 et 12 fois le rythme d'investissement.

La tache d'investissement à réaliser peut être illustrée de façon plus aigüe par une comparaison des coûts des différents objectifs avec le chiffre d'affaire de la CEET qui s'est

établi à 51 milliards de FCFA en 2009. Il s'agit d'investir annuellement et sur 5 ans: 13% du CA de 2009 pour le scenario (i), 21% du CA de 2009 pour le scenario (ii), 49% du CA de 2009 pour les scenarios (iv) et (v) et 60% du CA de 2009 pour le scenario (vi).



La CEET, dans son plan d'investissement 2009-2013 a déjà identifié environ 90 milliards de FCFA d'investissements relatifs à l'électrification à réaliser en sus des 21 milliards déjà engagés au titre des prêts BOAD et BIDC. Ces 90 milliards de FCFA, dont les sources sont encore à identifier, devrait couvrir une bonne partie du projet d'augmentation au-delà du scenario (iii) de doublement du taux d'électrification.

Il reste que, mobiliser de telles sommes sans affaiblir considérablement les capacités financières de la CEET, déjà testées par ailleurs du côté des coûts d'achats, représente une entreprise difficile. La CEET dans son plan d'investissement estime pouvoir contribuer aux investissements projetés par fonds propre à hauteur de 5%, soit 4,5 milliards sur 5 ans ce qui serait inferieur aux montants investis sur la période 2006-2009 essentiellement sur participation des abonnés. Le reste devant être obtenu sur emprunts auprès des bailleurs de fonds, le ratio d'endettement devenant alors extrêmement élevé à moins d'avoir une forte composante en dons, une dotation importante de l'état ou une hausse des tarifs.

7.1.4 Proposition d'objectif 2015 et effort financier associé

Compte tenu de la situation de sortie de crise qui prévaut aujourd'hui et les incertitudes qui pèsent sur les coûts d'approvisionnements en électricité, il s'agit de fixer des objectifs d'électrification qui soient réalistes tout en étant suffisamment élevés pour pousser les divers intervenants à aller au-delà de la zone de confort, laquelle basée sur le rythme actuel d'électrification est insuffisante pour garantir un accès généralisé dans un avenir rapproché.

Il est clair d'un côté que viser les objectifs UEMOA, CEDEAO et DSRP bien que louables mettront une trop forte pression sur la CEET et toutes autres entités engagées dans le processus d'électrification.

D'un autre côté, les objectifs du groupe de réflexion et de doublement du taux d'électrification vise un rythme prudent financièrement mais trop lent au regard des besoins encore non atteints de près de 80% de la population.

Il est donc suggéré d'établir un nouvel objectif pour 2015, composite des divers objectifs discutés plus tôt : Il s'agit d'atteindre 50% d'électrification des ménages au plan national, comme visé par le DSRP mais avec une répartition différente entre rural et urbain par rapport au scenario (iv) pour tenir compte de la différence de coûts et d'avancement à ce jour.

Compte tenu de la modification attendue du ratio urbain/rural des ménages d'ici à 2015, un objectif de 50% de taux d'électrification des ménages au plan national peut être obtenu avec un taux d'électrification des ménages de 75% en zone urbaine et 25% en zone rurale. Pour y parvenir, le nombre total de clients au plan national devra atteindre environ 400.000 dont 300.000 en zone urbaine et 100.000 en zone rurale. Cela représente environ 170.000 nouveaux clients à électrifier en zone urbaine et 85.000 en zone rurale.

Le coût estimatif de cet objectif 50% en 2015 est de 90 milliards de FCFA au plan national, dont 40 milliards de FCFA en zone urbaine et 50 milliards de FCFA en zone rurale. Un récapitulatif est fourni ci-dessous, avec des chiffres arrondis pour simplifier les objectifs.

Objectif 50% en 2015	Taux d'électri-fication	Nombre de clients en 2015	Clients à électrifier d'ici 2015	Coûts estimés (million FCFA)	Accès à l'électricité en 2015. Nombre de personnes :	
					Avec	Sans
Zone Urbaine	75%	300.000	170.000	39.500	2.550.000	850.000
Zone Rurale	25%	100.000	85.000	50.500	1.050.000	3.100.000
Total National	50%	400.000	255.000	90.000	3.600.000	3.950.000

Si l'objectif 50% en 2015 de la CEDEAO est rempli, il sera alors possible de se concentrer vers l'objectif UEMOA pour 2020, sachant toutefois que plus on augmentera les taux d'électrification au-delà d'un certain pourcentage, plus les coûts unitaires deviendront élevés et moins les clients seront à même de payer la connexion et de consommer en quantité permettant de rentabiliser les investissements.

L'objectif 50% en 2015 reste néanmoins considérable et nécessitera un effort et une contribution cordonnés de tous les acteurs, à commencer par les consommateurs -actuels et futurs- et incluant l'Etat, la CEET et les bailleurs de fonds.

En particulier, il est suggéré que la CEET finance elle-même la partie liée à la zone urbaine, à travers la collecte de la contribution des clients aux branchements, une augmentation des fonds propres liés à une augmentation tarifaire et l'obtention de prêts. Les fonds nécessaires à la mise en œuvre de la partie électrification rurale pourront provenir des clients, d'une taxe sur le kWh, de dotations de l'Etat et des bailleurs de fonds sous forme de dons et de prêts concessionnels. La participation du secteur privé sous forme de petites entreprises fournissant des services d'électricité pourra aussi être prise en compte.

De nouveaux axes d'organisation du secteur de la distribution de l'électricité devront donc être adoptés comme décrit ci-après et une tarification adaptée pourra être adoptée pour la durée de la phase d'électrification du pays.

7.2 Organisation du secteur pour favoriser l'électrification

Tout comme dans la section précédente, nous traitons de l'électrification en général plutôt que de l'électrification rurale exclusivement. En effet, si le Togo a un très faible taux d'électrification rurale à ce jour, le taux d'électrification urbain reste aussi encore bas. A ce titre, il convient de penser en termes d'électrification globale plutôt que de se concentrer uniquement sur l'électrification rurale. Toutefois, pour des raisons d'équité un effort

supplémentaire doit être fait en zones rurales, ce qui justifie la création d'entités chargées de superviser et coordonner ces efforts.

7.2.1 Principes directeurs ressortant de l'expérience internationale

Il y a aujourd'hui suffisamment d'exemples de pays s'étant lancés dans de larges programmes d'électrification rurale et périurbaine pour que les principales leçons puissent être tirées. La revue de ces expériences conduit à considérer cinq grands principes directeurs conditionnant la bonne réussite de programmes d'électrification de grande ampleur[17]:

1. ***Mettre en place des structures institutionnelles efficaces pour coordonner les acteurs***

La plupart des programmes à succès ont mis en place une institution spécialisée qui s'occupe de la promotion et la mise en œuvre de l'électrification rurale ou périurbaine. La nature exacte de la structure institutionnelle n'est pas critique, car différentes approches ont été couronnées de succès. On rencontre ainsi des modèles ayant fonctionné en mettant l'accent sur l'attribution de l'électrification à une autorité autonome ; à un département du ministère de tutelle ; à un département de la société nationale de distribution ou à des coopératives locales d'électricité. Toutefois, le point commun reste le degré élevé d'autonomie de fonctionnement afin que l'agence d'exécution puisse poursuivre son objectif principal d'électrification de la façon la plus efficace et sans contraintes politiques une fois les grands objectifs fixés. En effet, l'utilisation de fonds publics pour l'électrification conduit souvent à une ingérence politique au niveau tant national que local. Il peut paraître compréhensible que le financement public donne un droit d'intervention des représentants publics mais l'expérience montre que cela peut être très dommageable. Si l'organisme d'exécution est court-circuité ou fortement influencé dans ses prises de décisions techniques et financières par des pressions externes, ses capacités organisationnelles à accomplir ses objectifs sont sapées. Toutefois, l'engagement des politiciens locaux peut se transformer en une force positive lorsqu'il se déroule dans le respect de règles claires et encourage la contribution des collectivités à la levée de fonds nécessaires afin que leurs électeurs puissent bénéficier de l'électricité avant la date prévue.

2. ***Combiner de façon simultanée les approches centralisées et décentralisées***

Il s'agit de combiner à un même niveau de priorité et de façon simultanée les approches planifiées en réseau (top-down) et initiatives locales et communautaire (bottom-up) qui sont complémentaires. Cela requiert la mise en place de critères clairs et transparents de planification de l'électrification périurbaine et rurale. L'électrification rurale est un processus étape par étape qui commence généralement par les plus prometteuses zones à forte croissance démographique et se déplace ensuite sur les populations de plus en plus éloignées. Un système de classement doit être établi, identifiant les zones prioritaires de déploiement de l'électricité, généralement basé sur la distance au réseau, les coûts du capital investi, les capacités à payer et le niveau effectif des contributions locales, et la densité des consommateurs. Toutefois, des critères d'équité et de développement local, contribuant à la réussite d'autres secteurs (éducation, santé, agriculture) peuvent aussi être introduits. A ce titre, il existe un avantage à s'assurer de la participation des collectivités et communautés locales, souvent oubliées comme partenaires dans la planification classique. L'implication des communautés locales peut se faire à travers des concertations avec les consommateurs préalablement à l'arrivée de l'électricité mais aussi en permettant que les contributions

[17]Une large part des leçons discutées ici sont tirées de « The challenges of rural electrification, Barnes, D et al, 2007 » et de «Africa Electrification Initiative Workshop, June 2009, Maputo, Mozambique » http://siteresources.worldbank.org/EXTAFRREGTOPENERGY/Resources/717305-1264695610003/6743444-1268073052994/AEI_Full_Proceedings.pdf

communautaires en espèces ou en nature soient inclues dans la priorisation des zones à électrifier.

3. *Permettre la participation de fournisseurs de services d'électricité (FSE)*

La participation de fournisseurs de services d'électricité (FSE) de nature privée ou communautaire au financement et à l'exploitation des systèmes électriques doit être considérée. Ceci peut se faire sur la base d'une concurrence transparente et ouverte et plus particulièrement pour les systèmes décentralisés mais aussi pour la connexion au réseau. Bien que la question de la compétence des entrants potentiels se pose, en électrification rurale et périurbaine, les techniques et compétences commerciales nécessaires pour construire et exploiter des projets d'électrification réseau ou hors réseau ne doivent pas être surestimées. L'installation et maintenance de réseaux de distribution ou de systèmes individuels ne nécessitent pas de compétences pointues, et sont souvent traitées par des PME locales en sous-traitance des entreprises de services publics. Souvent, de nombreuses entreprises privées sont impliquées dans l'électrification et certaines auront l'intérêt, la capacité et la taille suffisante pour investir, construire et exploiter un système électrique alimentant plusieurs centaines ou milliers de clients. Outre l'esprit d'entreprise et les intérêts financiers, les investissements peuvent aussi provenir de motivations sociales, culturelles ou même religieuses. Amener l'électricité à une communauté où les acteurs et promoteurs ont des racines culturelles peut être considéré comme un service contribuant à leur réputation. C'est un point d'importance dans un pays en phase d'exode rural rapide et ou les liens ruraux-urbains sont très frais et peuvent liens contribuer à sécuriser les systèmes exploités et leur viabilité commerciale.

La participation de FSE confronte les décideurs publics à la nécessité d'accorder des subventions pour s'assurer de la pérennité des programmes. Cela ne diffère guère en substance de la situation de référence où l'entreprise de service public doit bénéficier des mêmes subventions mais il existe une méfiance naturelle à l'idée d'allouer des fonds publics pour construire des biens privés ou permettant de générer des profits exagérés. Ces risques peuvent être mitigés par la mise en place d'outils réglementaires et comptables permettant par exemple une analyse comparative des projets, la vérification de comptes, la formation appropriée des ressources humaines. Il reste à noter que l'expérience a montré que ces outils contribuent à mettre une barrière à la participation de nombreux promoteurs de projets, qui ont de fortes difficultés à répondre aux appels d'offre (dans certains aspects cruciaux comme l'élaboration de plans d'affaires, par exemple), et ces derniers nécessitent un appui méthodologique ou une d'assistance technique. Toutefois, une fois les garanties réglementaires, techniques et procédurières établies, nombre de PME peuvent se montrer intéressées comme constaté au Mali, au Cameroun ou en Ouganda.

4. *Respecter la neutralité technologique et faire le choix de l'option la moins coûteuse*

Afin de réduire les coûts de construction et d'exploitation, il est nécessaire de respecter la neutralité technologique et de faire le choix de l'option la moins coûteuse. De nombreux projets d'électrification rurale ou périurbaine font un choix technologique sur des critères parfois idéologiques, sous la poussée d'institutions financières, de fournisseurs d'équipements ou d'habitudes techniques. Tout comme le réseau ne peut aller partout, le photovoltaïque ne répond pas à tous les besoins et des problèmes d'intermittence de la ressource ou de difficulté d'accès peuvent pousser à arbitrer entre un mini-réseau diesel ou hydraulique. De même, la probabilité de raccord au réseau dans un futur relativement proche peut faire choisir une option de production décentralisée à moindre coût d'investissement mais avec un coût d'exploitation plus important tandis que l'inverse se justifiera en cas de raccordement attendu à une date lointaine. De même, une adaptation du « design » et du code d'exploitation des réseaux en zones rurales se justifie afin de diminuer les coûts en tenant compte du fait que la demande sur ces réseaux sera très faible dans un premier temps. On pourra commencer par un design à moindre coût mais qui permette d'être amélioré lorsque la demande augmente.

Nombre d'expériences existent au plan international (Tunisie, Ghana, Philippines) mais il faut toutefois s'assurer qu'elles sont transférables au contexte technico-économique Togolais.

5. *Déterminer et appliquer le juste prix pour l'accès et l'utilisation de l'électricité.*

Il s'agit de déterminer et d'appliquer le prix juste pour l'utilisation d'électricité par les divers consommateurs, tant du point de vue de l'intérêt public (accès du plus grand nombre) que du client (coûts accessibles) et que de l'operateur (équilibre commercial). Pour ce faire, il pourra y avoir différenciation des prix de vente du kWh mais aussi subventions aux coûts d'accès à l'électricité pour aider au raccordement du plus grand nombre. Les programmes couronnés de succès par le passé ont généralement mis l'accent à minima sur la couverture de leurs coûts d'exploitation grâce à la collecte des recettes. Le recouvrement des coûts est essentiel pour l'efficacité à long terme des programmes d'électrification. En leur absence, tout nouveau client augmente le déficit de la société d'électricité, la dissuadant ainsi d'étendre sa base de consommateurs, ce que de toute façon elle ne peut faire par manque de ressources lorsqu'elle est structurellement déficitaire. Lorsque le principe de recouvrement des coûts est respecté, la compagnie d'électricité peut fournir un approvisionnement fiable, efficace et durable et satisfaire un nombre croissant de consommateurs. Cependant, si on vise à obtenir un taux d'électrification des ménages élevé les prix de l'électricité doivent aussi se rapprocher de la capacité à payer des clients. Il s'agit donc de balancer les baisses de prix accordés aux clients les plus pauvres par une hausse aux clients les plus aisés. Cependant, de façon générale, il n'est pas recommandé de fixer les tarifs du kWh à un niveau trop bas, même pour les tarifs sociaux. En effet, la capacité à payer la consommation de service électrique ne doit pas être sous-estimée, même dans les zones rurales. Si le prix du kWh rural est fixé à des niveaux réalistes, il conduit à des économies de coûts de l'énergie pour les nouveaux clients, car elles réduisent leurs coûts d'éclairage au kérosène ou en batteries.

Par ailleurs, le prix juste ne signifie pas nécessairement un tarif uniforme du kWh sur l'ensemble du territoire. De fait, l'imposition légale d'un tarif uniforme du kWh sur tout le territoire ne laisse aucune possibilité de promouvoir des schémas décentralisés d'électrification rurale, susceptibles pourtant d'atteindre un équilibre financier sans recourir à une subvention permanente de fonctionnement. C'est la situation qui prévaut aujourd'hui dans les centres ruraux opérés à partir de petites centrales thermiques ou le coût de combustible à lui seul est souvent supérieur au produit financier de la vente d'électricité. Dans ces conditions, il n'y a aucune chance d'attirer un opérateur privé dans un marché structurellement déficitaire. Comme la production décentralisée d'électricité est généralement plus coûteuse que la production centralisée; elle ne peut donc pas être commercialisée au même prix. Par ailleurs, l'imposition légale d'une vente de l'électricité au kWh interdit à contrario la commercialisation au forfait de "services électriques", mieux adaptés aux petits consommateurs. Dans la commercialisation de "services électriques" au forfait, le fournisseur de services électriques fait payer sa clientèle non plus sur la base de la quantité exacte d'énergie électrique consommée, mais sur la base d'un forfait périodique calculé en fonction des services rendus ; le nombre de lampes et de prises installées, la durée quotidienne de fourniture d'électricité, la dimension du système (micro-centrale ou photovoltaïque) installé, l'ampérage du limiteur de puissance mis en place.

Enfin des subventions s'avèrent nécessaires pour mitiger les coûts croissants en capitaux liés à l'expansion du réseau ou au recours à des formes d'électrification plus dense en investissements. Dans la plupart des programmes couronnés de succès, une proportion importante du capital d'investissement a été obtenue à des taux d'intérêt bonifiés ou sous formes de dons. La proportion capitaux propres/prêts classiques/prêts bonifiés/dons va varier au cours de la campagne d'électrification au fur et à mesure que le taux d'électrification augmente et que les clients ajoutés deviennent à la fois plus coûteux et moins rentables. Parallèlement au soutien des organisations en charge de l'électrification (entreprise d'électricité, fournisseurs d'électricité), un soutien sera nécessaire pour les nouveaux consommateurs pour les aider à faire face aux frais de raccordement et d'installation intérieure. Ces coûts initiaux sont souvent la principale raison de non-raccordement, plus que

la capacité à payer les frais mensuels de consommation. La réduction de ces charges connexions, ou la possibilité de les étaler sur une période allant de quelques mois à plusieurs années, même si cela signifie payer plus par kilowatt heure d'électricité, peut permettre à un plus grand nombre de familles à faible revenu de se connecter. De la même façon que pour les investissements réseau ou hors réseau, les parts capitaux propres/prêts /dons vont varier au cours de la campagne d'électrification au fur et à mesure que le taux d'électrification augmente et que les ménages les plus aisés ont déjà été connectés.

Ces points sont discutés plus en détails dans la partie 7.3. tarification, taxes et subventions favorisant l'électrification.

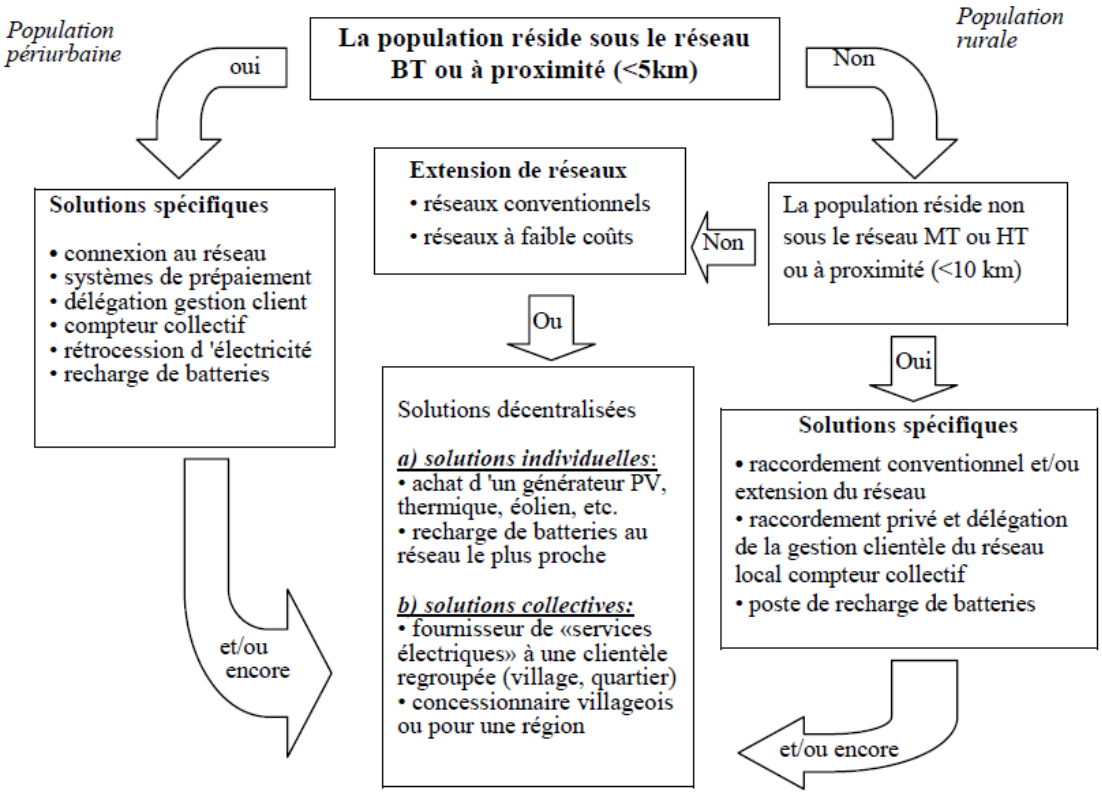
7.2.2 Champ d'application et mécanismes de relance de l'effort d'électrification

Champ d'application des nouvelles institutions à créer

Doit-on limiter les nouvelles institutions à créer, à l'électrification rurale ; le reste étant la responsabilité de la société nationale ? Et si oui, seulement aux zones hors réseau ?

En l'absence d'un Plan directeur de l'électrification rurale qui répertorie toutes les communes pouvant bénéficier des avantages prévus pour l'électrification et sous quelle échéance, il est difficile de définir le champ d'application des activités des institutions et les diverses entités qui pourront intervenir. La création d'un plan directeur est donc indispensable, il contiendra les données sur le marché potentiel, les sources d'énergie locale exploitables, la distance du réseau interconnecté le plus proche et la technologie la plus appropriée, ainsi que des critères de sélection permettant le phasage de l'effort d'électrification en fonction des ressources disponibles.

Le schéma ci-dessous résume les divers éléments à prendre en compte :



Source: René Massé dans "Promoting Rural Decentralized Electrification Investment in Africa: Best Practices Paper", ESMAP publication, 2000.

Il est de fait recommandé de ne pas se limiter purement à l'électrification rurale à proprement dire. On verra à connecter au réseau électrique principal ou interconnecté les zones rurales regroupant toutes les zones qui peuvent l'être de façon techniquement et financièrement viable, qu'elles appartiennent à la concession de la société d'électricité ou qu'elles soient déléguées à des fournisseurs de services d'électricité. Il est préférable d'intégrer le périurbain des grandes villes, bien que cela appartienne formellement à l'urbain, car la problématique de l'accès des pauvres consommateurs périurbains est très similaire à celle des consommateurs ruraux. Les méthodes utilisées dans l'électrification du monde rural peuvent ainsi aussi faciliter l'électrification périurbaine, dont les enjeux en termes de développement économique et social sont tout aussi importants. De même, nombre de villes et gros bourgs ruraux, lesquels sont déjà identifiés par la CEET dans son plan d'investissement seront raccordes au réseau.

En ce qui concerne les options d'électrification dites "décentralisées". L'électrification rurale "décentralisée" ne se réfère pas seulement à des choix technologiques (réseau ou hors réseau) ou géographiques (urbain ou rural) mais plutôt à la production locale de l'électricité voire de plus en plus souvent à la décentralisation de la décision d'entreprendre et de gérer un schéma d'électrification, qu'il soit raccordé au réseau ou non, en zone rurale ou périurbaine. Il existe deux modes complémentaires d'électrification rurale "décentralisée" selon qu'elles relèvent d'initiatives individuelles ou d'entreprises collectives. Les initiatives individuelles, se traduisent par l'acquisition d'équipements énergétiques ou de batteries à recharger ; les modalités financières vont du paiement cash, au crédit en passant par le leasing. Mais c'est le plus souvent le bénéficiaire final qui achète l'équipement à un commerçant, le fait installer chez lui et conserve la charge de son entretien, de ses réparations et du remplacement des éléments en fin de vie. Les techniques concernées vont du groupe électrogène aux installations photovoltaïques, en passant par des systèmes éoliens de recharge de batteries, ou encore l'exploitation individuelles de pico-centrales hydroélectriques. Dans le cas des initiatives collectives pour la fourniture d'électricité ou de services électriques au niveau villageois, le fournisseur investit et reste propriétaire des équipements. Il facture périodiquement à ses clients soit la valeur de l'énergie consommée, soit une somme forfaitaire évaluée en fonction de l'importance du service fourni (du nombre de lampes, de prises, de la durée d'usage, etc.). Le client n'a alors pas à s'endetter et n'a préoccupation ni de maintenance, ni de gestion des équipements et peut contrôler ses consommations ou dépense régulièrement un forfait connu d'avance. Le fournisseur de service électrique calcule ses tarifs et forfaits de façon à recouvrir ses charges de remboursement de crédit, de fonctionnement, d'entretien et de maintenance, et à rémunérer aussi son capital investi. Concernant ce mode d'électrification, les mécanismes de financement chercheront à faciliter l'investissement et s'adresseront donc davantage au fournisseur de service qu'à l'usager final. Ces opérateurs préfèrent installer des réseaux locaux, alimentés par des générateurs thermiques ou hydrauliques, et envisagent parfois l'exploitation de systèmes photovoltaïques individuels pour satisfaire les clients trop éloignés du réseau.

Etapes de création de nouvelles institutions pour la relance de l'électrification

En concomitance avec la poursuite de la tâche d'électrification par la CEET et la définition d'un plan directeur d'électrification, il s'agit de créer les institutions nécessaires à l'accélération de cet effort : une agence et un fonds d'électrification rural ou national. Pour ce faire, il convient de suivre les étapes suivantes :

- Une large consultation de tous les acteurs (publics et privés, internationaux, nationaux et locaux) ;
- La conception du système institutionnel précisant les objectifs, missions, hiérarchique et / ou liens fonctionnels, les compétences nécessaires et organigrammes et des besoins en personnel et de formation, et les procédures générales à suivre ;
- La validation à haut niveau du schéma institutionnel au cours d'un atelier présidé par le ministre de tutelle en présence de participants engagés, et la collecte d'engagements à financer de la part des divers intervenants (bailleurs de fonds, états, taxes etc.) ;

- Préparation / adoption des textes réglementaires (loi, décrets, etc) suivi du recrutement du personnel clé ;
- La conception et adoption de leurs manuels des procédures détaillés.

Principaux acteurs en présence

- La Direction Générale de l'Energie: fixe les axes politiques et la réglementation et préside le Conseil de l'électrification qui adopte les politiques de financement, les approbations/rejets des budgets annuels des entités publiques et supervise les bonnes affectations aux projets d'électrification.
- Le Régulateur: fournit les normes techniques, tarifs, s'assure du respect de la concurrence lors de la sélection de fournisseur de services électriques et du respect des contrats. Cette régulation couvre l'électrification rurale.
- L'Agence d'Electrification (Rurale ou Nationale): assure la promotion auprès des investisseurs et bailleurs, propose un appui technique aux promoteurs et opérateurs de projets, assure le suivi du secteur et la planification annuelle de l'extension en fonction des ressources disponibles auprès de divers intervenants.
- Le Fonds d'Electrification (Rurale ou National): Géré par un agent de confiance sous forme d'un Fonds d'affectation spéciale, il cofinance les projets sous forme de prêts et dons, et effectue les liens avec les banques commerciales et bailleurs de fonds.
- Les Promoteurs / Fournisseurs de Services Electriques et la société nationale d'électricité: cofinancent les investissements sur fonds propres et prêts directs, présentent leur plans d'affaire pour validation et obtention de subventions, mettent en œuvre, exploitent et maintiennent les installations selon les règles en vigueur, effectuent les paiements de remboursement.

7.2.3 Agence d'électrification et Fonds d'électrification

Les éléments directeurs à considérer pour l'agence et le fonds d'électrification sont discutés ci-après. Une étude détaillée qui discute et explique de façon détaillée les étapes et conditions de formation d'institution de développement de l'électrification est disponible sur le site du GRET[18].

Préalablement ou parallèlement aux activités établissant l'Agence et le Fonds d'électrification, il s'agit de s'assurer d'avoir adapté les règles du secteur: ouvrir le marché à d'autres opérateurs que la société nationale; imposer des normes et règlements techniques allégés qui ne considèrent que les strictes exigences de sécurité de ces installations en zone rurale; alléger la fiscalité des activités considérées comme des "ingrédients" de première nécessité pur l'électrification; participer au financement des premiers investissements (subventionner), adapter l'offre de services électriques aux besoins qualitatifs (nombre d'heures de fourniture électrique) et quantitatifs des clients ruraux ; innover dans les modes de gestion clientèle en légalisant par exemple la vente de services électriques au forfait (au nombre d'ampoules et de prises, sans comptage de l'énergie) ou au pré-paiement, etc.

Par ailleurs, il est recommandé de respecter les principes suivants :

- Observer une séparation claire des compétences entre Agence et Fonds d'électrification,
- S'assurer que le Fonds est indépendant du gouvernement et des pressions politiques,
- «co-gestion» du Fonds avec le secteur privé (FSE, bailleurs de fonds, etc) et implication des communautés locales et des consommateurs,

[18] Massé René, 2005, Financer le développement de l'électrification rurale, Coll. Études et Travaux, série en ligne n°2, Éditions du Gret, 108 p. http://www.gret.org/ressource/etd__enligne.asp

- Transparence sur le pourtour de la zone d'intervention de la société nationale (liste des villages éligibles dans le temps),
- Statut clair sur la propriété des systèmes installes par les fournisseurs d'électricité au cours de l'exploitation et après la fin de validité de la licence et règles claires pour l'achat de l'électricité en gros au réseau lorsqu'applicable.

Il s'agit aussi d'être pragmatique et de reconnaitre que nombre de pays ont établis des agences et des fonds qui sont restés des coquilles vides pendant des années en attendant que la décision de leur attribuer les pouvoirs et ressources adéquates soit effectivement suivie dans les faits. On peut donc en déduire que la volonté politique et la clarté des objectifs priment sur l'élégance et la complexité du design des institutions.

Etablissement de l'Agence pour l'Electrification du Togo (APET)

L'Agence pour l'Electrification du Togo (APET) aura pour mission d'accroître l'accès aux services d'électricité au niveau des ménages ou au niveau communautaire dans les zones rurales et périurbaines, par le biais des actions suivantes:

- promotion d'un processus de planification robuste et exhaustif visant à ce qu'à terme les ménages sur l'ensemble du territoire national ait accès à l'électricité.
- soutien à un mélange de solutions techniques et organisationnelles viables et durables techniquement comme financièrement, et encourage le développement d'approches novatrices.
- s'assure que les ressources de financement appropriées sont réparties entre les acteurs et que les investissements maximisent le nombre de connexions
- promotion de la bonne gestion de la demande (lampes basse consommation) et optimisation du facteur de charge par le développement d'utilisations productives de l'électricité
- et contribution au développement et à la professionnalisation de petites et moyennes entreprises fournissant des services électriques

Les attributions particulières de l'agence doivent être discutées et précisées lors de la phase de consultation nationale. L'exemple des statuts de l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie (A.B.E.R.M.E) créée en mars 2004 est fourni en annexe, qui peut servir de modèle utile, bien que le périmètre des actions recommandées diffère. Ainsi l'ABERME s'occupe de la maitrise de l'énergie, ce qui n'est peut être pas adapté aujourd'hui au Togo et il est recommandé de ne pas limiter les attributions de l'APET à l'électrification rurale.

L'agence recrutera ses employés en fonction du volume attendu de travail, et pourra inclure des positions de Directeur général, spécialiste financier, spécialiste de planification et de gestion de données (notamment de système d'information géographique), conseiller technique, gestionnaire de projets et juriste. Pour les tâches temporaires ou spécialisées, il sera fait appel à la consultance externe.

Un résumé des principales missions et attributions suggérées pour l'Agence est fourni ci-dessous :

Mission de l'Agence pour l'électrification du Togo:

stimulation, coordination et supervision de l'effort d'électrification du pays

- Information des acteurs
  - campagnes de vulgarisation auprès des consommateurs
  - information aux fournisseurs de services électriques potentiels
  - explication des règles institutionnelles et conditions d'accès aux subventions et au support technique.

- Développement d'un marché des services électriques
  - développement d'une expertise nationale
  - création d'une offre de services techniques
  - développement de services financier appropriés.
  - émergence d'options technique et organisationnelles a moindre coûts.
- Définition, organisation et coordination des projets planifiés.
  - développement d'un plan d'électrification
  - sélection des FSE éligibles à la mise en œuvre, par voie compétitive
  - assistance technique.
  - supervision de la mise en œuvre, vérification des résultats.
- Emergence de projets d'initiative locale (IL)
  - lancement d'appels d'offres
  - assistance technique et conceptuelle aux plans d'affaire et choix techniques des IL
  - soutien à l'accès à des services financiers appropriés.
  - fourniture de services à la demande.
- Contribution à la levée et au management de fonds
  - conception et application de la politique de financement
  - contacts avec les institutions financières pouvant participer
  - vérification du respect des règles d'attribution.
- Suivi et contrôle des activités d'électrification
  - développement d'outils de suivi
  - contrôle qualités des équipements et services et du respect des normes
  - lien entre FSE et communautés, résolution des conflits.

Etablissement du Fonds d'Electrification du Togo (FET)

Tout programme ambitieux d'électrification exige du financement public, et du financement externe. Le succès d'une politique d'électrification dépend grandement de la capacité des pouvoirs publics nationaux à canaliser des fonds extérieurs vers le secteur et particulièrement vers l'activité d'électrification. Bien que les approches décentralisées, où une agence d'électrification rurale attire des multiples services publics ou des entreprises privées pour joindre la campagne d'électrification, soient récentes (avec pour la plupart en-dessous de 5-10 ans d'expérience) les spécialistes de réformes du secteur considèrent les Fonds d'Electrification (FE- Ruraux dans la plupart des cas) gérés de façon indépendante, comme l'une des clefs de voûte du nouveau cadre institutionnel à mettre en place pour soutenir un large programme d'électrification.

Dans certains pays, comme au Sénégal et au Mali, les FE ont été construits comme des outils financiers nécessaires au fonctionnement des Agences d'électrification. Plus récemment le concept de fonds d'affectation spéciale, situé au-delà des compétences des ministères et des Agences d'électrification et transféré à des agents fiduciaires indépendants gagne du terrain comme en Tanzanie, Cameroun ou en proposition au Ghana. Quelle que soit son degré d'indépendance, la création de fonds spécifiques pour l'électrification rurale de répondre à des motivations diverses:

- Envoyer le signal aux donateurs et la société civile, que les autorités nationales réaffirment leur engagement politique pour l'électrification des populations,
- Capturer une partie des fonds de l'aide publique au développement en dehors de celles accordée aux services publics, et allant au-delà de l'appui souvent éphémère aux projets ponctuels soutenus par l'aide bilatérale,

- Réaffirmer le rôle de chef de file et l'autorité de l'État pour mener et mettre en œuvre des politiques appropriées (comme dans le cas de la planification de l'électrification),
- Réinsérer les divers programmes et subventions présentes dans le secteur dans une politique cohérente et sous la tutelle nationale, et dans une certaine mesure, limiter les marges de manœuvre des bailleurs de fonds,
- Canaliser les dons et les crédits extérieurs vers les développeurs grâce à des procédures standard au plan national qui minimisent les coûts d'intermédiation,

Divers critères qui influent les conditions de succès du fonctionnement du FE semblent être:

- La bonne gouvernance: en dépit de la résistance des gouvernements et des agences nouvellement créées, une administration séparée du Fonds, par une banque de développement local, permet de réduire les risques et les contraintes de gestion tout en laissant entière la capacité de décision des institutions en ce qui concerne les choix de projets à financer ;
- Ouverture et externalisation du conseil d'administration du Fonds à la participation des représentants des gouvernements locaux, des services publics, les distributeurs indépendants, de la société civile (ingénieurs électriciens, autres) renforcer les décisions de l'autorité centrale ;
- Appel d'offres systématique et systèmes d'enchères sous des formes bien définies et semblent être préférable à l'approche projet par projet. Appel d'offres pour les programmes planifiés ou appels à propositions pour les initiatives locales aident à sélectionner les meilleurs développeurs et projets et à minimiser les coûts et optimiser les subventions ;
- Assistance technique et financière par l'Agence d'électrification à la phase de pré-investissement. Aide à concevoir et à formuler des projets et comprendre et respecter les procédures avant d'adresser une demande au FE, en particulier mais pas exclusivement pour les projets d'initiatives locales soutenus par les collectivités locales et les PME. Là encore, un soutien systématique aux études et analyses de faisabilité pré-investissement semble préférable à une approche au cas par cas de chaque projet;
- Création d'outils d'évaluation de projets communs partagés par le régulateur, l'agence d'électrification et le Fonds: tels que réglementation et tableaux de référence des coûts, plans d'affaires standard ;
- Règles simples et prudentes pour le versement des subventions, sur le modèle des pratiques de décaissement du secteur bancaire privée. Subventions fournies en dernier, après l'utilisation des fonds propres du développeur et des prêts bancaires.

Le FE dépendra de la collaboration avec deux partenaires principaux: les bailleurs de fonds qui fournissent les subventions, et les développeurs qui amènent les projets. La réussite du fonds sera conditionnée à la capacité à convaincre les deux en même temps.

D'une part, les bailleurs de fonds ont besoin:

- De politiques claires. Qui donnent une visibilité suffisante au cours des prochaines décennies que peut durer le processus d'électrification. Trop souvent les documents de politique mettent plus l'accent sur des notions consensuelles (accès aux plus pauvres, respecter l'environnement etc.) mais ne donnent pas toujours des directives claires sur le « comment faire » ni sur les indispensables mais difficiles arbitrations qui ne manqueront pas de se présenter.

- De clarté sur le processus de sélection des projets. Les Fonds d'électrification impliquent que les bailleurs de fonds délèguent aux autorités nationales la décision de sélection des projets et d'affectation des ressources, alors que jusqu'à présent, ils ont eux-mêmes sélectionné la nature et les bénéficiaires des projets voire les fournisseurs d'équipement. Ils peuvent alors se sentir mal à l'aise avec les nouvelles procédures et nécessiteront un certain nombre de garanties pour les rassurer de concéder leur fonds. En ce sens, des institutions fortes et une bonne gouvernance sont des aspects cruciaux leur permettant de minimiser la perception de risque.

D'autre part, les développeurs exigent:

- Un environnement cohérent et sécurisé pour investir. Stabilité en termes de régulation des tarifs, les conditions et la durée de la concession, etc, qui assureront des revenus suffisants et minimiseront les risques. Le secteur électrique est traditionnellement un secteur de fort interventionnisme d'État et les acteurs privés doivent être assurés que leur activité ne sera pas à la merci de fluctuations politiques.
- Règles simples et équitables d'accès aux ressources du FE. Les procédures d'appel d'offres et le processus de sélection doivent être systématisées, et clairement publiées (par le biais d'appels périodiques) avec large information du public. Les intervenants peuvent aussi avoir besoin d'aide pour répondre aux exigences des applications de FE, particulièrement pour la préparation du plan d'affaires.

Deux pays, le Mali et le Sénégal, ont mis en place un environnement de FE assez complet qui offrent des exemples utiles, en se concentrant sur les projets d'initiative locale au Mali, et sur les concessions régionales au Sénégal.

En résumé, les objectifs spécifiques du fond d'électrification pourront être de :

- Mettre en place un mécanisme de financement pérenne et mobiliser les ressources financières nécessaires pour l'électrification.
- Etre le principal instrument de financement pour l'électrification, combinant tous les fonds reçus de l'État, des bailleurs de fonds, et des taxes.
- Vérifier et assurer la viabilité financière des projets sur le long terme
- Veiller au respect des engagements de l'Etat concernant les révisions tarifaires nécessaires à la viabilité économique à terme des FSE.

Un résumé des principales missions et attributions suggérées pour le Fonds est fourni ci-dessous.

Mission du Fonds National d'Electrification:

Gestion des ressources financières publiques et des bailleurs de fonds

- Administration financière et comptable
  - gestion des flux de trésorerie
  - administration et comptabilité
  - rapports comptables et financiers à l'Etat et aux bailleurs de fonds.
- Evaluation financière des propositions et offres des FSE
  - évaluation des ratios financiers et de la solvabilité des candidats FSE
  - analyse des plans d'affaire des FSE
  - définition des ratios types attendus dans les plans d'affaire standards.
- Décaissement des subventions.
  - mise en place des accords et contrats de subventions.
  - participation au contrôle de la bonne utilisation des subventions pur l'électrification

- décaissements.

- Participation à la programmation des projets d'électrification
- Contribution à la levée des fonds
- contacts avec les institutions financières privées et internationales

La mise en place d'un Fond d'électrification requiert la définition de procédures précises et parfois complexes pour assurer la transparence des modes opératoires et l'équité des FSE face aux financements disponibles. Les procédures ont vocation à garantir un traitement semblable et équitable à toutes demandes d'opérateurs potentiels, et à leur permettre d'en vérifier le bon déroulement. Elles contrarient les mauvaises pratiques de gestion, imposent des règles de bonne gouvernance et évite les détournements d'affectation ou de fonds. Enfin elles réduisent les risques de non-remboursements des opérateurs. Une analyse détaillée et de qualité des règles de financements et procédures recommandées est disponible dans le rapport GRET référencé au début de cette partie sur les Agences et Fonds.

7.3 Tarifs, taxes et subventions favorisant l'électrification

Cette partie s'intéresse tout particulièrement à l'application des tarifs, taxes et subventions dans le cadre de l'électrification rurale. A ce titre, on ne s'aventurera pas à donner des recommandations chiffrées précises qui devront provenir d'une étude tarifaire en bonne et due forme comme recommandé dans la partie 5.6 de ce rapport. Nous nous intéresserons plus particulièrement dans cette partie aux tarifs de basse tension qui sont les plus pertinents au niveau des ménages.

7.3.1 Analyse de la situation actuelle en termes de clients et tarifs BT

Comme discuté précédemment, il s'agit de déterminer et d'appliquer le prix juste pour l'utilisation d'électricité par les divers consommateurs. Pour ce faire, il faut concilier le point de vue de l'intérêt public (accès du plus grand nombre) que du client (coûts accessibles) et que de l'operateur (équilibre commercial). A ce jour, comme montré par l'étude comparative UPDEA de 2009 (voir partie 5.6.3), les tarifs au Togo se situent globalement dans la moyenne des tarifs de la sous-région. Toutefois, ils ne permettent pas de couvrir les coûts d'exploitation et de développement du réseau de la CEET compte tenu des coûts de production élevés. Or comme il a été expliqué plus tôt, du point de vue des programmes d'électrification le recouvrement des coûts est essentiel à l'efficacité et à la continuation d'une telle entreprise sur le long terme. Même si cela peut paraitre contre-intuitif, une augmentation globale des tarifs est donc indispensable afin de rendre l'objectif d'une augmentation substantielle du taux d'électrification de la population togolaise plausible.

La détermination de l'ampleur, de la répartition et de la durée de ces augmentations devront provenir d'une étude tarifaire dont il est recommandé qu'outre les composantes classiques, elle analyse les impacts sur l'électrification et s'intéresse aussi aux principes ci-dessous :

- A minima, couverture des coûts d'exploitation grâce à la collecte des recettes de l'activité de fournisseur de service électrique (CEET ou autre), mieux si les coûts d'investissements sont aussi couverts.
- Cependant, visant à obtenir un taux d'électrification des ménages élevé, les prix de l'électricité doivent aussi se rapprocher de la capacité à payer des clients. Ces capacités à payer doivent être évaluées pour les différents types de clients (par localisation, revenus, type de services, source de production d'électricité, etc.) .

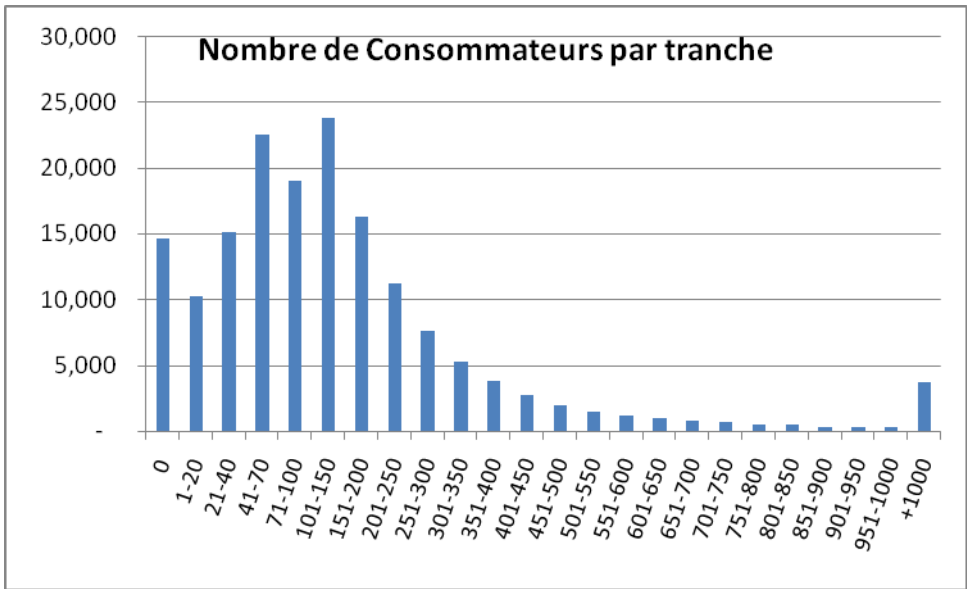
- Un tarif uniforme du kWh sur l'ensemble du territoire n'est pas nécessairement préférable. De plus, l'imposition légale d'une vente de l'électricité au kWh plutôt qu'au forfait empêche l'utilisation de "services électriques" adaptés aux petits consommateurs.
- Lorsque le taux d'électrification devient élevé, des subventions s'avèrent nécessaires pour mitiger les coûts croissants en capitaux liés à l'expansion du réseau ou au recours à des formes d'électrification plus denses en investissements.
- Parallèlement, le taux d'électrification croissant générera un besoin de soutien aux nouveaux consommateurs pour les aider à faire face aux frais de raccordement et d'installation intérieure. Ces coûts initiaux sont souvent la principale raison de non-raccordement, plus que la capacité à payer les frais mensuels de consommation.

Analyse de la distribution des clients et de la consommation domestique BT de la CEET

La clientèle domestique basse tension représente 94% des clients et 46% des recettes TTC de la CEET en 2009. Une analyse de la composition de cette clientèle, sur la base de la distribution de ces clients par tranche de consommation mensuelle, à été conduite sur les six premiers mois de 2010. Elle est donnée pour Janvier et Juin 2010 dans le tableau ci-dessous et les résultats sont aussi mis en graphique pour une lecture plus aisée. Par la suite, on a utilisé la moyenne entre Janvier et Juin pour les calculs, afin de simplifier et d'éliminer les composantes saisonnières et les effets de croissance de la base de la clientèle.

		Tranches de Consommation (en kWh par mois)											
		Total	*0*	*1-20*	*21-40*	*41-70*	*71-100*	*101-150*	*151-200*	*201-250*	*251-300*	*301-350*	*351-400*
CLIENTS	Janvier	61.848	15.434	9.353	14.101	21.106	17.699	22.529	15.622	11.344	7.860	5.630	4.172
	Juin	167.622	13.695	11.098	16.173	23.976	20.302	25.093	16.948	11.057	7.384	4.915	3.374
	Moyenne	**164.735**	**14.565**	**10.226**	**15.137**	**22.541**	**19.001**	**23.811**	**16.285**	**11.201**	**7.622**	**5.273**	**3.773**

		401-450	*451-500*	*501-550*	*551-600*	*601-650*	*651-700*	*701-750*	*751-800*	*801-850*	*851-900*	*901-950*	*951-1000*	*+1000*
CLIENTS	Janvier	3.038	2.241	1.680	1.334	1.057	830	697	462	572	375	393	334	3.985
	Juin	2.486	1.702	1.319	1.071	795	642	587	468	396	305	271	240	3.325
	Moyenne	**2.762**	**1.972**	**1.500**	**1.203**	**926**	**736**	**642**	**465**	**484**	**340**	**332**	**287**	**3.655**



Le tableau de la distribution des clients se lit de la façon suivante (voir cellules grisées): sur la moyenne des clients déclarés par la CEET entre Janvier et Juin 2010 (qui s'établit à 165.000), 10.226 clients domestique de la CEET ont consommé entre 1 et 20 kWh par mois et 23.811 ont consommé entre 101 et 150 kWh par mois.

L'analyse de la distribution des clients par tranche de consommation permet de mieux comprendre les composantes de la demande d'électricité domestique.

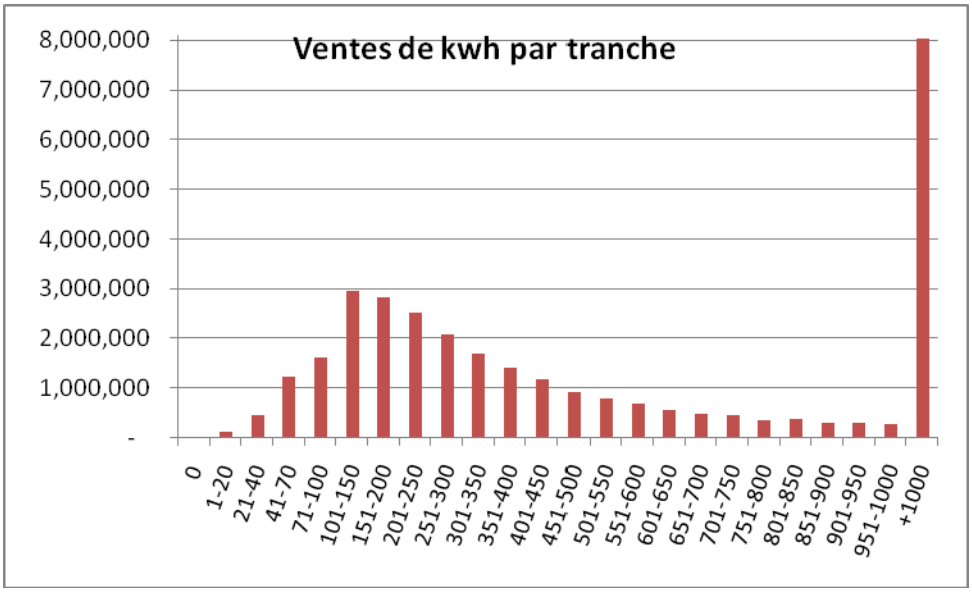
On constate, par exemple, qu'environ 15.000 clients ont une consommation enregistrées de 0 kwh sur la période des six mois. Il est probable qu'ils sont comptabilisés comme clients mais encore non raccordés au réseau (pour des raisons diverses telles que de retards à l'installation de compteurs ou au branchement de transformateurs MT/BT par exemple). C'est pourquoi ils ont été retirés des statistiques d'électrification dans la partie 7.1.1 mais n'ont pas comptabilisés dans les besoins de financement de la partie 7.1.3 car il est probable que les dépenses d'investissements afférentes ont déjà été faites.

On note aussi que la moitié des consommateurs se trouvent dans les tranches de consommation mensuelle entre 41 et 200 kWh mensuels. Par ailleurs, la tranche à laquelle la tarification sociale est appliquée (en-dessous de 40kWh/ mois) représente 15% des clients ayant consommé. A l'autre extrémité, les clients ayant consommé plus de 500 kWh représentent moins de 15% des clients (ayant consommé) et ceux ayant consommé plus de 1000 kWh moins de 10%.

Par la même méthode, on extrait la distribution par tranches de la consommation mensuelle totale des clients domestiques en basse tension, laquelle s'est établie en moyenne à 31.75 GWh au total. Les résultats sont fournis dans le tableau et le graphique qui suivent.

		Tranches de Consommation (en kWh par mois)											
		Total	*0*	*1-20*	*21-40*	*41-70*	*71-100*	*101-150*	*151-200*	*201-250*	*251-300*	*301-350*	*351-400*
Consommation en GWh	Janvier	33,31	-	0,11	0,43	1,16	1,50	2,79	2,72	2,54	2,16	1,82	1,56
	Juin	30,18	-	0,12	0,50	1,32	1,73	3,11	2,95	2,47	2,02	1,59	1,26
	Moyenne	**31,75**	**-**	**0,12**	**0,47**	**1,24**	**1,62**	**2,95**	**2,83**	**2,51**	**2,09**	**1,71**	**1,41**

		401-450	*451-500*	*501-550*	*551-600*	*601-650*	*651-700*	*701-750*	*751-800*	*801-850*	*851-900*	*901-950*	*951-1000*	*+1000*
Consommation en GWh	Janvier	1,29	1,06	0,88	0,77	0,66	0,56	0,51	0,36	0,47	0,33	0,36	0,33	8,94
	Juin	1,06	0,81	0,69	0,62	0,50	0,43	0,43	0,36	0,33	0,27	0,25	0,23	7,13
	Moyenne	**1,17**	**0,93**	**0,79**	**0,69**	**0,58**	**0,50**	**0,47**	**0,36**	**0,40**	**0,30**	**0,31**	**0,28**	**8,03**



Le graphique montre que l'essentiel de la demande est concentrée entre les tranches 100 et 300 kWh par mois et plus de 1000 kWh par mois. C'est donc sur ces clients que le chiffre d'affaires sera le plus sensible aux variations du prix du kWh.

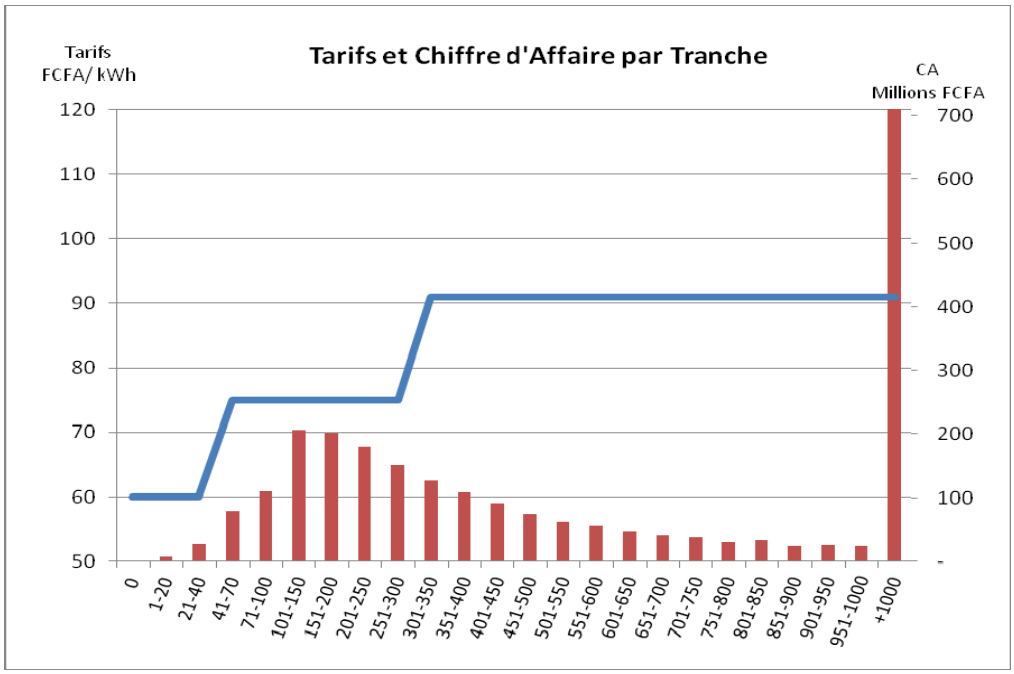
On note aussi que du côté gauche de l'axe, les clients sociaux (moins de 40 kWh par mois) qui représentent 15% des consommateurs ne génèrent que 2% de la consommation ; alors que du côté droit de l'axe, les ménages gros clients, qui représentent 9% des consommateurs, génèrent 25% de la consommation. Du fait de l'étalement des tarifs, les clients sociaux ne génèrent ainsi que 1% du chiffre d'affaires sur le kWh BT tandis que les ménages gros clients représentent 30% de ce même chiffre d'affaires.

A titre de comparaison, la consommation mensuelle moyenne pour l'ensemble des ménages clients BT est de 211 kWh par mois, alors qu'elle est de 23 kWh pour les clients sociaux (soit une consommation assez typique d'un ménage à revenus modestes en Afrique) et de 2200 kWh pour la tranche la plus élevée (à comparer aux 920 kWh mensuels d'un ménage moyen aux USA[19]).

Impact de cette distribution des clients et de la consommation en termes de mensualités et de chiffre d'affaires.

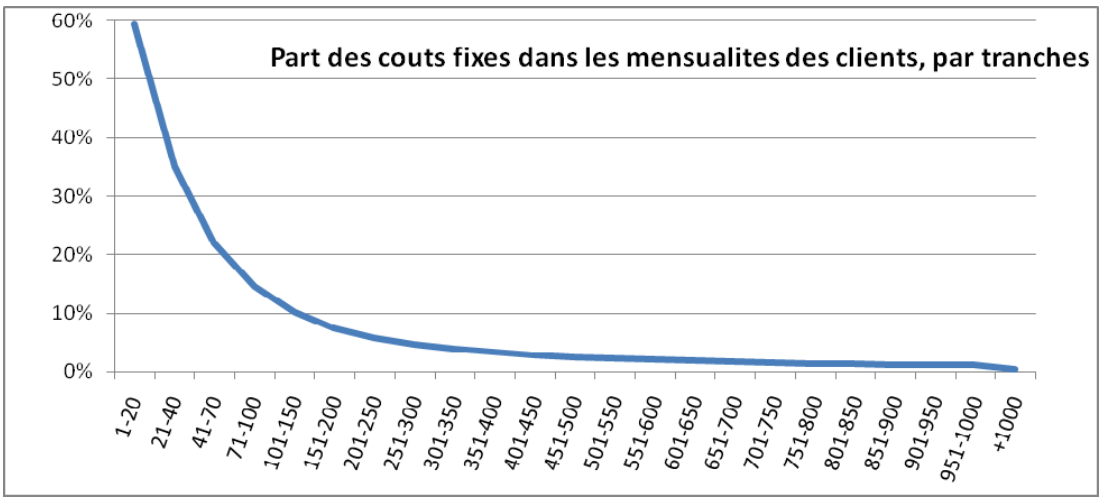
Du fait des tarifs, donnés en partie 5.6, la répartition actuelle du chiffre d'affaires sur les kWh vendus est illustrée ci-dessous par tranche de consommation.

[19] US Energy Information Administration, http://www.eia.doe.gov/ask/electricity__faqs.asp



Par ailleurs, la facture des clients et par extension le chiffre d'affaires total de la CEET est composé de la part variable sur les kWh consommés et d'une part fixe comportant la redevance puissance, la location du compteur et l'entretien du branchement. Compte tenu des difficultés à estimer la répartition de la redevance puissance selon les tranches ou à établir un niveau de puissance par consommateur type pour chaque puissance, l'aspect redevance puissance a été exclu des calculs ci-dessous. De plus, ces frais de redevance en puissance sont liés à la consommation, même si ce n'est pas de façon linaire.

Donc, simplement sur la base des redevances sur la location du compteur et l'entretien du branchement, on établit la courbe moyenne d'estimation de la part des coûts fixes dans la mensualité de clients moyens par tranche. Bien que ces frais fixes soient assez faibles en valeur absolue (1000 FCF au total), ils ont un très fort impact, allant de 60% à 15% sur les quatre premières tranches de consommateurs du fait de leur très faible niveau de consommation. A l'inverse, ces frais fixes sont tout à fait négligeables pour les plus gros consommateurs à 0.5% du total (même si inclure les frais de redevance en puissance changeraient un peu cette image).

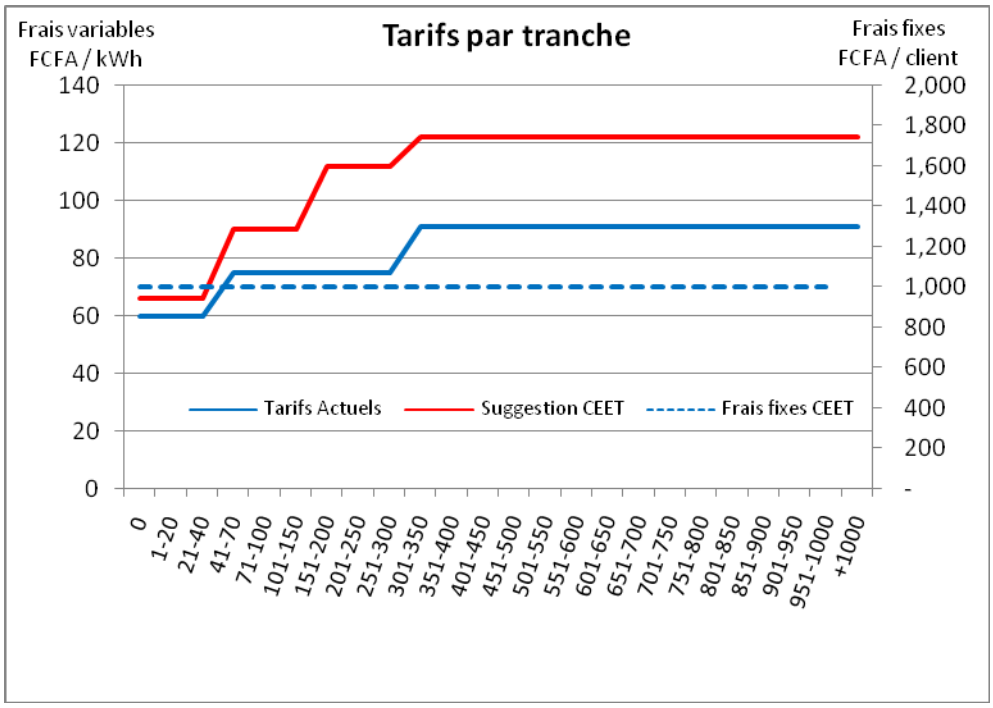


7.3.2 Adaptation possible des tarifs BT de la CEET pour favoriser l'électrification

L'un des premiers principes pour favoriser l'électrification est de cesser l'hémorragie financière de la CEET. La CEET a recommandé dans son plan d'affaires une augmentation tarifaire permettant le retour à l'équilibre en 2011. Comme indiqué précédemment, une étude tarifaire est nécessaire pour valider cette recommandation et estimer si cette augmentation est trop importante ou à l'inverse insuffisante sur le moyen ou long terme. Toutefois, cette nouvelle donne tarifaire, supposée comme point d'équilibre financier sera prise comme base pour la discussion des adaptations tarifaires proposées.

Modification du prix du kWh et du nombre de tranches proposées par le CEET

Comme montré dans le graphe ci-dessous, la CEET propose une augmentation allant des tarrifs en bleu aux tarifs en rouge par le passage de 3 à 4 tranches tarifaires et une augmentation de chacune des tranches mais de façon différenciée. Les frais fixes (en pointillés) restant inchangés. L'axe de gauche réfère au prix du kWh et celui de droite aux frais fixes, donnés dans les deux cas par tranche de consommation.



Cette nouvelle tarification a les grandes qualités de rétablir l'équilibre financier, d'introduire une nouvelle tranche tarifaire entre 151 kWh et 300 kWh permettant de mieux cibler la clientèle et d'annuler la subvention systématique à tous les consommateurs des 40 premiers kWh consommés.

Toutefois, elle maintient le problème de la part des coûts-fixes dans la facture mensuelle et en maintenant la tarification sociale à un niveau bien en-deçà des coûts, elle va générer des problèmes au fur et à mesure que l'électrification continue de se développer.

En effet, le document de DSRP[20], explique que l'incidence de vulnérabilité à la pauvreté est proche de 81% au plan national. Plus précisément, au plan national 39% des individus, peuvent être considérés comme pauvres de façon durables, 22,0% comme pauvres transitoires et 20% comme non-pauvres mais vulnérables à des chocs externe pouvant les faire basculer dans la pauvreté.

[20] Document complet de Stratégie de Réduction de la Pauvreté au Togo 2009-2011, Juin 2009

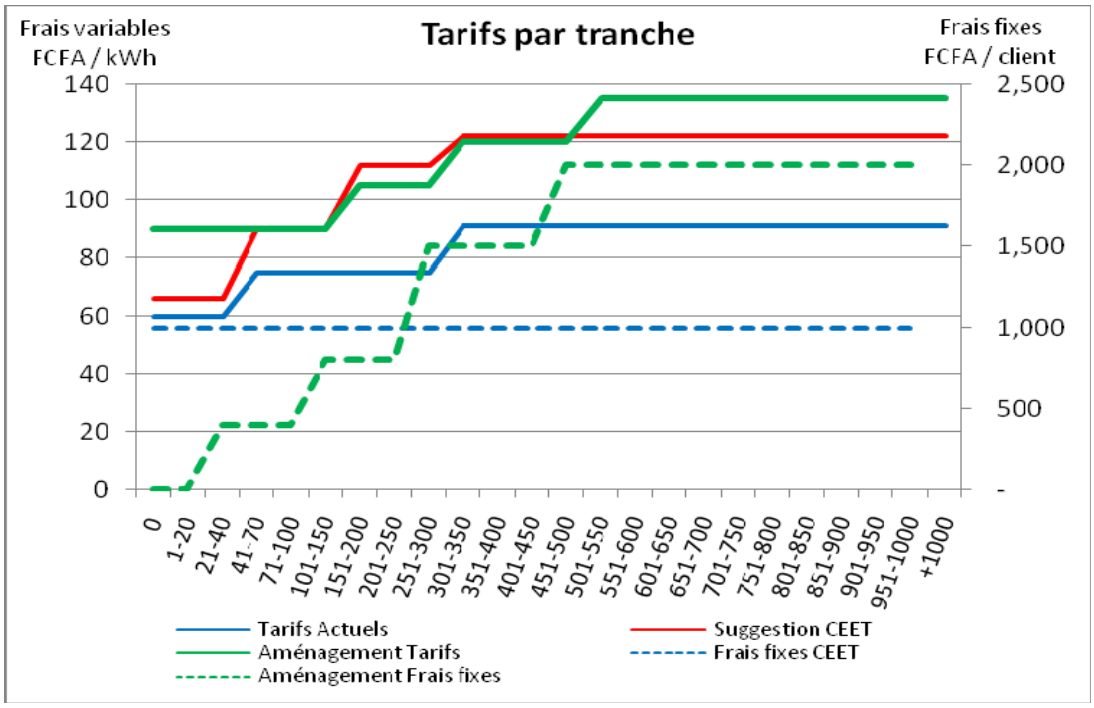
En effet, partant du principe que les 21% des ménages déjà électrifiés ont eux-mêmes financé leurs frais de raccordements et sont pour l'essentiel des clients urbains, on peut faire l'hypothèse de façon relativement assurée que l'ajout de nouveaux consommateurs se fera surtout sur la gauche des tranches de consommation avec disproportionnellement plus de petits consommateurs que de grands par rapport à la structure actuelle. Cette tendance ira en s'accélérant dés lors que le taux de connexion en zone urbaine ira croissant au-delà de 45-50% car si dans la région de Lomé, on ajoute au taux de pauvreté (25% environ) les non-pauvres vulnérables (estimés 34%) on arrive à 60% de la population.

Il est donc clair que l'ajout de nouveaux consommateurs urbains se fera rapidement dans les populations pauvres ou vulnérables et aura un double effet :

- Augmentation des pertes financières sur les kWh vendus au tarif social
- Difficultés croissante pour ces mêmes clients à payer leurs factures du fait de l'importance de la partie fixe indépendante de leurs consommations propres.

Adaptation possible des tarifs et frais fixes

Une adaptation des nouveaux tarifs suggérés par la CEET, basée sur un remaniement des frais fixes et du prix du kWh dans les diverses tranches tarifaires est calculée. Elle a été calculée et exposée ici afin que la variation du total des recettes sur vente des kWh et des redevances reste constante par rapport aux nouveaux tarifs d'équilibre financier suggérés par la CEET. Ils sont exposés dans le graphe ci-dessous, montrant la tarification actuelle en bleu, celle suggérée par le CEET en rouge et leur adaptation possible en vert. L'axe de gauche réfère au prix du kWh et celui de droite aux frais fixes, donnés dans les deux cas par tranche de consommation. Les montants sont indicatifs et devront être recalculés dans le cadre de l'étude tarifaire ; il s'agit surtout ici de donner un aperçu d'un aménagement possible des tarifs CEET afin de mieux épouser les niveaux de consommation des clients et leur capacité à payer estimée.



En particulier, il est suggéré d'effectuer les modifications suivantes :

1. **Transfert du tarif social de la part variable à la part fixe.**

Comme démontré plus tôt, le stress financier sur les clients pauvres ne provient pas du paiement des kWh consommés mais de la part fixe. Sur les 2 265 FCFA (hors redevance puissance) qu'un consommateur moyen de la tranche sociale paie pour ses 23 kWh de consommation mensuels, 44% des paiements sont dûs aux frais fixes. Il est suggéré de relever le prix du kWh au même niveau que pour la première tranche générale, soit 90FCFA dans le cas de figure ici présent mais d'annuler les frais de location compteurs et d'entretien de branchement. Bien que paraissant comme une augmentation radicale du prix du kWh, le résultat net serait en fait une baisse de 16% de la facture du client social moyen (et de 40% pour les petits clients consommant moins 10kWh) par rapport au factures d'aujourd'hui.

2. **Modification du nombre de tranches tarifaires et application aux frais fixes**

Il est suggéré de passer à 5 tranches tarifaires.

La tranche sociale ne porterait que sur les frais fixes et serait étendue à 50kWh pour faire face à une possible augmentation de la quantité de kWh consommés par les clients sociaux du fait de la libération de revenus liés à la diminution des frais fixes.

La première tranche tarifaire porterait sur les 150 premiers kWh comme proposé par la CEET, avec un tarif du kWh de 90FCFA dés le premier kWh et des frais fixes réduits à 400 FCFA au lieu de 1000, diminuant de ce fait l'impact de l'augmentation du kWh.

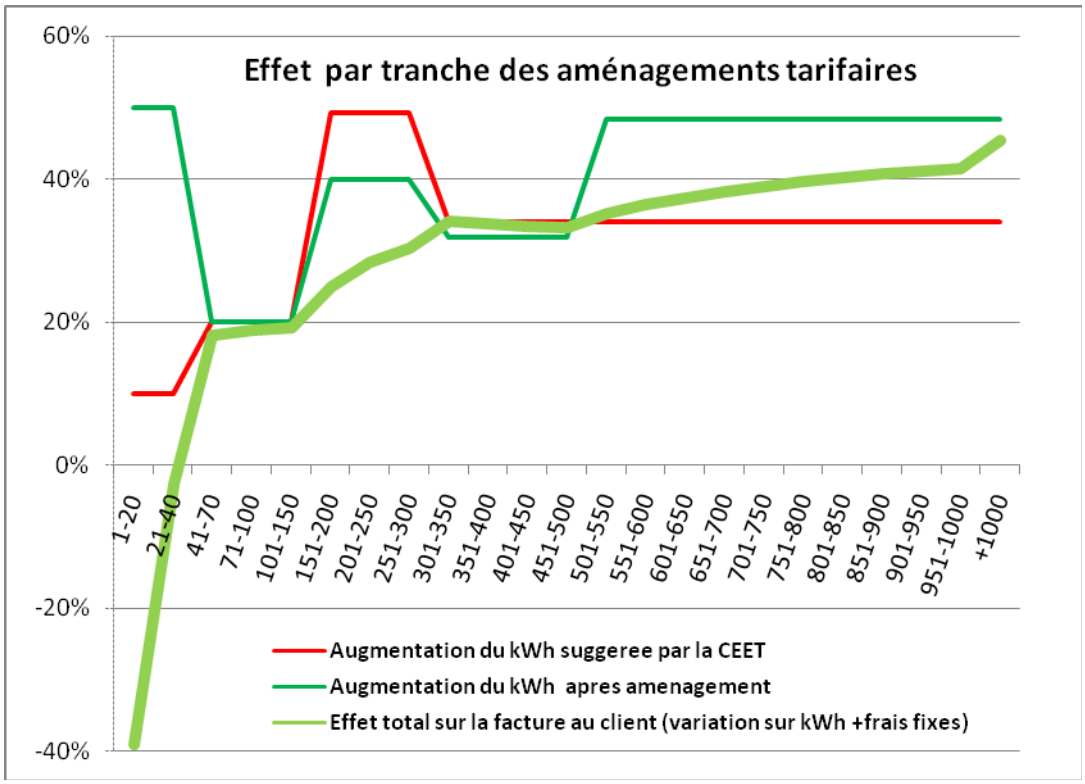
La seconde tranche tarifaire porterait sur les 150 kWh suivants (soit 151 à 300 kWh) avec un tarif du kWh de 105 FCFA (soit légèrement au-dessus du coût de revient moyen du kWh en 2009) et des frais fixes réduits à 800 FCFA afin de continuer de diminuer l'effet de l'augmentation tarifaire globale.

La troisième tranche tarifaire, porterait sur les 200 kWh suivants (soit 201 à 500 kWh) avec un tarif du kWh de 120 FCFA et des frais fixes passé à 1600 FCFA pour tenir compte de la capacité à payer accrue de ces consommateurs.

Enfin, une quatrième et nouvelle tranche, portant au-delà des 501 premiers kWh serait crée avec un tarif proposé de 135 FCFA du kWh et des frais fixes passés à 2000 FCFA pour tenir compte de la grande capacité à payer de ces consommateurs. Le choix d'établir la nouvelle tranche à 501kWh mensuels tient au fait que cela correspond environ à une demande de 1 kVA sur la base du facteur de charge moyen du réseau en 2009. Ces valeurs tarifaires de 135F CFA/kWh en 2000 FCFA en frais fixes ont été calculées afin de respecter globalement le niveau d'augmentation proposé par la CEET pour un retour à l'équilibre ; mais elles pourraient aisément être augmentées sans affecter trop les capacités à payer de ces gros consommateurs. Il est à noter que ces clients qui représentent 15% du total de la clientèle domestique de la CEET à ce jour disposent probablement de générateurs, de taille variant en fonction de leur consommation et donc leur coût marginal du kWh est très élevé.

Acceptabilité sociale de ces modifications tarifaires

Le graphique ci-dessous montre l'effet en pourcentages des modifications tarifaires en fonction des tranches par rapport aux tarifs existants aujourd'hui. L'effet combiné des aménagements sur le prix du kWh et sur les frais fixes est indiqué en vert clair, ligne grossie.



Ces tarifs proposés devraient avoir une certaine acceptabilité sociale, bien qu'ils demanderont toutefois un effort de communication et d'explication.

Les clients sociaux qui représentent 15% des consommateurs (moins de 40kWh actuellement, suggérés de passer à moins de 50 kWh) verraient leur facture diminuer lorsque situés en-dessous de 33 kWh ou légèrement augmenter au-delà mais sans augmenter plus de 6%. La difficulté pédagogique initiale résiderait dans l'explication que l'augmentation nominale du kW sera plus que compensée par la baisse des frais fixes.

Les clients entre les tranches 41/51 à 150 kWh verraient une augmentation moyenne légèrement inferieure à 20%, dont un bon tiers viendrait de l'annulation des 40 premiers kWh au tarif social disponible pour tous les clients, un effet qui touche ces clients proportionnellement plus que les autres consommant plus. Toutefois, il s'agirait là d'une augmentation limitée, dont 40% des clients existants bénéficieraient.

Les clients entre les tranches 151 à 300 kWh verraient une augmentation graduellement plus importante allant de 20 à 30% en fonction de leur consommation sans toutefois subir la forte augmentation de 50% proposée par la CEET du fait du changement de tranches de tarification. De même, les clients entre les tranches 301 à 500 kWh verraient une augmentation de 33% en moyenne de leur facture. Ces clients entre 301 et 500 kWh, qui représentent 20% de la clientèle sont probablement ceux qui ressentiront le plus l'augmentation de la facture car leur consommation est suffisante pour avoir un effet significatif sur leurs revenus. Toutefois, comme ils représentent 40% de la consommation, il est indispensable de les inclure dans l'augmentation tarifaire, l'effet chiffre d'affaires étant non négligeable. La différentiation tarifaire entre les « 151 à 300 » et les « 301 à 500 » ainsi que la création d'une tranche supplémentaire au-delà de 501 kWh devrait néanmoins aider à rendre ces augmentations plus acceptables.

Enfin, les clients consommant plus de 501 kWh se verraient inclus dans une nouvelle tranche, qui connaîtrait une plus large augmentation des factures, allant de 40 à 50%. Une augmentation forte mais en mesure avec les problèmes d'approvisionnement rencontrés, les besoins d'électrification et avec le fait que ces consommateurs représentent 40% de la consommation d'électricité des clients BT domestiques.

Au final, l'acceptabilité sociale des augmentations de tarifs, dépend :

- De la bonne répartition de l'effort additionnel demandé, ce à quoi les propositions ci-dessus tentent de répondre,
- De l'amélioration de la disponibilité et la fiabilité de l'électricité, ce à quoi la CEET doit s'atteler sur la base des nouvelles recettes,
- De la démonstration de la réalité de l'effort d'étendre l'accès à l'électricité.

Sur ce dernier point, l'amélioration du résultat financier dûe aux augmentations de tarifs doit nécessairement être suivi d'un effort poussé de nouvelles connexions. Les travaux engagés sur prêts BOAD et BIDC devraient aider pour les deux années à venir. Pour la suite, il est suggéré que dans le cas où les options de production de l'énergie à moindre coût (gaz notamment) deviennent accessibles sous peu, les tarifs de la CEET soient maintenus à un niveau élevé pour aider la CEET à continuer par financer son effort de connexions sur fonds propres.

7.3.3 Adaptation des autres tarifs, taxes et subventions

Autres tarifs sur le réseau CEET

Par manque d'information disponible sur les puissances souscrites par tranches, ces données n'ont pu être inclues. Une variation du coût unitaire du kVA en fonction de la consommation mensuelle ou à défaut la puissance souscrite peut aussi être étudiée. Toutefois, il est suggéré que les tranches des consommateurs BT domestiques ayant des puissances souscrites supérieures à 2,2 kVA soient intégrées aux autres tranches. Il en serait de même pour la consommation BT à usage professionnel et ce, que le prix du kVA soit modifié ou non.

La tarification des compteurs à prépaiement est quelque peu complexe, elle doit dépendre des possibilités de suivi et de gestion, offertes par les logiciels associés et des catégories sociales ou économiques de clients auxquelles la possibilité de prépaiement est offerte. En l'absence d'information sur les données, il est difficile d'émettre des avis au-delà du fait que la structure par niveau de consommation devrait se rapprocher des autres clients.

La tarification de l'éclairage public devrait par ailleurs refléter les coûts réels, soit une moyenne pondérée en terme de tarifs BT d'environ 5h en heures de pointe et 8h en heures creuses. Le niveau élevé du prix kVA se justifie par la certitude que l'éclairage public contribuera à la pointe, mais sa valeur exacte pourra être recalculée.

Pour les clients MT, une augmentation pour rester en ligne avec les clients BT domestiques sera de rigueur mais leur ampleur devra être proposée par l'étude tarifaire en tenant compte des caractéristiques spécifiques qui ont mené à positionner ces tarifs en-dessous de ceux des clients domestiques.

Enfin, si le principe de fournisseurs de services électriques (FSE) est adopté afin d'encourager l'extension de réseaux BT à partir d'un point de connexion MT au réseau CEET, un tarif de cession aux FSE devra être établi, qui soit suffisamment élevé pour permettre à la CEET de continuer de couvrir ses coûts mais suffisamment bas pour s'assurer que le FSE puisse aussi couvrir de façon acceptable ses coûts d'investissements et d'exploitation afin d'être aussi viable à long terme. Il sera aussi nécessaire de déterminer si un tarif basé sur les tranches de consommation en kWh doit être appliqué sur tout le réseau, que le client soit client CEET ou FSE, urbain ou rural, ou bien si une différenciation peut être faite entre clients à tranche de consommation équivalente selon leurs fournisseurs[21]. De multiples modèles existent sur ce

[21] D'une certaine façon, cette possibilité de non-universalité des tarifs est déjà présente du fait des tarifs spécifiques sur les compteurs à prépaiement, essentiellement pour des raisons techniques semble-t-il. La généralisation de ces compteurs, prévue par la CEET, nécessitera une réflexion tarifaire sur cette question.

thème, allant du cas où le FSE propose son tarif en fonction de sa structure de coûts attendue (Sénégal) à celui où le régulateur calcule et impose un tarif différencié de l'opérateur national mais fixe entre les FSE. L'étude tarifaire devra donner des bases de réflexion en la matière.

Tarifs en hors réseau

En fonction des décisions qui seront prises lors des discussions sur les modalités d'extension du nombre de clients en hors réseau, l'acceptation de l'option de participation fournisseurs de services électriques du secteur privé ou de collectivités au développement du hors-réseau signifie qu'un principe de tarification de ces services hors réseau devra être adopté. Comme discuté plus tôt, il est préférable de ne pas imposer de façon légale une vente de l'électricité au kWh afin de permettre l'établissement de forfait de "services électriques", mieux adaptés aux petits consommateurs que sont généralement les ménages ruraux. Dans la commercialisation de "services électriques" au forfait, le fournisseur de services électriques fait payer sa clientèle non plus sur la base de la quantité exacte d'énergie électrique consommée, mais sur la base d'un forfait périodique calculé en fonction des services rendus ; le nombre de lampes et de prises installées, la durée quotidienne de fourniture d'électricité, la dimension du système (micro-centrale ou photovoltaïque) installé, l'ampérage du limiteur de puissance mis en place. Ainsi, il conviendra à ce que l'agence d'électrification estime les coûts d'investissement et de fonctionnement de ces divers services et émette soit des tarifs spécifiques ou des fourchettes de tarifs spécifiques applicables.

Taxe sur le kWh reversée au fond d'électrification.

Une taxe sur le kWh des clients du réseau est envisageable comme cela se pratique dans nombre de pays de la région comme au Burkina Faso par exemple où elle est de 2FCFA par kWh depuis janvier 2009. Une telle taxe de solidarité entre les ménages électrifiés et ceux non électrifiés joue un fort rôle de cohésion nationale lorsqu'elle est dépensée de façon visible et transparente pour promouvoir l'extension du taux d'électrification. Il existe actuellement une taxe de 2 Fcfa sur la MT pour soutenir le développement de l'éclairage public mais il est suggéré que cette taxe soit fondue dans la taxe générale et cette fonction de soutien à l'éclairage public passe sous les responsabilités du fonds d'électrification une fois établi.

Affectation des revenus.

Il est suggéré que les revenus de cette taxe aillent dans un premier temps au développement de l'électrification hors réseau, où les besoins sont grands, mais où la CEET est encore peu présente. Suivant le schéma institutionnel décrit en 7.2 le fonds et l'agence aideront à faire émerger et sélectionner des FSE pouvant bénéficier de soutiens à l'électrification sous forme de dons et/ou prêts. Il s'agira donc dans un premier temps d'aider les FSE à couvrir les coûts de la connexion, le raccordement du ménage à partir du dernier poteau BT restant dans un premier temps à sa propre charge comme cela se fait actuellement par la CEET sur le réseau. Toutefois, une fois que le taux d'électrification en zone urbaine dépassera les 55%, la CEET commencera à électrifier des ménages dits vulnérables à la pauvreté qui ne pourront alors pas couvrir leurs frais de connexion, (voire même d'installation intérieure). Il pourra alors être envisagé que la CEET, dans le cas où sa situation financière ne se serait pas considérablement améliorée, puisse faire appel au fonds d'électrification pour aider à couvrir ces frais pour ses clients les plus vulnérables. De la même façon, si dans un premier temps les clients des FSE hors réseau seront censés couvrir leur propre part, une fois le taux d'électrification en zones rurales passé au-delà de 15-20%, les clients ajoutés seront aussi fort souvent des ménages vulnérables et donc nécessitant une aide sur leur part propre.

Assiette et taux de la taxe.

Il est suggéré que la taxe porte uniquement sur les kWh consommés et englobe tous les clients, MT comme BT à l'exclusion des clients des tranches sociales tant que le taux d'électrification rurale sera inférieur à 15-20% afin que les pauvres urbains ne subventionnent pas les plus aisés ruraux. Une fois ce taux dépassé et à moins d'une forte modification de la structure de la pauvreté au Togo, tout client du réseau pourra être assujetti à cette taxe. De

fait, cette taxe pourra couvrir dans un premier temps 95% des kWh BT et 100% de ceux MT. Le taux sera à définir en fonction de l'étude tarifaire et d'un arbitrage entre les énormes besoins de financements et le maximum acceptable d'un point de vue économique. La taxe devra être mise en place au minimum 1 an après la révision tarifaire, surtout si elle est conséquente comme recommandé, afin d'étaler l'effet d'augmentation de tarifs. Il convient de toute façon d'avoir établi le moyen de l'affecter efficacement avant de la collecter, soit avoir établi le fonds d'électrification et ses modalités de fonctionnement.

Une application d'une taxe de 5% sur les kWh BT (hors clients sociaux) au tarif « aménagé » discuté plus tôt générerait environ 2,2 milliards de FCFA sur la base de la consommation moyenne des 6 premiers mois de 2010. On peut donc estimer qu'une taxe de 5% portant sur l'ensemble des kWh MT et BT à un tarif réévalué générerait entre 3 et 4 milliards par an. Soit, si la taxe est mise en place rapidement, entre le quart et le tiers des 50,5 milliards de besoins en financements nécessaires pour la partie rurale des objectifs recommandés en partie 7.1.4.

Différents types de subventions aux clients deviendront nécessaires.

Comme discuté plus tôt, le rôle premier du fonds d'électrification sera d'aider les FSE à obtenir des financements adéquats afin d'aider à l'électrification rapide des zones entières qui seront gérées par elle par la suite. De fait, si on appliquait le principe actuel de la CEET de l'autofinancement des coûts de raccordements par les clients, ils seraient la principale source d'investissement.

Facturation du raccordement (ligne et compteur)	FCFA	EUR
Classique CEET	110.000	168
Promotion CEET	75.000	115
Sous-compteur CEET	45.000	69
Estimation AICD	*50.000*	*75*

Il convient de noter que dans le cas de chacune des trois formes d'électrification par réseaux estimées par l'étude AICD, environ 75 Euros sont inclus pour couvrir le coût du raccordement (branchement ligne et compteur) du client dans le coût total. Dès lors, les estimations de coûts des objectifs recommandés en partie 7.1.4. incluent la part du client à l'exception des frais d'installation intérieure.

A collecter auprès des clients, base objectifs 7.1.4	Sur la base de 110.000 FCFA (maximum CEET actuel)	Sur la base de 50.000 FCFA (estimation AICD)
Total payable par les clients	27.882.224.392	12.673.738.360
Clients urbains	18.918.029.772	8.599.104.442
Clients ruraux	8.964.194.619	4.074.633.918

En théorie, si la CEET effectue la part urbaine de l'électrification, elle devrait pouvoir collecter jusqu'à 19 milliards de FCFA sur 5 ans auprès des futurs clients pour financer son objectif d'électrification. Dans l'estimation de coûts du programme d'électrification d'ici 2015, basée sur

l'étude AICD la base de ce qui peut être collecté auprès des clients est moins de la moitié par connexion, ce qui résulte en seulement 8,6 milliards obtenus.

La CEET applique déjà un tarif promotionnel réduit de 35% pour augmenter le taux de connexion, ce qui montre que l'investissement initial commence à devenir une barrière à l'accès pour les ménages. Il est probable que cette situation n'aille qu'en empirant à mesure que le taux de connexion augmente.

Subventions au raccordement.

Tôt ou tard, de telles subventions devront être appliquées mais elles pourront avoir de multiples formes.

Le premier niveau de subventions sera la baisse, déjà entamée, des prix demandés par la CEET ou le FSE aux ménages désirant être raccordés. Elle cessera toutefois dès que sera atteint le prix de base de 50.000 FCFA à moins de raccorder à perte.

Le second niveau de subventions tiendra en l'accès à des prêts permettant d'étaler le coût du raccordement. De nombreux exemples existent sur ce type d'initiatives, notamment au Kenya, avec un mélange de prêts du secteur privé (micro-credits), de fonds roulants sur aide des bailleurs de fonds et de paiements différés sur la facture d'électricité (allant de 12 à 36 mois).

Le troisième niveau de subventions deviendra nécessaire lorsque la croissance du taux de connexion butera sur les ménages pauvres ne pouvant effectuer de paiements en avance ni obtenir de prêts sous quelque forme que ce soit sans un risque majeur de non-remboursement. Dès lors, une prise en charge sous forme de dons deviendra nécessaire.

Enfin, un quatrième niveau de subvention deviendra nécessaire, quoique plus tardivement probablement après 2015, lorsque l'installation intérieure deviendra inaccessible aux ménages tant pour des raisons financières que techniques. Dans ce dernier cas, la subvention devra intégrer, outre le branchement ligne et compteur, une installation intérieure simplifiée sur l'exemple du ready-board sud-africain qui offrent une ampoule et une à trois prises électriques en une installation standardisée. L'ajout d'un limitateur de puissance permettant d'ailleurs de s'affranchir du compteur (ou de les regrouper pour de multiples consommateurs afin de vérifier l'absence de pertes non techniques) et d'offrir une option de forfait simplifiant les frais de gestion.

Il est par ailleurs encouragé que la fourniture de lampes basses consommations soit systématiquement incluse dans tous les coûts de raccordements et ajoutée au kit installé chez le consommateur. Et ce, quels que soient les niveaux de subventions mais plus particulièrement aux 2 derniers niveaux pour des raisons de capacité à payer ainsi dans les zones rurales afin de limiter les pertes en lignes. En effet, l'ajout d'éclairage privé est presque systématiquement de la pointe et il est dans l'intérêt de l'operateur de s'assurer que le développement de l'électrification ne résulte pas en un accroissement inutile de la part utilisée en pointe pour l'éclairage. Il devra en être de même pour les subventions à l'installation de l'éclairage public et ce, même si le coût d'investissement initial est plus élevé.

7.4 Energies renouvelables et électrification

Cette partie s'intéresse tout particulièrement à l'application des énergies renouvelables dans le cadre de l'électrification, plutôt que comme moyen de production dans un réseau interconnecté. Il a été discuté et montré qu'au stade de développement de l'accès des ménages à l'électricité au Togo, l'extension du réseau interconnecté et la densification du nombre de ménages y étant raccordes doit être la priorité. Toutefois, il convient de se préparer aux situations ou le réseau interconnecté ne peut répondre aux besoins des ménages et à ce titre, on examinera les options d'utilisation des énergies renouvelables dans le cadre des mini-réseaux voire de services aux ménages isolés. Cette partie est largement

inspiré du rapport ESMAP-Banque Mondiale «REToolkit: A Resource for Renewable Energy Development » publié en Juin 2008.

7.4.1 Systèmes mini-réseaux utilisant des énergies renouvelables

Divers systèmes de mini-réseaux basés sur l'utilisation d'énergies renouvelables peuvent fournir des solutions d'électrification plus rentables pour les régions éloignées que l'extension du réseau ou l'utilisation de mini-réseaux fonctionnant au diesel. Ces systèmes peuvent contribuer à l'amélioration de la qualité de la vie des populations locales par les gains économiques générés par l'utilisation de l'électricité à des fins productives ainsi que par à l'amélioration de la qualité des services sociaux utilisant l'électricité. Les mini-réseaux utilisant des énergies renouvelables ont des caractéristiques uniques - les coûts d'investissement sont élevés, mais les coûts d'exploitation plus faibles – car ils sont alimentés naturellement par des ressources locales.

Les politiques visant à promouvoir les mini-réseaux sont généralement liées à celles visant à promouvoir l'électrification rurale et doivent donc être considérées comme partie prenante du processus de planification de l'électrification rurale. Il s'agit de définir clairement les rôles de l'extension du réseau, des mini-réseaux et de ne présenter au financement que les options qui sont complémentaires et suivent des critères précis pour déterminer leur degré de rentabilité. Il est important est que les politiques de soutien à l'électrification rurale ne soient pas biaisées à l'avance vers une option préétablie telle que l'extension du réseau, les systèmes diesels ou les systèmes à énergie renouvelable.

Les barrières aux systèmes mini-réseaux et à l'utilisation d'énergie renouvelable en particulier, ont été documentées dans de nombreuses études. Ces barrières sont le résultat d'une variété de facteurs (i) juridiques et réglementaires, (ii) de pratiques économiques et financières et (iii) de perception des risques commerciaux et de marché. Tout ceci revient à décourager les entrepreneurs d'entrer d'investir dans ces réseaux, ce qui limite le développement de projets.

Les principaux obstacles aux systèmes mini-réseaux utilisant les énergies renouvelables sont donnés ci-dessous.

Juridiques et réglementaire:

- Politiques limitant l'établissement des tarifs permettant le recouvrement des coûts réels
- Connaissance insuffisantes du cadre réglementaire nécessaire au bon fonctionnement de mini-réseaux
- Soutien institutionnel insuffisant à la mise en œuvre de systèmes ruraux d'approvisionnement en électricité par des coopératives et le secteur privé.

Les questions institutionnelles sont souvent les plus critiques pour les systèmes mini-réseaux à énergies renouvelables. Les entreprises de services publics ne sont généralement pas intéressées par ces petits systèmes, éloignés de leurs centres de gestion en raison des coûts de transaction élevés qui les caractérisent. Dés lors, coopératives et autres modèles de propriété communautaire peut être une solution efficace pour répondre aux besoins locaux. Par contre, de forts besoins en formation sont souvent nécessaires afin de soutenir l'entité en charge de la conception, la construction et l'exploitation et maintenance du système. Il s'agit aussi de mettre en place une structure tarifaire adéquate afin de faire face au défi social qui caractérise les biens publics ainsi que les contrôles administratifs nécessaires pour éviter des défaillances techniques et financières. Il convient aussi de s'assurer que les structures pour la résolution des conflits et la bonne gestion des interactions sociales sont soient en place car elles sont essentielles pour tout succès à long terme.

Financière et économique:

- Investissements et coûts de transaction élevés
- Incapacité d'accéder au capital / financement

- Incertitudes sur la disponibilité à long terme des ressources d'énergie
- Insuffisance des subventions et autres incitations à l'investissement dans les énergies renouvelables

Les obstacles entravant le financement de mini-réseaux utilisant des énergies renouvelables sont nombreux. En particulier, les marchés financiers de la plupart des pays en voie de développement sont peu développés tant au niveau des produits que des institutions, ainsi qu'au niveau des politiques de crédit, de change et de prise en compte des risques économiques. Le financement est donc largement le domaine d'organismes publics et l'investissement privé reste limité.

Perception des risques commerciaux et de marché:

- faible capacité de paiement des clients
- Incertitudes sur la demande des clients
- Manque de compétences techniques pour la conception, la construction et l'exploitation des systèmes
- Capacités insuffisantes en gestion et suivi clientèle.
- Participation/responsabilisation insuffisante des communautés

Les services publics sont généralement pas intéressés par les clients hors-réseau et lents à réagir en cas de problèmes techniques du fait de coûts de transaction élevés. En conséquence, la plupart des systèmes de mini-réseaux en énergies renouvelables qui fonctionnent de façon satisfaisante sont gérés soit par des organismes communautaires soit par des entrepreneurs locaux qui ont un sens élevé d'appropriation du système et sont de fait beaucoup plus sensibles aux problèmes qui peuvent être rencontrés. Toutefois, leurs compétences techniques et commerciales insuffisantes peuvent se traduire en échecs techniques et financiers

Comparaison du coût en capital:

La Banque Mondiale a financé une évaluation technique et économique comparée des systèmes de production en réseaux interconnectés, mini-réseau et totalement isolés. Cette estimation des coûts d'investissement, en US$/kW a porté sur 22 technologies de production d'électricité classique et renouvelable. L'objectif était d'identifier, caractériser et évaluer les perspectives techniques, économiques et commerciales pour la production d'électricité et les technologies adaptées pour desservir les populations rurales, périurbaines et urbaines des pays en développement. L'étude a révélé que les énergies renouvelables sont plus économiques que la production conventionnelle pour les applications hors-réseau de moins de 5 kW. A titre d'illustration les analyses effectuées dans le rapport, les estimations des énergies renouvelables du coût en capital de cette étude sont reproduits dans le tableau ci-dessous qui comprend les coûts d'équipement, de génie civil, les frais d'installation et une marge de sécurité. Il convient de noter que les coûts de carburant ont considérablement augmenté depuis 2005, l'année de l'étude, et que les données présentées ici restent donc une illustration des structures relative de coûts par rapport des différentes technologies.

Technology		Life Years	Capacity Factor %	Rated Output kW	Engineering	Equipment & Materials	Civil	Erection	Process Contingency	Total
• Solar-PV		20	20	0.050	–	6,780	–	–	700	**7,480**
		20	20	0.300	–	6,780	–	–	700	**7,480**
		25	20	25	200	4,930	980	700	700	**7,510**
		25	20	5,000	200	4,640	980	560	680	**7,060**
• Wind		20	25	0.300	50	3,390	770	660	500	**5,370**
		20	25	100	50	2,050	260	160	260	**2,780**
		20	30	10,000	40	1,090	70	100	140	**1,440**
		20	30	100,000	40	940	60	80	120	**1,240**
• PV-wind-hybrid		20	25	0.300	30	4,930	460	390	630	**6,440**
		20	30	100	130	3,680	640	450	520	**5,420**
• Solar Thermal With Storage		30	50	30,000	920	1,920	400	1,150	460	**4,850**
Without Storage		30	20	30,000	550	890	200	600	240	**2,480**
• Geothermal	Binary	20	70	200	450	4,350	750	1,670	–	**7,220**
	Binary	30	90	20,000	310	1,560	200	2,030	–	**4,100**
	Flash	30	90	50,000	180	955	125	1,250	–	**2,510**
• Biomass Gasifier		20	80	100	70	2,490	120	70	130	**2,880**
		20	80	20,000	40	1,740	100	50	100	**2,030**
• Biomass Steam		20	80	50,000	90	1,290	170	70	80	**1,700**
• MSW/Landfill Gas		20	80	5,000	90	1,500	900	600	160	**3,250**
• Biogas		20	80	60	70	1,180	690	430	120	**2,490**
• Pico/Micro Hydro		5	30	0.300	–	1,560	–	–	–	**1,560**
		15	30	1	–	1,970	570	140	–	**2,680**
		30	30	100	190	1,400	810	200	–	**2,600**
• Mini-hydro		30	45	5,000	200	990	1,010	170	–	**2,370**
• Large-hydro		40	50	100,000	200	560	1,180	200	–	**2,140**
• Pumped Storage		40	10	150,000	300	810	1,760	300	–	**3,170**

Note: "–" means no cost needed.

Renewable Power Technology Capital Costs in 2005 (US$/kW)

Source : Banque Mondiale-ESMAP «REToolkit: A Resource for Renewable Energy Development » Juin 2008

7.4.2 Principaux type de systèmes mini-réseaux à énergie renouvelable

Les petites centrales hydroélectriques:

Il n'y a pas de définition universellement acceptée des petites centrales hydroélectriques, mais elles ont souvent un faible impact sur l'environnement, fonctionnent au fil de l'eau, ou lorsqu'il y a une petite retenue limitent les inondations des terres. Les seuils communément acceptées pour la définition des systèmes hydrauliques sont :

- Pico-centrales hydroélectriques en-dessous de 5 kW installés
- Micro-centrales hydroélectriques entre 5 kW et 100 kW
- Mini-centrales hydroélectriques entre 100 kW et 1 MW
- Petites centrales hydroélectriques entre 1 MW et 10 MW (ou parfois 30 MW)

Plusieurs questions sont inhérentes à nombre de petites centrales hydroélectriques. Tout d'abord, la capacité de production d'électricité est faible, et donc le coût de conception, d'ingénierie et de financement du projet peut s'avérer élevé dans le coût global du projet. Ensuite, comme il n'y a souvent pas de réservoir, et la production dépend du débit d'eau dans la rivière qui peuvent varier de façon significative entre les saisons de hautes et basses eaux.

Le coût en investissement pour les petits projets hydrauliques variait en 2005 entre US$1400 et 2200 par kW installé. Les coûts effectifs sont très spécifiques au site d'implantation et un examen minutieux de la ressource hydrologique, de la géologie, des travaux de génie civils et des besoins en équipements électromécaniques est nécessaire afin de développer une estimation précise des coûts. Encore en 2005, les coûts moyens d'exploitation et d'entretien se situait entre 0,7 et 0,5 cents US / kWh pour les petites centrales hydroélectriques avec des facteurs de capacité de l'ordre de 30 à 45%. La durée de vie de la plupart des installations est généralement de plus de 40 ans

Les mini-systèmes et micro-centrales hydroélectriques sont plus susceptibles d'être financièrement viables lorsqu'elles ont un facteur de charge élevé, une utilisation financièrement viable de l'électricité produite, et des coûts contenus par une bonne conception et gestion du système. Les principaux risques-projets ne sont pas techniques, mais commerciaux. La bonne gestion de l'installation, y compris la mise en œuvre des tarifs et la collecte des redevances tenant compte de l'inflation sont essentiels pour la viabilité des projets de petites centrales hydroélectriques.

Energie éolienne pour systèmes hors-réseaux:

De nouveaux systèmes de micro-éoliens permettent un approvisionnement autonome en énergie en combinant des petits systèmes photovoltaïques et éoliens avec des stations de batterie rechargeables. Ces systèmes peuvent fournir, à nombre de ménages ruraux ou d'industries artisanales n'ayant pas accès au réseau, des services énergétiques de base tels que l'éclairage, la radio, la télévision et le fonctionnement des petits appareils ménagers. Les micro-éoliennes modernes sont techniquement sophistiquées, ce sont des produits de haute fiabilité allant de quelques centaines de watts jusqu'à 50 kW. Ces éoliennes ne disposent généralement que 2 ou 3 pièces en mouvement et sont dotés de contrôles passifs, ce qui produit des systèmes robustes et fiables avec de très faible besoins en maintenance. Les systèmes micro-éoliens de pompage d'eau, que ce soit sous forme mécanique ou par électricité sont des systèmes éprouvés et commercialement disponibles.

Mini-réseaux alimentés par utilisation de biomasse:

Les systèmes mini-réseau utilisant les ressources de la biomasse sont généralement basés sur des technologies modulaires que ce soit pour la combustion ou la gazéification. . Pour les systèmes mini-réseau, la technologie modulaire est privilégiée, car elle offre des systèmes relativement moins onéreux et une fiabilité plus élevée avec des modules standards, pré-assemblés en usine et testés avant expédition vers un site distant. La multiplication des modules permet d'atteindre la capacité requise et leur standardisation optimise l'exploitation et la maintenance. Pour optimiser les performances, les spécifications techniques et la conception du système doivent être adaptés aux caractéristiques de la ressource en biomasse utilisée. Les

systèmes de combustion directe faisant appel à des turbines à vapeur sont généralement utilisés pour les systèmes de grande taille. A l'inverse, les systèmes modulaires de gazéification de biomasse produisent un gaz de synthèse qui peut être brûlé dans un moteur diesel ou une turbine à gaz ou pour fournir de l'électricité (ou de la force motrice et/ou de la chaleur), ces systèmes de gazéification sont applicables à des tailles allant de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts. Comme de grandes quantités de matériaux solides sont impliquées dans les systèmes à biomasse, la conception du système dans sa globalité doit permettre la collecte, le stockage, la préparation et le traitement des matières premières ainsi que l'enlèvement, le traitement et l'élimination des cendres résiduelles. Les caractéristiques des matières premières peuvent influer sur la conception et la sélection des technologies et équipements. Ainsi, la distribution granulométrique, l'humidité, la teneur en matières organiques et résidus (cendres), la composition chimique et la qualité énergétique jouent un rôle prépondérant.

Systèmes solaire:

La lumière du soleil peut être convertie par une variété de technologies en électricité et en chaleur. Les technologies solaires de réseau se composent de systèmes concentration solaire thermique de et systèmes photovoltaïques. Les systèmes solaires domestiques (communément appelés SHS en anglais) peuvent actuellement fournir des services énergétiques de base pour l'éclairage, la radio, des télévisions noir et blanc et le fonctionnement des petits appareils électriques. Un système photovoltaïque domestique typique varie de 10 à 100-Wc (Watt crête), et inclut généralement une batterie rechargeable pour le stockage de l'énergie; un contrôleur de charge pour la batterie et une ou plusieurs lumières (généralement fluorescentes à basse consommation); et une ou plusieurs prise pou connecter des appareils électriques à basse consommation. La taille du module photovoltaïque l'ensoleillement journalier détermine la quantité d'électricité disponible quotidiennement pour utilisation. Les lanternes solaires portables simples d'utilisation et de moins en moins chère, utilisant des ampoules basse consommation ou des LED, sont également de gagner en popularité, car elles permettent un accès rapide à un éclairage de qualité. Les coûts pour les consommateurs des systèmes solaires domestiques varient considérablement selon les pays et dépendent de nombre de facteurs, tels que les volumes de ventes, les marges des concessionnaires, de la concurrence, du degré de maturité de la production et l'installation locale ainsi que des infrastructures de commercialisation et des taxes afférentes.

Systèmes d'énergie hybrides:

Bien que la production à base de diesel ait la plus grande part du marché pour la production d'énergie hors-réseau, elle n'est souvent pas inclue dans les projets finances par les pays donateurs. Cela est dû au fait que (i) les subventions en carburants pour les systèmes diesels isolés constituent un lourd fardeau sur les budgets publics dans de nombreux pays et (ii) les alternatives, basées sur l'utilisation d'énergie renouvelable sont la plupart du temps préférables pour l'environnement et plus faciles à envisager du coté des normes de sauvegarde. Toutefois, il est possible de rénover le parc diesel existant afin d'utiliser des biocarburants et autres ressources renouvelables, que ce soit avec ou sas ajouts de batteries. Correctement optimisés, les systèmes hybrides peuvent réduire considérablement la consommation de carburant diesel, tout en augmentant la fiabilité du système dans son ensemble. Cependant, alors que l'éolien, le photovoltaïque, et les micro-centrales hydroélectriques sont des technologies commercialement mures lorsqu'utilisés seuls, leur hybridation avec des systèmes à combustible fossile ensembles pour les applications rurales restent une technologie émergente. Les économies en carburant des systèmes hybrides sont associées à une stratégie de contrôle et à l'architecture globale du système qui permet d'arrêter le groupe diesel lorsque la production d'énergie sur ressource renouvelable est suffisante pour répondre à la demande, et qui utilise le stockage de la batterie à court terme pour réduire les démarrages des générateurs diesel.

8. Etudes et Investissements en infrastructure

8.1 Introduction

Lorsque les réseaux de transport et de distribution ne sont pas correctement dimensionnés (ou en indisponibilité totale ou partielle suite à une maintenance insuffisante), ils ne permettent ni d'alimenter toute la puissance appelée par la clientèle, ni d'utiliser les moyens de production les plus économiques. Dans le premier cas, il y a une mauvaise qualité de fourniture qui peut être mesurée par la puissance non desservie ou la défaillance. Dans le second cas, il y a une mauvaise gestion du parc de production qui peut être mesurée par un surcoût de production. En outre, le mauvais état des réseaux de transport et de distribution contribue à accroître les pertes d'électricité et donc le gaspillage.

Suite aux discussions avec la CEB pour le réseau de transport et la CEET pour le réseau de distribution, les réseaux (lignes et postes) à réhabiliter ont été déterminés avec les estimations approximatives du coût de réhabilitation.

On trouvera ci-dessous dans le paragraphe 8.4 les projets inscrits au programme d'investissements de la CEET (de l'ordre de 100 GFcfa).

Le montant estimé dans le plan stratégique d'investissement réalisé en 2007 par la CEB est de 300 à 350 GFcfa pour le moyen et long termes (infrastructures de production et de transport).

Les études les plus récentes pour la CEB sont les documents suivants :

8.1.1 Plan stratégique d'investissement de la CEB horizon 2007-2026

Ce document préparé par la CEB (version finale avril 2007) a été soumis :

- Le 15 février 2007 à Lomé à un atelier de validation qui a réuni les experts en charge des questions énergétiques et économiques du Bénin et du Togo
- Les 14 mars et 6 avril 2007 à Lomé à deux sessions de la Haute Autorité et le 7avril 2007 à une session du Haut Conseil Inter Etatique.

Le plan stratégique d'investissement de la CEB, Horizon 2007-2026 prend en compte les recommandations issues de ces différentes assises et définit :

- La demande d'énergie dans le réseau de la CEB ;
- Les sources d'alimentation futures du réseau de la CEB ;
- Les Scenarios de satisfaction de la demande entre 2007 et 2026 ;
- Les projets d'extension et de réhabilitation du réseau de la CEB.

8.1.2 Actualisation du Plan directeur de production et de transport d'énergie électrique de la CEB

Cette étude préparée par SNC Lavallin et Decon (rapport final Avril 2003), a pour objectif général l'actualisation du Plan Directeur de Production et de Transport de l'Énergie Électrique de la CEB, en cohésion avec les plans directeurs de la CEET et de la SBEE élaborés, respectivement, par SNC-Lavalin et Decon en 1995-1996. Elle a, essentiellement, pour but de définir les grandes lignes d'un schéma directeur de développement au Bénin et au Togo, en harmonie avec les politiques de développement régional et national des deux (2) pays.

Ces deux études sont des études d'actualisation succinctes. Les études complètes de plan directeur datent de 1994, il est donc nécessaire de refaire une étude complète afin de prendre en compte les derniers et futurs investissements réalisés dans la région notamment :

- La Mise en service de la Dorsale côtière 330 kV,
- Le projet de gazoduc ouest Africain,
- La mise en service de ContourGlobal,
- Le passage au gaz des TAGs de la CEB,
- Le développement des projets de production du WAPP,
- Les projets de nouvelles interconnexions régionales,
- Les réalisations effectuées lors de l'électrification rurale,
- Forte croissance de la demande, essentiellement de pointe,
- Introduction d'opérateurs privés dans la production,
- Augmentation des prix des combustibles,
- Modification de la composition du parc de production,
- Part plus importante du gaz pour la production d'électricité,
- Réorganisation du secteur d'électricité,
- Introduction des services systèmes,
- Séparation comptable des activités de production et transport de la CEB,
- Séparation comptable des activités de production et transport de la CEET,
- Nécessité d'introduire des tarifs d'accès au réseau de transport.

8.2 Préparation d'un Schéma directeur

Il est nécessaire de doter le Togo d'une vision à long terme de développement du réseau électrique national sur l'ensemble du territoire indiquant les besoins en infrastructure de production, de transport et de distribution.

Un schéma directeur permettant d'assurer, à moyen et long termes, le développement harmonieux du réseau, visera plus particulièrement l'approvisionnement (la production et les achats d'énergie électrique), en quantité suffisante pour couvrir entièrement, durablement et à des coûts compétitifs, l'ensemble des besoins des entreprises et des ménages, et la distribution. Il procédera d'une large exploration des sources d'énergie possibles et accessibles au Togo, en tenant compte des évolutions technologiques et du potentiel de production d'électricité au plan national et régional. Ce schéma inclura un plan de financement détaillé des investissements à proposer.

Le schéma d'investissement devra également intégrer

- Les actions sur la demande, notamment l'utilisation efficiente de l'électricité ;
- La promotion des énergies renouvelables ;
- Le respect de l'environnement.

8.2.1 Etude de la demande

L'étude devra :

- Analyser l'évolution historique de la demande d'électricité, ajustée de l'impact des délestages qu'a connu le système électrique,
- Identifier les pertes techniques, non techniques et commerciales ;
- Identifier les principaux déterminants de l'augmentation de la demande d'électricité (PIB, démographie, évolution de la consommation moyenne par utilisateur, nouvelles connexions, dynamique de la demande par catégorie de clientèle, impact des niveaux tarifaires, etc.).
- Analyser la « Demande » en intégrant les perspectives de développement et l'utilisation efficiente de l'électricité ;
- Préparer 3 scénarios (bas, médian, haut) comme scénarios les plus réalistes pour la poursuite de l'étude;
- Développer un modèle de prévision de la demande, prenant en compte les différents paramètres tels que l'élasticité prix-demande, l'impact des mesures de réduction des pertes non techniques et commerciales, l'évolution du PIB, la politique en matière d'expansion des réseaux et du nombre de nouveaux abonnés (ainsi que de leur consommation unitaire basée sur des données historiques) et de mesures réalistes de maîtrise de la demande et d'efficacité énergétique. De façon générale, le modèle de la demande devra retenir les paramètres permettant l'appréhension fine et réaliste du comportement économique des consommateurs d'électricité.

8.2.2 Etude « Equilibre production-consommation » :

L'étude devra :

- Disposer d'une stratégie de sécurisation de l'approvisionnement du Togo en énergie électrique en intégrant la promotion des énergies renouvelables et le respect de l'environnement ;
- Déterminer le plan de production optimal pour l'ensemble du pays et permettant de maintenir dans le système une réserve tournante suffisante ;
- Proposer une liste d'ouvrages candidats (thermiques, hydroélectriques ou toutes autres sources d'énergie) pouvant permettre de satisfaire économiquement à la croissance de la demande en électricité à moyen et à long terme pour les différents scénarii retenus ; cette analyse devra prendre en compte la place du gaz pour la production d'électricité ;
- Prendre en compte des potentialités ou projets d'exportation d'énergie vers des pays voisins dans le cadre du WAPP pour l'établissement des scénarios de demande du futur système électrique ;
- Préparer le plan d'expansion à moindre coût dans un horizon de 15 ans basé sur 3 scénarios (bas, médian, haut) retenus comme scénarios les plus réalistes, complété d'une étude financière incluant l'actualisation et la validation des coûts de construction des différents projets ;

8.2.3 Etude du réseau de transport

L'étude devra :

- S'assurer de la viabilité technique du réseau de transport dans sa capacité à soutenir les puissances de transit actuelles et projetées dans un horizon de 15 ans incluant l'interconnexion avec les pays voisins ;
- Procéder à une étude détaillée des réseaux de transport (modélisation des flux, transit, stabilité des réseaux, etc.) et établir un schéma directeur pour leur développement pour l'ensemble du pays sur la base des scénarios de la demande et de l'offre retenus. Ce schéma déterminera les lignes de transport à réaliser, leur capacité et leurs caractéristiques, ainsi que les postes électriques, en indiquant le calendrier de réalisation pour chaque scénario.

8.2.4 Etude du réseau de distribution

L'étude devra :

- S'assurer de la viabilité technique du réseau de distribution dans sa capacité à soutenir les puissances de transit actuelles et projetées dans un horizon de 15 ans;
- Limiter les perturbations du réseau par l'élaboration d'une politique de qualité de fourniture;
- Préconiser une structure du réseau à long terme décrivant la consistance et le positionnement des postes sources future, la structure des ouvrages HTA;
- Disposer d'un outil de planification et de gestion des ouvrages.

8.3 Etude tarifaire

L'étude devra conduire à des propositions concernant la nouvelle tarification à mettre en place, notamment :

- les tarifs pour l'électricité vendue aux consommateurs sur le territoire national, différenciés selon les tensions de livraison et selon les caractéristiques de consommation des clients ;
- la tarification des livraisons intermédiaires d'électricité entre les opérateurs (accès au réseau, services systèmes…) ;
- la tarification des ventes d'électricité aux pays voisins ;
- la définition d'un mécanisme d'indexation et de révision périodique des tarifs, en fonction des changements de l'environnement économique (inflation, taux de change, prix des produits pétroliers, des équipements et de tous autres biens et services affectés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité) ;
- la définition des principes de tarification et les prix pour les zones rurales éloignées du réseau interconnecté et qui ne sont pas susceptibles d'être atteintes par le réseau dans les dix ou quinze années à venir, étant entendu que pour ces zones, des concessions localisées pourront être octroyées à des opérateurs privés;
- l'élaboration d'un programme d'actions pour l'introduction de la nouvelle structure tarifaire et l'estimation des coûts éventuels induits par la nouvelle structure tarifaire (nécessité de nouveaux matériels de comptage, l'information de la clientèle etc.).

Les principales tâches qui composent l'étude tarifaire, peuvent être résumées comme suit:

- Diagnostic du système tarifaire actuel ;
- Détermination des coûts (investissements production et infrastructures et combustibles à Moyen terme et long terme);
- Proposition de nouvelles structures tarifaires prenant en compte la future organisation du secteur électrique;
- Rémunération des services systèmes
- Etude des tarifs d'accès au réseau de transport ;
- Analyse Financière ;
- Impact des nouveaux tarifs ;
- Etude du système para tarifaire ;
- Modalités de mise en œuvre des nouvelles structures tarifaires ;
- Vente des logiciels d'étude et formation à l'utilisation de ces logiciels.

8.4 Les projets inscrits au programme d'investissements CEET sont les suivants (document communiqué par la CEET)

i. **Extension du réseau de distribution dans les zones périurbaines de Lomé** d'un montant estimatif de *14 071 millions de francs CFA* HTVA réparti en deux phases, dont les études de faisabilité ont été élaborées en 2009 par la CEET;

ii. **Renforcement et extension du réseau de distribution dans les 6 grandes villes de l'intérieur (Aného, Atakpamé, Dapaong, Kara, Kpalimé et Sokodé)** d'un montant estimé à 8 260 *millions de francs CFA* HTVA dont les études de faisabilité ont été élaborées en 2009 par la CEET ;

iii. **Renforcement-Réhabilitation-Extension des départs et des postes sources** d'un montant estimé à *5 508 millions de francs CFA* HTVA dont les études de faisabilité ont été élaborées par la CEET en 2009;

iv. **Renforcement mécanique des réseaux de distribution moyenne et basse tension** de la CEET d'un coût estimatif de *1800 millions de francs CFA HTVA ;*

v. **Electrification de 65 localités rurales** d'un montant estimatif de 9440 *millions de francs CFA HTVA* dont les études de faisabilité ont été élaborées en 2009 par la CEET;

vi. **Renforcement et extension de réseau en milieu rural** d'un montant de 3 000 millions de francs CFA dont les études de faisabilité ont été élaborées en 2009.

vii. **Electrification transfrontalière de 57 localités rurales** à partir des réseaux ghanéens et béninois pour un montant estimatif de 15 040 millions de francs CFA HTVA, réparti en deux phases, dont les études ont été élaborées par la CEET en décembre 2009 ;

viii. **Réhabilitation du barrage de Kpimé** pour un montant estimatif de 2 517 millions de FCFA HTVA. Les termes de référence sont encours d'élaboration par la CEET ;

ix. **Valorisation des sites de micro hydroélectricité du Togo** dont les études sommaires des sites ont été réalisées en 1984 par TRACTEBEL. Huit sites ont été retenus par la CEET et deux (Landa-Kpozanda et Gleï) font l'objet de recherche de financement pour un montant estimatif de ***14 458 millions de francs CFA HTVA***. Les termes de référence ont été élaboré par la CEET en novembre 2009 ;

x. **Elaboration d'un Plan directeur** d'un montant estimatif de ***300 millions de francs CFA*** HTVA dont les termes de références ont été élaborés par la CEET en avril 2009.

xi. **Amélioration de la gestion commerciale et du système d'information** pour un montant estimatif de **7116** ***millions de FCFA*** HTVA dont les termes de références ont été élaborés par la CEET en 2010.

Plan d'investissement CEET (Origine : plan d'affaires CEET 2009-2013)

Nature	Désignation du projet	Montant travaux (MF.CFA)		Financement	Objectif	2010				2011				2012				2013				2014			
		HTVA	TTC			Tri1	Tri2	Tri3	Tri4	Tri1	Tri2	Tri3	Tri4	Tri1	Tri2	Tri3	Tri4	Tri1	Tri2	Tri3	Tri4	Tri1	Tri2	Tri3	Tri4
Projet Industriel	Renforcement et extension du réseau de distribution Phase 1	12 000	14 160	BOAD	Renforcement des capacité																				
	Réhabilitation du réseau MT 5,5 kV et électrification rurale Phase 1	6 250	7 375	BIDC	Expension																				
	Extension du réseau de ditribution de la ville de Lomé et 6 grande villes Phase 2	22 331	26 351	A Rechercher	Expension	EDF	RDF				APD & DAO														
	Electrification rurale Phase 2	12 440	14 679	A Rechercher	Expension	EDF	RDF			APD & DAO															
	Electrification transfrontalière à partir des réseaux ghanéen et béninois	15 064	17 747	A Rechercher	Expension	EDF	RDF			APD & DAO															
	Renforcement-Réhabilitation-Extension des départs et des postes sources	5 508	6 500	A Rechercher	Renforcement des capacité	EDF	RDF			APD & DAO															
	Renforcement mécanique des réseaux de distribution moyenne et basse tension de la CEET	1 890	2 230	A Rechercher	Renforcement des capacité	EDF	RDF			APD & DAO															
	Elaboration du Plan Directeur d'Electrification	300	354	A Rechercher	Expension																				
	Valorisation des sites de micro hydroélectricité du Togo	14 458	17 060	A Rechercher	Renforcement des capacité		RDF			EDF															
	Réhabilitation du barrage de Kpimé	2 517	2 970	A Rechercher	Renforcement des capacité		RDF			APD & DAO															
	Centrale à charbon (IPP) *	300	354	A Rechercher	Renforcement des capacité		EDF		RDF		APD														
Projet Commercial	Renforcement des capacités commerciale et de gestion clientèle	7 116	8 397	A Rechercher	Renforcement des capacité	EDF		RDF		APD															
	Réhabilitation et renforcement des postes autour des marchés, des centres commerciaux et des zones industrielles de Lomé ;	1 545	1 823	BM	Renforcement des capacité	APD & DAO																			
Projet financier	Modèle financier	75		A Rechercher	Stratégique		APD																		
Projet ressources	Amélioration de la gestion commerciale	300			Stratégique																				
Projet de système d'information	Elaboration du cahier de charge d'un nouveau logicile de gestion clientèle	50		A Rechercher	Stratégique					AVP															
	Total Général	102 144	120 000																						

Tri1: Trimestre 1
Tri2: Trimestre 2
Tri3: Trimestre 3
Tri4: Trimestre 4
* Etudes

FDP: Fiche de Projet
EDF: Etudes de faisabilité
RDF: Recherche de financement
APD Avant projet détaillé

8.5 Plan d'investissement de 2006 CEB (Origine : plan stratégique d'investissement de la CEB horizon 2007-2026)

	DESIGNATION	COUT EN GF CFA			REPARTITION ANNUELLE DES INVESTISSEMENTS SCENARIO S2 - V1																			
		PART CEB	PART BDF	TOTAL	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Aménagement hydroélectrique Adjarala	15	92,5	107,5		21,5	37,6	32,3	16,1															
2	TransformationTurbines à gaz consommation gaz	4,8		4,8	4,8																			
3	Remise au potentiel Turbine à gaz de Lomé	1		1	1																			
4	Remise au potentiel Turbine à gaz de Cotonou	1		1	1																			
5	Acquisition un Générateur de Gaz secours	2		2		2																		
6	Réhabilitation centrale Nangbéto	0,6	5,4	6		6																		
7	Protection amont rive droite de Nangbéto	0,5	0	0,5		0,5																		
8	Réhabilitation ligne Lomé-Cotonou-Sakété-Onigbolo	0,6	5,4	6		6																		
9	Réhabilitation de la ligne Lomé-Aflao – Lomé-Port	1,2		1,2		1,2																		
10	Construction poste Maria Gléta	4		4	4																			
11	Réhabilitation Dispatching		6,3	6,3	0,6	3	2,7																	
12	Etude APD et DAO ligne Onigbolo – Parakou	0,005	0,33	0,33																				
13	Construction ligne Onigbolo – Parakou	1,1	9,9	11				5,5	5,5															
14	Etude APD et DAO ligne Sakété – Porto-Novo	0,03	0,29	0,32																				
15	Construction ligne Sakété – Porto-Novo	0,8	7,2	8				3,2	4,8															
16	Construction ligne 161 kV Bembéréké – Malanville	1,34	12,10	13,44				6,7	6,7															

	DESIGNATION	COUT EN GF CFA			REPARTITION ANNUELLE DES INVESTISSEMENTS SCENARIO S2 - V1 suite																			
		PART CEB	PART BDF	TOTAL	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
17	Construction ligne 161 kV Dapaong-Mango	0,55	4,95	5,5		3,3	2,2	0	0															
18	Construction ligne 161 kV Mango-Kara	0,67	6,05	6,72				4,5	2,2															
19	Construction poste Lomé C et ligne raccordement	0,45	4,03	4,48			3,4	1,1	0															
20	Construction poste 161/66/20 kV de Sokodè.	0,45	4,03	4,48				3,4	1,1															
21	Extension bâtiment Siège de la CEB	1,5	0	1,5		0,9	0,6																	
22	Construction ligne 161 kV Natitingou – Porga	0,60	5,40	6,0							3,8	2,2												
23	Alimentation Mandouri (Togo), Matéri et Gouandé (Bénin)	1,28	11,52	12,80						6,4	6,4													
24	Construction ligne 161 kV Lomé – Atakpamè	0,84	7,56	8,4						5,0	3,4													
25	Etude APD barrages de Ketou, Tététou et Vossa		2	2						1	1													
26	Aménagement hydroélectrique de Kétou																							
27	Aménagement hydroélectrique Tététou																							
28	Aménagement hydroélectrique de Vossa																							
29	Nouvelles TAGS CEB Cycle combiné																							?
	TOTAL EN MILLIARD F CFA	40,32	185,0	225,3	11,5	44,9	46,5	56,6	36,5	12,4	14,5	2,2												

	DESIGNATION	COUT EN GF CFA			REPARTITION ANNUELLE DES INVESTISSEMENTS SCENARIO S2 - V1 suite																			
		PART CEB	PART BDF	TOTAL	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	PROJETS REGIONAUX																							
30	Construction ligne 330 kV Dorsale Nord	0,5	4,5	5								2,5	2,5											
31	Construction ligne 330 kV Volta-Momé-Hagou-Sakété	3,29	29,65	32,95		6,6	16,5	9,9																
32	Construction ligne dorsale 330 kV médiane kainji-Parakou-Kara-Yendi	6,06	54,53	60,59													18,2	18,2	18,2	6,1				
34	Alimentation transfrontalière	4,70	42,27	46,97										0,5	0,4	1,1					1,0	0,8	0,9	
	TOTAL EN MILLIARD F CFA	14,55	131,0	145,5		6,6	16,5	9,9				2,5	2,5	0,5	0,4	1,1	18,2	18,2	18,2	6,1	1,0	0,8	0,9	

9. Environnement

9.1 Récapitulatif des projets

Les projets retenus dans le cadre du présent Plan stratégique concernent :

- La réalisation d'une nouvelle centrale thermique au gaz naturel de 50 MW ;
- la construction d'une centrale thermique au charbon ;
- l'aménagement hydroélectrique d'Adjarala ;
- Les ouvrages liés au raccordement des ouvrages de production et de distribution de l'énergie.

9.2 Revue du cadre d'évaluation environnementale des projets d'énergie électrique

9.2.1 Le cadre national

Cadre politique

Le Gouvernement togolais, avec l'implication des différentes catégories d'acteurs du développement, a élaboré, validé et adopté un cadre de politique de gestion de l'environnement et des ressources naturelles. Pour promouvoir une gestion saine de l'environnement et des ressources naturelles, stimuler la viabilité économique, écologique et sociale des actions de développement, les orientations de la politique du gouvernement sont, entre autres, axées sur :

- la prise en compte des préoccupations environnementales dans le plan de développement national ;
- la suppression et/ou la réduction des impacts négatifs sur l'environnement des programmes et projets de développement publics ou privés ;
- l'amélioration des conditions et du cadre de vie des populations.

Dans cette optique, la politique vise :

- l'évaluation environnementale des projets de développement ;
- la promotion de technologies industrielles respectueuses de l'environnement et la gestion rationnelle des déchets industriels ;
- la surveillance et le contrôle de rejets de matières polluantes dans l'atmosphère, dans les eaux et dans les sols ;
- l'inclusion des coûts environnementaux dans les paramètres décisionnels.

Ce cadre comporte des recommandations intéressantes pour la gestion de l'environnement des projets d'énergie électrique. Les documents les plus indiqués dans ce contexte sont :

- le Document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté
- la Politique Nationale de l'Environnement adoptée par le gouvernement en décembre 1998 ;
- le Plan National d'Action pour l'Environnement (PNAE) adopté en juillet 2001 ;
- la Communication Nationale Initiale sur les Changements Climatiques publiée en septembre 2001 ;
- le programme d'action national de lutte contre la désertification PAN/LCD ;
- la politique en matière de la décentralisation ;
- la politique foncière ;
- la Stratégie Nationale de Conservation et d'Utilisation Durables de la Diversité Biologique validée en septembre 2003 ;
- la stratégie nationale de mise en œuvre de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques ;
- la politique en matière des ressources en eau ;
- la politique en matière d'énergie ;
- le plan national de mise en œuvre de la convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants au Togo (PNM).

Cadre législatif et réglementaire

Tout projet dans le secteur de l'énergie est soumis aux lois et réglementations togolaises ainsi qu'aux conventions et traités internationaux qui régissent les domaines de l'environnement et des hydrocarbures. Au plan national, les lois applicables sont :

- la loi N° 2008-005 du 30 mai 2008 portant Loi-cadre sur l'environnement ;cadre réglementaire national en matière d'EIE ;
- la loi n°2008-009 du 19 juin 2008 portant code forestier ;
- loi N°2007- 011 du 13 mars 2007 relative à la décentralisation et aux libertés locales
- le code minier institué par la loi 96-004/PR du 26 février 1996 ;
- le code des hydrocarbures institué par la loi 99-003 du 24 février 1999 ;
- la loi N° 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité ;
- le droit foncier ;

Loi-cadre sur l'environnement

Le cadre législatif de la gestion globale de l'environnement est défini par la loi N°2008-005 du 30 mai 2008 portant Loi-cadre sur l'environnement. La Loi-cadre dans son article 1er fixe le cadre juridique général de gestion de l'environnement au Togo. Elle vise à :

i) préserver et gérer durablement l'environnement ;

ii) garantir, à tous les citoyens, un cadre de vie écologiquement sain et équilibré ;

iii) créer les conditions d'une gestion rationnelle et durable des ressources naturelles pour les générations présentes et futures ;

iv) établir les principes fondamentaux destinés à gérer, à préserver l'environnement contre toutes les formes de dégradation afin de valoriser les ressources naturelles, de lutter contre toutes sortes de pollutions et nuisances ;

v) améliorer durablement les conditions de vie des populations dans le respect de l'équilibre avec le milieu ambiant.

A cet effet, les dispositions de la Loi normalisent la préservation de l'environnement ainsi que les pénalités encourues en cas d'infractions, et présentent les institutions de protection et de gestion de l'environnement.

A priori, la totalité de la loi s'adresse à tout opérateur économique et social qui veut s'installer ou qui opère déjà au Togo. Dans le cadre spécifique des projets d'énergie électrique, les dispositions les plus importantes sont contenues dans les articles 31, 38, 41-43, 55 – 57, 61, 67 – 69, 89, 108, 109, 110, 118, 151, 152, 154, 157 de ladite loi. Son article 38 oblige tout promoteur dont les activités et projets qui, par l'importance de leurs dimensions ou leurs incidences sur les milieux naturel et humain, sont susceptibles de porter atteinte à l'environnement à obtenir une autorisation préalable du ministre chargé de l'environnement. Cette autorisation est accordée sur la base d'une étude d'impact environnemental appréciant les conséquences négatives ou positives que peuvent générer les activités, projets, programmes et plans envisagés sur l'environnement.

Dans le cadre des projets d'énergie électrique, les composantes de l'environnement visées par la loi cadre et pouvant être affectées sont :

i) le sol et le sous-sol (articles 55 – 57, 108) ;

ii) la faune et la flore (articles 61, 108) ;

iii) les eaux continentales (articles 67 – 69, 108, 110) ;

iv) le milieu marin (articles 77, 79, 80, 81) ;

v) l'atmosphère (articles 89, 108, 109, 118).

L'Article 31 fait obligation au promoteur de projet de sensibiliser et d'informer les populations sur les problèmes de l'environnement liés aux actions à développer. Les articles 151, 152 et 154, de ladite Loi cadre prévoient des sanctions d'emprisonnement de six (06) mois à deux (02) ans et d'amendes de cinquante mille (50.000) à cinquante millions (50.000.000) de francs CFA, pour toute personne qui aura:

i) réalisé, sans étude d'impact, des activités, projets ou programmes de développement nécessitant une étude d'impacts sur l'environnement ;

ii) pollué, dégradé le sol et sous-sol, altéré la qualité de l'air ou des eaux, en infraction aux dispositions de la loi ;

iii) entrepris des activités susceptibles de porter atteinte à la faune et à la flore en violation de la loi. Suivant l'article 157, lesdites peines seront portées au double en cas de récidive ou lorsque les infractions visées auront été commises par

   a. un agent relevant des administrations chargées de la gestion de l'environnement ou avec sa complicité ;

   b. toute personne investie de pouvoir de décision en la matière.

Les articles 41 à 43 sont relatifs à l'audit environnemental des projets en exécution. L'article 42 rend l'audit environnemental obligatoire pour toute entreprise ou unité de production.

Cadre réglementaire national en matière d'EIE

Bien qu'antérieurs à la Loi cadre sur l'environnement, trois textes réglementaires suivants sont d'actualité et sont appliqués dans le cadre des Etudes d'Impact sur l'Environnemental (EIE) au Togo. Il s'agit du décret N° 2006-058/PR du 5 juillet 2006 fixant la liste des travaux, activités et

documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude et de ses arrêtés d'application notamment

i) l'Arrêté N°013/ MERF du 1er septembre 2006 portant réglementation de la procédure, de la méthodologie et du contenu des études d'impact sur l'environnement ;

ii) l'Arrêté N°018 /MERF fixant les modalités et les procédures d'information et de participation du public au processus d'étude d'impact sur l'environnement.

Le décret N° 2006-058/PR du 5 juillet 2006 fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude. Selon l'article 6 dudit décret, « sont soumis à étude d'impact sur l'environnement, les projets publics, privés ou communautaires d'importance majeure entre autres :

i) toutes implantations ou modifications des aménagements, ouvrages et travaux situés dans les zones sensibles ou à risques, telles que définies à l'article 2 dudit décret ;

ii) tous les types de projets d'investissements figurant dans l'annexe dudit décret ;

iii) toutes implantations ou modifications des aménagements, ouvrages et travaux susceptibles, qui de par leur nature technique, leur contiguïté, l'importance de leurs dimensions ou la sensibilité du milieu d'implantation, risquent d'avoir des conséquences dommageables sur l'environnement, et qui ne sont pas visées par l'article 2 et l'annexe du décret en question et pour lesquelles la réalisation est soumise à autorisation ;

iv) tout projet dont le ministère chargé de l'environnement et le ministère de tutelle de l'activité concernée décident par voie réglementaire, de la nécessité d'une E.I.E ».

L'article 7 du même décret précise que « toute autorisation, approbation ou tout agrément pour la réalisation des projets visés à l'article 6 dudit décret par une autorité publique, est conditionnée par l'obtention préalable d'un certificat de conformité environnementale délivré par le ministre chargé de l'environnement après une évaluation favorable du rapport d'étude d'impact sur l'environnement soumis par le promoteur ».

L'Arrêté N°018 /MERF fixant les modalités et les procédures d'information et de participation du public au processus d'étude d'impact sur l'environnement définit son article 2 la participation du public comme étant l'implication du public au processus d'étude d'impact sur l'environnement afin de fournir les éléments nécessaires à la prise de décision. Aux termes de son article 3, le public concerné, est celui dont les intérêts sont touchés par les décisions prises en matière d'environnement relativement au projet ou celui qui a des intérêts à défendre ou à faire valoir dans le cadre du processus décisionnel conduisant à la délivrance du certificat de conformité environnementale[22]. La participation du public est requise dans les procédures de la consultation sur place des documents, de la consultation du public par enquête publique ou par audience publique, de la participation des représentants du public aux travaux du comité ad hoc en qualité de membres ou de personnes ressources (article 4).

Loi n°2008-009 du 19 juin 2008 portant code forestier

La loi n°2008-009 du 19 juin 2008 portant code forestier définit et harmonise les règles de gestion des ressources forestières aux fins d'un équilibre des écosystèmes et de la pérennité du patrimoine forestier » (article 1er de la loi n°2008-009 du 19 juin 2008 portant code forestier). Il incite au reboisement, à la conservation et à la protection des sites (articles 48 à 63), à la lutte contre les incendies et les feux de brousse (articles 64 à 68).

[22] Les associations et organisations non gouvernementales œuvrant en matière d'environnement et de développement durable, régulièrement constituées se situent dans la deuxième catégorie.

Loi N°2007- 011 du 13 mars 2007 relative à la décentralisation et aux libertés locales

Elle confie d'importantes attributions en matière d'environnement aux collectivités territoriales. C'est ainsi qu'elle dispose en son article 53 que « la commune, la préfecture et la région ont compétence pour promouvoir avec l'Etat, le développement économique, social, technologique, scientifique, environnemental et culturel dans leur ressort territorial ». La loi de décentralisation institue dans chacune de ces entités, une commission permanente des affaires domaniales et de l'environnement. Elle consacre ainsi la responsabilisation des collectivités locales en matière d'environnement.

Code minier institué par la loi 96-004/PR du 26 février 1996

Les projets d'énergie électrique sont également soumis au Code minier en vertu de l'Article 2, qui dispose que : "la prospection, la recherche, l'exploitation, la détention, le traitement, le transport, la transformation et le commerce des ressources minérales, des hydrocarbures, des eaux minérales et des géothermiques sur le territoire de la République du Togo, dans ses eaux territoriales, sa zone exclusive et son plateau continental sont soumis aux dispositions de la présente loi, à la loi-cadre sur l'environnement et aux dispositions statutaires prises pour leur application."

Loi N° 99-003 du 18 février 99 portant code des hydrocarbures

Le Code des Hydrocarbures a pour objet d'encourager l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz naturel et de favoriser les investissements nécessaires au développement du secteur pétrolier en particulier et de la nation en général. Ledit code s'applique aux activités relatives aux projets d'énergie électrique à travers les alinéas 6 et 8 de son Article 2 qui traitent du transport et du stockage de carburants. Le code prévoit, en outre, en ses articles 38 et 39 des exigences en matière de santé, de sécurité et d'environnement.

Loi N° 2000-012 relative au secteur de l'électricité

La loi relative au secteur de l'électricité promulguée le 18 juillet 2000 s'applique aux activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique. Elle a pour objet la définition de la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité, la définition du cadre juridique au sein duquel sont exercées les activités réglementées sur le territoire national de la République Togolaise, la définition des modalités de participation des entreprises privées au secteur de l'électricité et notamment le régime de propriété et d'usage des installations électriques situées sur le territoire national et des biens affectés à leur exploitation. Enfin cette loi a également pour objet la définition des attributions et des responsabilités des institutions de la République Togolaise et des autres organismes et intervenants du secteur de l'électricité.

En matière environnementale, la loi édicte en sa section III, Article 29 (Obligation générales à la charge des concessionnaires), alinéa 1, points "c", "d" et "e", que « le concessionnaire doit remettre en l'état initial toute voie publique qui aura été, même partiellement, fermée, bloquée ou détournée, du fait des travaux de construction, de maintenance et de réparation des installations électriques dont il a la charge », «…se conformer à toutes les autres législations applicables en matière d'environnement et d'hydrographie », «… se conformer à toute règle existante ou future concernant la pollution atmosphérique, les nuisances sonores et toute autre forme de pollution ».

En son chapitre IV portant sur les règles d'usage des actifs et des biens immobiliers, les articles 40 (Utilisation des terrains), 41 (Accès aux cours d'eau), 42 (Sauvegarde et protection des personnes, des biens et de l'environnement), 43 (Mesures de sécurité) et 44 (Expropriation pour cause d'utilité publique et servitudes) sont également relatifs à la gestion de l'environnement.

Droit foncier

Deux régimes fonciers régissent l'utilisation des terres au Togo : il s'agit du régime foncier coutumier et du régime foncier moderne.

Dans les zones rurales, les chefs de lignage se chargent de l'administration des terres. C'est eux qui octroient les droits d'usage ou de culture aux représentants des familles élargies qui, à leur tour, les répartissent entre les membres de leurs groupes respectifs. Ceux-ci devraient les cultiver pour leur subsistance. Ces droits d'usage sont ensuite transmissibles d'un individu à l'autre par le jeu d'héritage et des dons fonciers, suivant les règles coutumières spécifiques à chaque communauté. Le pouvoir domanial est exercé par les membres les plus âgés de chaque famille qui sont généralement les chefs de famille. La vente foncière en cas de demande d'achat, tout comme le don, est fait par le chef de la collectivité avec le consentement des autres membres.

L'ordonnance N°12 du 06 Février 1974 « fixant le régime foncier et domanial » est aujourd'hui le texte de référence en matière foncière[23]. La réforme agro-foncière intervenue avec ladite ordonnance procède à une classification foncière et domaniale des terres composant l'ensemble du territoire national qui détermine en fait, les différents modes d'appropriation et d'utilisation des terres. De l'ensemble des terres composant le territoire national, l'article 1er de l'ordonnance distingue :

- Les terres détenues par les collectivités coutumières et les individus ;
- Les terres constituant les domaines publics et privés de l'Etat et des collectivités locales ;
- Le domaine foncier national.

En ce qui concerne la propriété foncière et l'expropriation, la Constitution de la IVe République du 14 octobre 1992, dispose en son article 27 que « le droit de propriété est garanti par la loi. Il ne peut y être porté atteinte que pour cause d'utilité publique légalement constatée et après une juste et préalable indemnisation. Nul ne peut être saisi en ses biens qu'en vertu d'une décision prise par une autorité judiciaire ».

La libération des terres en vue de l'installation des projets d'énergie électrique peut requérir un processus d'expropriation à l'amiable ou un processus d'expropriation judiciaire.

L'expropriation à l'amiable consiste en une concertation avec les populations propriétaires des terres (surtout en milieu rural). Cette concertation est organisée par le maître d'ouvrage en présence des autorités administratives de la localité, notamment le Préfet ou son représentant, ainsi que les autorités traditionnelles locales, à savoir, les Chefs-cantons de la localité, les chefs de villages, les notables et les propriétaires des terres. En tout état de cause, le Maître d'ouvrage doit éviter un contrat de don qui pourrait à la longue être contesté par les mêmes donateurs ou leurs descendants. A cet effet, il pourrait rechercher à indemniser les populations et à établir un contrat de vente, un certificat administratif et un titre foncier avec ceux-ci. L'indemnisation peu comprendra dans ce cas les coûts des terres et ceux des arbres utilitaires.

L'expropriation judiciaire peut être entamée directement sans passer d'abord par la procédure à l'amiable ou peut se faire après l'échec de la procédure à l'amiable. Elle consiste à faire intervenir les services compétents de l'administration qui se baseront sur des lois de la République pour exproprier les terres. Pour ce faire, le Maître d'ouvrage par l'intermédiaire de son Ministère de tutelle, prend contact avec les Services des Affaires Domaniales par

[23] L'adoption de la loi No 60 – 26 du 05 août 1960 relative à la protection de la propriété foncière des citoyens togolais complétée par la loi No 61 – 2 du 11 janvier 1961 consolide la propriété foncière des citoyens togolais contre les étrangers qui ne peuvent acquérir la propriété foncière qu'après autorisation préalable de l'autorité publique.

l'intermédiaire du Ministère de l'Economie, des Finances et des Privatisations et décrit le projet avec un plan de situation à l'appui en prouvant que le projet est d'utilité publique. Le Ministère de l'Economie, des Finances et des Privatisations prépare un projet de déclaration d'utilité publique qu'il soumet à l'Assemblée Nationale qui statue et approuve le projet de déclaration d'utilité publique et l'envoie à la Présidence de la République. Cette dernière, se basant sur les lois de la République Togolaise, notamment la Constitution Togolaise, le Décret n° 45-2016 du 1er Septembre 1945 réglementant au Togo, l'expropriation pour cause d'utilité publique, le Décret n° 55-636 du 30 Mai 1955 portant réorganisation foncière et domaniale, l'Ordonnance n°12 du 6 Février 1974 portant réforme agro-foncière, autorise et déclare d'utilité publique sur le Territoire du Togo, le Projet.

L'expropriation pour cause d'utilité publique s'opère par l'autorité de justice. Le Tribunal de Première Instance de la localité où se trouvent les terres objet d'expropriation, est le seul compétent pour prononcer l'expropriation. Après le décret autorisant et déclarant d'autorité publique la construction des installations du projet, le Ministère de l'Economie, des Finances et des Privatisations constitue une commission d'expropriation de trois (3) membres qui se rend sur le site du projet pour mener une enquête commodo et incommodo afin d'apprécier la faisabilité de l'expropriation juridique des terres et discuter à l'amiable avec les propriétaires du montant de leur indemnisation. A la fin des travaux, la commission fait un compte rendu à son Ministère de tutelle, qui saisit le Tribunal de Première Instance de la localité. Le Tribunal convoque les propriétaires et leur notifie le Décret autorisant et déclarant d'utilité publique la construction du nouveau projet sur leurs terres et le montant de leur indemnisation. Une fois le jugement rendu, le Tribunal le signale au Ministère de l'Economie, des Finances et des Privatisations et au Maître d'ouvrage qui entame les formalités d'immatriculation des terres. D'une manière générale, la procédure d'expropriation judiciaire est très longue et varie entre 12 et 18 mois. Toutefois, elle a le mérite de garantir l'acquisition des terres sur le plan juridique au sens du droit moderne.

Pour ce qui concerne des projets d'installations électriques au Togo, le cadre réglementaire s'étend aussi au Code bénino-togolais de l'électricité. Celui-ci indique que les opérations nécessaires à la réalisation d'installations de production d'électricité sont déclarées d'utilité publique par l'Etat compétent. Ce code indique également que les opérations d'expropriation et d'indemnisation nécessaires sont poursuivies conformément aux lois du pays. Celles-ci mentionnent notamment un juste et préalable dédommagement en cas de déclaration d'utilité publique portant atteinte au droit de propriété.

9.2.2 Les Conventions et traités internationaux et régionaux

Pour ce qui est des engagements internationaux et régionaux, le Togo est partie, à un certain nombre de conventions, accords et traités d'où découlent d'autres exigences environnementales pour le projet. Au nombre de ces instruments internationaux applicables dans le contexte des projets d'énergie électriques, on peut citer en rappel :

- la Convention relative à la conservation de la faune et de la flore à l'état naturel (Londres, 08 novembre 1933) ;
- la Convention internationale pour la protection des végétaux (Rome, 06 décembre 1951) ;
- la Convention relative aux zones humides d'importance internationale (Ramsar, 02 février 1971) ;
- la Convention concernant la conservation du patrimoine culturel et naturel mondial (Paris, 23 novembre 1972) ;
- la convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques,
- la convention sur la diversité biologique (Rio de Janeiro, 1992) ;
- la Convention des Nations Unies pour la lutte contre la désertification (Paris, 17 juin 1994) ;

- la Convention de Stockholm sur les Polluants Organiques Persistants (Stockholm, 23 mai 2001) ;
- la Convention 170 du BIT relative à la sécurité et à l'hygiène sur les lieux du travail.
- Le Traité révisé de la CEDEAO de 1993 ;
- la Convention Africaine pour la Conservation de la Nature et des Ressources Naturelles adoptée en 1968 et révisée en juillet 2003.

9.2.3 Les politiques de sauvegarde de la Banque Mondiale

Les politiques de sauvegarde environnementale et sociale de la Banque Mondiale comprennent à la fois, les Politiques Opérationnelles (OP) et les Procédures de la Banque (PB). Les politiques de sauvegarde sont conçues pour protéger l'environnement et la société contre les effets négatifs potentiels des projets, plans, programmes et politiques. Les politiques de sauvegarde environnementale et sociale les plus courantes sont :

- OP 4.01 Évaluation Environnementale, y compris la Participation du Public ;
- OP 4.04 Habitats Naturels ;
- OP 4.09 Lutte antiparasitaire ;
- OP 4.11 Patrimoine Culturel ;
- OP 4.12 Réinstallation Involontaire des populations ;
- OP 4.20 Populations Autochtones ;
- OP 4.36 Forêts ;
- OP 4.37 Sécurité des Barrages ;
- OP 7.50 Projets relatifs aux voies d'Eaux Internationales ;
- OP 7.60 Projets dans des Zones en litige.

Après analyse, il apparaît que les projets proposés dans le plan stratégique peuvent déclencher certaines politiques opérationnelles de la Banque mondiale notamment, OP 4.01 Évaluation Environnementale, y compris la Participation du Public, 4.04 Habitats Naturels, 4.11 Patrimoine Culturel, 4.12 Réinstallation Involontaire des populations, 4.37 Sécurité des Barrages, 7.50 Projets relatifs aux voies d'Eaux Internationales (voir tableau ci-après). Les politiques opérationnelles restantes 4.09, 4.20, 4.36, 7.60. ne sont pas déclenchées par lesdits projets.

Projets proposés	Politiques de sauvegarde environnementale et sociale de la Banque Mondiale									
	OP 4.01	OP 4.04	OP 4.09	OP 4.11	OP 4.12	OP 4.20	OP 4.36	OP 4.37	OP 7.50	OP 7.60
Centrale thermique au gaz naturel de 50 MW	X	X	-	X	-	-	-	-	-	-
Construction d'une centrale au charbon	X	X	-	X	-	-	-	-	-	-
Construction d'une centrale à Cycle Combiné au gaz /JetA1	X	X	-	X	-	-	-	-	-	-
Aménagement hydroélectrique d'Adjarala	X	X	-	X	X	X	-	-	X	-

Politique de Sauvegarde 4.01 : Évaluation environnementale

L'objectif de l'OP 4.01 est de s'assurer que les projets financés par la Banque sont viables et faisables sur le plan environnemental, et que la prise des décisions s'est améliorée à travers une analyse appropriée des actions et leurs probables impacts environnementaux (OP4.01, para 1). Cette politique sera déclenchée étant donné que les projets retenus vont probablement connaître des risques et des impacts environnementaux potentiels (négatifs) dans leurs zones d'influence. L'OP 4.01 couvre les impacts sur l'environnement physique (air, eau et terre, le cadre de vie, la santé et la sécurité des populations; les ressources culturelles physiques, et les préoccupations environnementales au niveau transfrontalier et mondial.

L'OP 4.01 décrit aussi les exigences de consultation et de diffusion. Pour la catégorie (i) des projets A et B; et (ii) les sous-projets classés comme A et B dans un prêt programmatique, l'Emprunteur consulte les groupes affectés par le projet et les Organisations non Gouvernementales (ONG) à propos des aspects environnementaux du projet et tient compte de leurs points de vue. L'Emprunteur commence cette consultation le plus tôt possible. Pour la catégorie des projets A, l'Emprunteur consulte ces groupes au moins deux fois: (a) un peu avant la sélection environnementale et la fin de la rédaction des termes de référence pour l'EIE ; et (b) une fois un projet de rapport d'EIE est préparé. En plus, l'Emprunteur se concerte avec ces groupes tout au long de la mise en œuvre du projet aussi souvent que nécessaire pour aborder les questions relatives à l'EIE qui les affectent. L'Emprunteur donne les informations pertinentes assez rapidement avant les consultations, et dans un langage accessible aux groupes consultés. L'Emprunteur rend disponible le projet d'EIE (pour les projets de la catégorie A) ou tout rapport EIE séparé (pour les projets de la catégorie B) dans le pays et dans la langue locale à une place publique accessible aux groupes affectés par le projet et aux ONG locales avant l'évaluation. Les Plans de Réinstallation Séparés et les Plans des Peuples Indigènes sont divulgués avec le rapport EIE approprié. Sur autorisation de l'Emprunteur, la Banque diffusera les rapports appropriés à Infoshop. Les projets concernés ici sont classés dans la catégorie A et donc soumis à ces recommandations.

Politique de Sauvegarde 4.04, Habitats Naturels

PO/PB 4.04, Habitats naturels n'autorise pas le financement de projets dégradant ou convertissant des habitats critiques. Les sites naturels présentent un intérêt particulier et sont importants pour la préservation de la diversité biologique ou à cause de leurs fonctions écologiques. Les habitats naturels méritent une attention particulière lors de la réalisation d'évaluations d'impacts sur l'environnement. Les projets d'énergie électrique identifiés peuvent avoir des impacts sur les habitats naturels.

Politique de Sauvegarde 4.12, Réinstallation Involontaire des populations

L'objectif de l'OP 4.12 est d'éviter ou de minimiser la réinsertion involontaire là ou cela est faisable, en explorant toutes les autres voies alternatives de projets viables. De plus, l'OP 4.12 a l'intention d'apporter l'assistance aux personnes déplacées par l'amélioration de leurs anciennes normes de vie, la capacité à générer les revenus, les niveaux de production, ou tout au moins à les restaurer. L'OP 4.12 encourage la participation communautaire dans la planification et la conduite de la réinsertion et l'octroi de l'assistance aux personnes affectées, indépendamment du statut légal du régime foncier. Cette politique couvre non seulement la réinstallation physique, mais aussi toute perte de terre ou d'autres biens causant :

(i) la réinstallation ou la perte d'abri;

(ii) la perte de biens ou de l'accès aux biens; et

(iii) la perte de sources de revenus ou de moyens d'existence, indépendamment du fait que les personnes affectées doivent rejoindre un autre emplacement. La politique s'applique aussi à la restriction involontaire d'accès aux parcs légalement désignés et aux aires protégées, causée par les impacts préjudiciables sur les moyens d'existence des personnes déplacées. Les exigences de divulgation sont celles qui sont requises

sous l'OP 4.01. Certains projets retenus pourraient induire des déplacements de population et il pourrait être nécessaire de préparer dans le cadre de certains des projets, un Cadre de Politique de Réinstallation de Populations (CPRP).

Politique de Sauvegarde 4.37 Sécurité des barrages

PO/PB 4.37, Sécurité des barrages recommande pour les grands barrages la réalisation d'une étude technique et d'inspections sécuritaires périodiques par des experts indépendants spécialisés dans la sécurité des barrages. Certains des projets concernent la construction des barrages et devront donc tenir compte de cette Politique de Sauvegarde.

Politique de Sauvegarde 4.11, Patrimoine culturel

PO 11.03, Patrimoine culturel procède à une enquête sur les ressources culturelles potentiellement affectées et leur inventaire. Elle intègre des mesures d'atténuation quand il existe des impacts négatifs sur des ressources culturelles matérielles. Les collectivités possèdent un patrimoine culturel qui n'est pas spécifiquement visé par les activités des projets retenus. Toutefois, des dispositions seront prises pour protéger les sites culturels (patrimoine national et mondial) et même protéger les éventuelles découvertes archéologiques.

Politique de Sauvegarde 7.50 Projets relatifs aux voies d'eau internationales

PO 7.50, Projets affectant les eaux internationales vérifie qu'il existe des accords riverains et garantit que les Etats riverains sont informés et n'opposent pas d'objection aux interventions du projet. Il existe des cours d'eau internationaux traversant le Togo (Oti, Mono) ainsi que l'océan atlantique partagé avec d'autres pays de la sous région. Certains des projets identifiés pourraient être concernés.

9.3 Classification des projets

En considérant la réglementation nationale et les politiques opérationnelles de la Banque mondiale sus mentionnées, les projets retenus nécessitant une étude d'impact environnemental et social approfondie.

En effet, selon le Décret N° 2006-058/PR du 5 juillet 2006 fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude, Sont entre autres, soumises à étude d'impact sur l'environnement (EIE) approfondie. Selon les dispositions dudit texte, sont soumis à une EIE approfondie :

i) tous aménagements, ouvrages et travaux pouvant affecter les zones sensibles ;

ii) tout plan, programme ou politique pouvant modifier de manière significative le milieu naturel ou l'utilisation des ressources naturelles, et/ou la qualité de l'environnement humain en milieu urbain et/ou rural ;

iii) toute utilisation ou tout transfert de technologie susceptible d'avoir des conséquences dommageables sur l'environnement ;

iv) tout entreposage de produits chimiques dangereux ;

v) tout déplacement et réinstallation de population de plus de 200 personnes ;

vi) toute modification des projets qui ont précédemment fait l'objet d'une étude d'impact sur l'environnement ;

vii) tous aménagements, ouvrages et travaux susceptibles, de par leur nature technique, leur ampleur et la sensibilité du milieu d'implantation, d'avoir des conséquences dommageables sur l'environnement ;

viii) les centrales thermiques et barrages hydroélectriques de plus de 10 MW ;

ix) les installations de lignes électriques de plus de 63 kV sur une distance supérieure à 2 km ;

x) toute exploitation industrielle de charbon.

Selon la Politique Opérationnelle 4.01 de la Banque mondiale, un projet envisagé est classé dans la catégorie A s'il risque d'avoir sur l'environnement des incidences très négatives, névralgiques[24], diverses, ou sans précédent. Ces effets peuvent être ressentis dans une zone plus vaste que les sites ou les installations faisant l'objet des travaux. Dans un tel cas, l'emprunteur est responsable de l'établissement du rapport, qui doit généralement prendre la forme d'une étude d'impact sur l'environnement (EIE).

9.4 Lacunes du cadre institutionnel et normatif en matière d'environnement des projets d'énergie électrique

Le cadre institutionnel de l'évaluation environnementale des projets d'énergie au Togo présente des lacunes. Jusqu'à ce jour c'est le Ministère chargé de l'environnement qui joue un rôle prépondérant dans la mise en œuvre du cadre des évaluations environnementale des projets d'électricité. A part la CEB qui dispose d'un service de l'environnement animé par un Ingénieur agronome et un ingénieur du génie sanitaire, les autres intervenants tels que la Direction générale de l'énergie, la Direction générale de la CEET n'ont pas encore un service qui y est dédié. Le service des normes et qualité de la CEET a commencé à être responsabilisé à cet effet mais aucune organisation concrète n'y est encore faite. De ce fait, un effort doit être engagé en vue du renforcement des capacités institutionnelles, techniques et financières des institutions impliquées dans les politiques de développement du secteur de l'énergie électrique et de façon spécifique dans le suivi de la réalisation et de la mise en œuvre des EIE et audits environnementaux.

D'un autre côté, le pays ne dispose ni de normes environnementales, ni de guides sectoriels d'EIE et d'audits environnementaux spécifiques aux projets de développement énergétique. La mise en œuvre du plan stratégique du secteur de l'énergie électrique pourrait être l'occasion d'élaborer :

- les normes sur les rejets atmosphériques, les rejets d'effluents, le bruit, la sécurité au travail, sur l'utilisation de produits, des substances chimiques et équipements, etc.
- les guides sectoriels de projets de développement d'énergie électrique ;
- les clauses et bonnes pratiques environnementales et sociales à insérer dans les dossiers de travaux et d'exploitation énergétique.

[24] Un impact potentiel est considéré comme « névralgique » s'il peut s'avérer irréversible (par ex., entraîner la disparition d'un habitat naturel d'importance majeure) ou soulever des problèmes relevant de l'OD 4.20, «Indigenous Peoples », de la PO 4.04, « Habitats naturels », de l'OP 4.11, « Safeguarding Cultural Property in Bank-Financed Projects » (à paraître), ou de l'OP 4.12, « Involuntary Resettlement ».

9.5 Impacts environnementaux et sociaux prévisibles des projets retenus

9.5.1 Le Projet de barrage hydroélectrique d'Adjarala

Dans le cadre de l'aménagement hydroélectrique de Nangbéto en amont du site d'Adjarala, des actions environnementales et sociales ont été réalisées en réponses aux multiples impacts négatifs relevés. Lesdites actions sont entre autres :

- l'aménagement de pistes pour desservir les zones de recasement ainsi que les villages à déplacer ;
- les forages de puits pour l'eau douce ;
- l'indemnisation des populations déplacées ;
- la construction d'habitat et des logements des paysans déplacés ;
- la reconstruction des cellules de base ;
- la distribution d'aliments ;
- le transfert des populations dans les nouveaux villages ;
- des aides à la production agricole et à l'élevage ;

Bien que ces actions environnementales et sociales aient été réalisées l'aménagement hydroélectrique de Nangbéto a eu des conséquences environnementales et sociales négatives qui n'ont pas pu être atténuées. Au nombre desdites conséquences, on peut citer :

i) les effets sociaux et écologiques causés par l'inondation en aval (perte de terres agricoles, forestières et de pâturage, réinstallation des populations déplacées, conséquences pour la faune et la flore et les espaces naturels, entre autres) ;

ii) les effets sur l'hydrologie;

iii) l'accentuation de l'érosion côtière à l'est de l'embouchure du fleuve ;

iv) la diminution de la pêche dans l'estuaire ;

v) les impacts provoqués par le changement de régime du débit du fleuve sur l'écologie de la plaine alluviale ;

vi) les impacts négatifs sur l'environnement et sur la société que crée une immigration non contrôlée due à l'attrait des ressources de la pêche du lac de Nangbéto ;

vii) la perturbation des voies migratoires des espèces aquatiques ; etc.

Le projet d'aménagement hydroélectrique d'Adjarala présente des forces et des faiblesses sur le plan environnemental et social.

Les forces de ce plan de réinstallation sont :

- l'élaboration d'un rapport d'EIE assorti d'un plan de recasement;
- la prise en compte des directives de la Banque mondiale dans l'EIE ;
- la connaissance du plan de recasement par certaines personnes dans les localités, en attendant que les modalités de déplacement soient définies de commun accord avec la population ;
- l'identification des zones de recasement des populations affectées ;
- la disponibilité des terres d'accueil, toutefois, leur consentement reste à négocier ;
- l'identification des infrastructures à mettre en place ;

- l'information de la population sur la réalisation du projet et son accord de principe ;
- des prévisions pour l'indemnisation des biens ;
- les privilégies prévus pour les populations dans les recrutements d'ouvriers ;
- l'autorisation des riverains pour les activités de pêche ;
- les formations prévues au bénéfice des populations affectées ;
- le désenclavement de certaines localités et hameaux.

Pour ce qui est des faiblesses, outre les impacts sur les ressources biologiques et biophysiques et les déficits relatifs aux questions relatives aux changements climatiques, l'un des plus grands impacts potentiels de l'aménagement hydroélectrique d'Adjarala est le déplacement de plus de 4000 personnes vivant selon une structure traditionnelle très organisée et hiérarchisée bouleversant ainsi l'organisation traditionnelle et socioculturelle. Elle a également permis de relever l'occurrence d'éventuels conflits fonciers et de cohabitation si le plan de réinstallation ne prend pas en compte les avis révélés par les populations lors des enquêtes sur leur appartenance clanique et leur préférence sur les lieux d'accueil. Les enquêtes de terrains ont révélé une insuffisance de communication entre le promoteur et les populations affectées suscitant du coup la nécessité d'entreprendre une discussion avec les populations sur le processus de déplacement et en particulier sur les mécanismes d'indemnisation en y associant les Organisations de la Société Civile. En outre, Certaines personnes ne disposent pas d'informations précises sur le processus de réinstallation créant ainsi un sentiment d'inquiétude par rapport à la réalisation du projet.

Dans le but d'atténuer lesdits impacts, le promoteur (CEB) a prévu un plan de recasement des populations affectées suite à la conduite de l'Etude d'Impact Environnemental et Social de 1993-1998. Les principaux résultats auxquels a abouti l'étude sont relatifs au déplacement des populations, aux compensations financières, à l'appui socioéconomique des populations déplacées. Les estimations financières faites lors de l'étude de 1998 ne semblent plus correspondre à la réalité de terrain soulevant ainsi l'inquiétude des populations rencontrées. Les rapports des différentes enquêtes du terrain et l'analyse du plan de recasement proposé en 1998 par la CEB ont permis de relever que :

- l'audience publique n'a pas été organisée en vue de recueillir l'avis de tous les acteurs concernés par le projet ;
- la population n'est pas encore située sur les limites exactes du barrage, ce qui la rend inquiète par rapport à l'occupation du sol ;
- le barrage n'a pas réellement obtenu l'accord du public ;
- l'attention portée aux groupes vulnérables et aux femmes n'a pas été suffisante ;
- le plan proposé ne va pas contribuer à intégrer socialement et économiquement les déplacés dans les communautés hôtes ;
- des villages seront désorganisés, divisés et séparés et les populations ne pourront plus vivre près de leurs amis ou de leurs proches ;
- les familles affectées ne seront pas indemnisées au coût plein de remplacement ;
- le plan ne met pas suffisamment en exergue la prise en compte des modèles appropriés d'organisation sociale des populations à déplacer ;
- la participation communautaire n'est pas encouragée par ce plan ;
- le plan ne fait pas mention du renforcement de capacités des déplacés en matière de gestion des fonds ;
- les mesures de réinstallation n'ont pas reçu de consensus total des populations et constituent les germes d'un potentiel conflit ;

- les programmes d'appui à l'insertion socio-économique des populations ne semblent pas être adaptés aux réalités des populations affectées ;
- les organisations de la société civile n'ont pas été suffisamment associés au processus ;
- l'attente de la réalisation du barrage depuis plus de 15 ans met en veilleuse le potentiel de développement du milieu et cela crée le doute dans l'esprit des populations ;
- les mesures de compensation prévues par la CEB paraissent dépassées ;
- les coûts écologiques s'annoncent énormes avec la disparition d'aire protégée à Togodo et l'installation des populations dans les forêts classées de Tététou ;

En 2005-2006, la CEB a réactualisé l'EIE de 1998 mais le rapport d'étude n'a pas été validée jusqu'à ce jour. Des dispositions sont actuellement en cours en vue de la réalisation d'une étude d'impact environnemental et social du projet afin d'une prise en compte des observations faites sur le projet. Les recommandations qui pourraient être faites dans le cadre de cette nouvelle étude sont :

- la prise en compte des affinités socioculturelles des populations déplacées ;
- la réactualisation des estimations financières faites lors de l'étude de 1998 en vue de les adapter aux réalités socio-économiques du moment ;
- la meilleure prise en compte du développement de maladies comme le paludisme, le VIH/SIDA, l'hépatite ;
- la considération plus accrue du genre dans le processus de réalisation des études et de mise en œuvre du plan de gestion environnementale et sociale et du pan de réinstallation des populations ;
- l'implication accrue des Organisations de la Société Civile dans le processus d'EIES ;
- la tenue d'une audience publique avant la mise en œuvre du plan de réinstallation des populations ;
- la nécessité de combiner judicieusement les directives de la Banque mondiale, des recommandations de la Commission Mondiale des Barrages et les dispositions en vigueur au Togo pour une bonne conduite de ce processus de réinstallation.

9.5.2 Le développement d'une centrale au charbon au port de Lomé

Le Togo ne dispose pas de centrale au charbon. La réalisation d'un tel projet nécessite une étude d'impact environnemental et social approfondie conformément à la réglementation nationale et aux politiques opérationnelles de la Banque mondiale. Les impacts prévisibles dans un tel cas par rapport aux activités du projet à la phase de construction et d'exploitation sur un site comme celui du port de Lomé pourraient être :

Phase de construction de la centrale	
Activités	Impacts potentiels
Arrivée de la main-d'œuvre	- demande accrue de services locaux - développement de maladies comme le paludisme, le VIH/SIDA, l'hépatite
Déboisement pour la construction du campement et des zones de stockage, de fondation, de stationnement et de travail	- Perte d'habitat

Phase de construction de la centrale	
Activités	**Impacts potentiels**
Stockage de carburants, huiles lubrifiantes, huiles pour transformateur, matériaux de construction et produits chimiques	- fuites, déversements - contamination du sol par le déversement d'hydrocarbures et autres produits chimiques - altération de la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines
Ateliers de fabrication (métal / soudure, nettoyage de conduites, sablage au jet, peinture, électricité, menuiserie, mécanique et instrumentation)	- modification locale de la qualité de l'air due aux émissions de poussières et d'odeurs - encombrement du sol par des flux de déchets - pollution sonore due au bruit généré par les équipements de chantier, le transport des matériels et matériaux par camions, etc.
Ravitaillement en carburant et exploitation de la machinerie	- contamination du sol par le déversement d'hydrocarbures et autres produits chimiques - altération de la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines - érosion, compaction et formation d'ornières - émissions d'échappement - bruit
Construction des routes et circulation, dynamitage, forage, concassage, criblage	- modification locale de la qualité de l'air due aux émissions de poussières et de gaz d'échappement de véhicules et de certains équipements de chantier - perte d'habitat - perte de végétation causée par le déboisement
Excavation et dragage pour les fondations, les ouvrages de régulation, les prises d'eau, les structures d'évacuation, etc.	- accroissement de la turbidité dans les eaux en aval - perturbation de l'écosystème aquatique - conception des prises d'eau et des structures d'évacuation - piégeage et entraînement des poissons et autres organismes aquatiques - pollution sonore due au bruit généré par les équipements de chantier, le transport des matériels et matériaux par camions, etc.
Exploitation de la centrale	
Combustion	- contribution aux changements climatiques par des émissions de gaz à effet de serre - pollution de l'air par l'émission de gaz acides (NO_x, SO_2, CO,), de matières en suspension, de métaux à l'état de traces par la cheminée affectant la qualité de l'air - conflits sociaux liés à la non acceptation du projet par certaines couches de la population et certaines entreprises déjà installées au port - impacts sanitaires - impacts sur les produits agricoles et maraîchers environnants
Manipulation et stockage du charbon et des cendres, circulation des camions	- modification locale de la qualité de l'air due aux émissions de poussière fugitive et de gaz d'échappement de véhicules - pollution sonore due au bruit généré par les équipements de chantier, le transport des matériels et matériaux par camions, etc.

Phase de construction de la centrale	
Activités	Impacts potentiels
Eau de refroidissement du condensateur	- pollution thermique de la mer liée aux rejets d'eau chaude de la centrale - entraînement de petits poissons et des mollusques lié au fonctionnement de la prise d'eau de mer du circuit de refroidissement
Effluents de traitement, enlèvement de la cendre résiduelle, chasse de chaudière, nettoyage de réchauffeur d'air, etc.	- altération de la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines
Déversements, manipulation et stockage de produits chimiques, de carburants et d'huiles	- contamination du sol par le déversement d'hydrocarbures et autres produits chimiques - altération de la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines

9.5.3 Centrale thermique de 50 MW

L'installation d'une nouvelle centrale thermique de 50MW ou éventuellement l'extension envisagée de la centrale de ContourGlobal demandera une étude d'impact environnementale conformément à l'annexe du décret N° 2006-058/PR du 5 juillet 2006 fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude. Cette centrale qui pourrait être au diesel ou au gaz pourrait avoir des impacts similaires à ceux d'une centrale à charbon surtout pour ceux qui sont relatifs aux activités comme :

i) l'arrivée de la main-d'œuvre ;

ii) le déboisement pour la construction du campement et des zones de stockage, de fondation, de stationnement et de travail ;

iii) le stockage de produits (mazout, essence, huiles lubrifiantes, carburant à diesel, huiles pour transformateur, matériaux de construction et produits chimiques divers) ;

iv) les ateliers de fabrication (métal / soudure, nettoyage de conduites, sablage au jet, peinture, électricité, menuiserie, mécanique et instrumentation) ;

v) le ravitaillement en carburant et exploitation de la machinerie ;

vi) la construction des routes et circulation, zones déboisées ou zones de stationnement, transport de terre ou d'autres matériaux à texture fine par camion, chargement et déchargement de camions, élimination de matériaux par le vent, dynamitage, forage, concassage, criblage ;

vii) l'excavation et dragage pour les fondations, les ouvrages de régulation, les prises d'eau, les structures d'évacuation ;

viii) les effluents de traitement, enlèvement de la cendre résiduelle, chasse de chaudière, nettoyage de réchauffeur d'air ;

ix) les déversements, la manipulation et le stockage de produits chimiques, de carburants et d'huiles.

Même si les impacts négatifs liés à la combustion du gaz et du diesel ne sont pas aussi importants que ceux du charbon, il faut noter que le choix du gaz, le moment venu, pourrait présenter des avantages par rapport aux impacts environnementaux négatifs dans le cas d'une centrale au diesel. Par exemple :

- les émissions de particules et SO_X seront négligeables et les émissions de NO_2 sont beaucoup moins importantes que pour les centrales diesel (elles représentent environ 60%). Les émissions en CO_2 sont également plus faibles ;
- le risque de déversement accidentel dû au stockage et à l'utilisation de combustible dans des équipements est moindre pour le gaz par rapport au diesel ;

9.5.4 Les ouvrages liés au raccordement des ouvrages de production et de distribution de l'énergie.

Le raccordement des ouvrages de production et la distribution de l'énergie seont réalisés grâce à la construction de lignes électriques avec des transformateurs fonctionnant à l'hexafluorure de soufre (SF6). Les différentes activités à réaliser dans ce cadre pourraient produire des impacts négatifs sur l'environnement.

Aussi, la construction des lignes électriques pourrait produire des impacts sur :

- l'environnement physique :
- la pollution du sol par des fuites d'hydrocarbures des engins de chantier ;
- le compactage des terres de remblai conduisant à une réduction localisée de la perméabilité du sol ;
- des risques d'altération de qualité des eaux souterraines ;
- la pollution de l'air par les dégagements gazeux des engins de chantier ainsi que par les bruits ;
- glissements de terrain éboulements, des coulées de débris ou des chutes de blocs dans les zones géologiquement instables.
- la biodiversité et les écosystèmes :
- la perturbation de la faune et de la flore locale par les activités des chantiers et les bruits occasionnés par les travaux de construction ;
- des risques de braconnage par les ouvriers des chantiers ; le risque de collision accidentelle et d'électrocution des oiseaux migrateurs, des oiseaux nocturnes et prédateurs avec les conducteurs.
- les activités agro économiques :
- des pertes d'usage temporaire liées à l'ouverture de pistes et à l'installation de chantiers ;
- des pertes d'usage de terres liées à l'implantation des pylônes ;
- des pertes liées à la mise en valeur de parcelles en raison de l'implantation de pylônes sur des terrains irrigués par aspersion via des rampes et pivots.
- l'habitat :
- achat des terres, situées dans l'emprise du projet (emprise des pylônes, sites d'installations des postes et très rares zones de surplomb d'habitations) ;
- perte de valeurs des terrains localisés à proximité immédiate des postes ou des lignes, plus particulièrement dans le cas d'habitations ;
- limitation d'usage agricole sous les lignes HT/MT ;
- impact visuel de la ligne, qui traverse ou surplombe des zones habitées ;
- expropriation de bâtiments ;
- perturbation du fonctionnement de certains appareils électroniques (écrans de télévision ou d'ordinateurs) par les champs électromagnétiques (CEM) créés par des lignes passant à proximité de lieux habités.

- la santé :
- perturbations possibles de la santé -augmentation du risque de leucémie chez l'enfant suite à une exposition aux CEM supérieurs à 0,4 Micro Tesla (·T)- par les champs électromagnétiques, le bruit et la production d'ozone provenant les lignes haute tension ;
- production de bruit par le champ électrique présent à la surface des câbles électriques à leur voisinage immédiat (effet couronne) ;
- développement de maladies comme le paludisme, le VIH/SIDA, l'hépatite.

En ce qui concerne la construction des postes de transformation il pourrait s'agir d'impacts sur le milieu physique :

i) contamination des sols et des eaux de ruissellement par les fuites d'huiles des engins et les effluents des chantiers ;

ii) perturbation de l'atmosphère par des vents de poussières ;

iii) perturbation de la quiétude des sites par les bruits provenant des engins et d'impacts liés à l'hexafluorure de soufre (SF6) :

   a. risque d'asphyxie par diminution de la teneur en oxygène dans une atmosphère confinée l'hexafluorure de soufre (SF6) ;

   b. risque de pollution par le SF6, un gaz à effet de serre.

9.6 Contribution des projets d'énergie électrique à la mobilisation de ressources financières et techniques dans le cadre de la CCNUCC

Les changements climatiques sont désormais au Togo un phénomène réel aux impacts négatifs récurrents et sources de perturbations économiques et écologiques, dégradant les conditions de vie des populations. L'observation des données thermiques moyennes des quarante cinq dernières années[25] montre une augmentation progressive de la température ambiante de 0,5°C à 01,1°C soit une augmentation de la température annuelle de 0,015°C à 0,024°C, lorsqu'on passe de la Région Maritime au Sud à la Région des Savanes au Nord. Au cours de la même période, on note une diminution de la pluviométrie et du nombre de jours de pluies dans la plupart des régions du pays. De 1961 à 2005, la diminution de la pluviométrie a été de 113,8 mm à Lomé, 80,3mm à Sokodé et de 36,7mm à Atakpamé (Figures 2b, 3b, 4b), avec des valeurs annuelles moyennes de 3,5 mm/an pour la Région Maritime, 2,75 mm/an pour la Région des Plateaux et 2,22 mm/an pour la Région des Savanes. Le nombre de jours de pluies quant à lui, a diminué de 14,4 jours dans la Région Maritime, 15,9 jours dans la Région des Plateaux et de 10,6 jours dans la Région des Savanes.

[25] PNAE, 1999 : Expérience togolaise en matière de lutte contre la désertification et proposition de stratégies et de plan d'action, p. 5

Table 1 : Evolution du phénomène de réchauffement et des précipitations dans les différentes zones climatiques du Togo

Régions	Variation de la température			Variation des précipitations (mm)		
	Moyenne de T°C 1961-1985	Moyenne de T°C 1986-2005	Ecarts de T°C	Moyenne des pluies 1961-1985	Moyenne des pluies 1986-2005	Ecarts en mm
Lomé : 06° 10' N – 01°15' E	26.8	27.7	0.9	876.0	762.2	-113,8
Atakpamé : 07°35' N – 01°07 E	25.8	26.7	1.1	1363.3	1290.0	- 36.7
Sokodé : 08°59'N – 01° 07' E	26.2	26.7	0.5	1380.7	1301.0	- 80.3
Mango : 10° 22' N – 00° 28' E	27.9	29.0	1.1	1085.1	1092.6	07.5

Source : Etude secteur Etablissements humains et santé, 2007

Il est donc résulté de cette variabilité du climat un indice d'aridité[26] en dessous de 0,75 pour une même localité d'une année à une autre. Ledit indice est également en baisse, témoignant la tendance à l'aridification du climat au Togo. Les conséquences non maîtrisées qui découlent desdits dérèglements climatiques dans le pays sont par exemple :

i) les inondations récurrentes avec leurs effets illustrés par des pertes en vies humaines et des dégâts matériels, l'augmentation des risques de maladies, les pertes d'infrastructures, etc. et dont les dommages ont été estimés, entre 2007 et 2008 à 30,2 milliards de Fcfa ;

ii) la sécheresse avec pour conséquences à moyen terme, la diminution des réserves en eau disponibles et des terres cultivables, la modification des saisons ainsi que de la durée de la période de croissance végétative, la perte de la biodiversité, la baisse des rendements agricoles de l'ordre;

iii) une augmentation inquiétante du niveau de la mer, de l'ordre de 1 à 2 mm/an, annonçant une élévation du niveau de la mer de 0,5 m à 0,9 m d'ici 2100 et des effets y afférents qui seront : l'accentuation de l'érosion côtière, la perte du plateau continental et les déplacements consécutifs des établissements humains, la perte des terres arables la désagrégation du tissu professionnel, l'altération du milieu physique et des écosystèmes côtiers telle que la réduction des mangroves et autre zones de frayères, etc.

Le Togo, Partie à la Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et son Protocole de Kyoto, a fait donc sienne les préoccupations soulevées par les changements climatiques dont les effets dévastateurs se font de plus en plus sentir. Dans ce contexte et dans la droite ligne de l'article 12 du Protocole de Kyoto instituant le Mécanisme pou un développement propre ainsi que du Plan d'action de Bali adopté par la Conférence des Parties (CdP) à la CCNUCC par sa décision 1/CP.13, la BOAD le Togo voudrait intégrer les préoccupations relatives aux changements climatiques telles que l'atténuation, l'adaptation, la technologie, les financements, le renforcement des capacités, dans les plans et projets de développement nationaux et régionaux.

[26] Le ratio Pluviométrie/Evapotranspiration Potentielle (P/ETP) est l'indice d'aridité.

Dans un souci de mise en œuvre de la CCNUCC, de son Protocole et du Plan d'action de Bali, les projets de développement électrique, sources d'émission de gaz à effet de serre[27] devraient constituer l'épine dorsale des efforts de réduction de gaz à effet de serre, de mobilisation de nouvelles ressources financières à travers des projets d'adaptation/atténuation et d'acquisition de la technologie. A cet effet, toute proportion de rapport efficacité coût gardée, les projets de développement d'énergie électrique du Togo devront désormais tenir compte des avantages possibles à travers les différents mécanismes mis en place par la CCNUCC et ses textes d'application.

[27] L'inventaire des gaz à effet de serre réalisé en 2009 par le Cabinet Global Lead dans le cadre de la Deuxième communication nationale sur les changements climatiques révèle que les émissions de gaz à effet de serre des industries énergétiques, c'est-à-dire les industries dont la principale activité est la production d'électricité pour satisfaire les besoins industriels et domestiques, sont de 96 g de CO2 e en 2000.

10. Chronogramme des principales actions

CHRONOGRAMMES DES PRINCIPALES ACTIONS RECOMMANDEES PAR L'ETUDE DU PLAN STRATEGIQUE

N° ord	Activité	Chronogramme des principales activités																Institutions Responsables	PARTIES PRENANTES
		2011				2012				2013				2014					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
Amélioration des dispositions légales et réglementaires																			
1	Revue du Code Bénino-Togolais																	CEB	CEB, ARSE, DGE Institutions BENIN
2	Modification de la loi sur le secteur électrique (loi N°2000-12)																	ARSE	ARSE, DGE, CEET
	Modification de la loi sur l'ARSE																	ARSE	ARSE, DGE
	Loi spécifique pour la promotion de l'électrification des zones rurales et financièrement défavorisées																	ARSE	ARSE, DGE
	Définir un cadre juridique adéquat favorisant les investissements dans les filières de formation et créer des pôles d'excellence pour la maîtrise des technologies relatives aux énergies renouvelables (le solaire, l'hydraulique, la biommase, etc…)																	DGE	ARSE, DGE, CEET, CEB
	Adopter une loi pour définir une politique générale d'économie d'énergie notamment par la promotion de l'utilisation des équipements consommant moins d'énergie																	DGE	ARSE, DGE, CEET
3	Préparation d'un code des investissements																	MEF	DGE, MEF, ARSE, MPDAT, MCPSP, MIZFIT
Autorité de régulation																			
1	Site Web ARSE																	ARSE	ARSE
2	Méthodologie de calcul d'accès au réseau transport (Bénin et Togo)																	CEB	CEB, ARSE, CEET Institutions BENIN
3	Méthodologie de calcul des tarifs distribution (Togo)																	ARSE	CEET, ARSE
4	Réflexion sur la mise en place d'un Comité Technique de régulation Bénin-Togo																	CEB	ARSE, MME BENIN TOGO
	Régulation des activités de transport et distribution par les régulateurs Bénin et Togo																	ARSE, MME BENIN TOGO	ARSE, MME BENIN TOGO
CEB																			
1	Nouveau cadre juridique pour la CEB																	CEB	CEB, MME Institutions BENIN
2	Séparation comptable des activités transport et production																	CEB	CEB
3	Préparation du Code réseau (Bénin et Togo)																	CEB	CEB, ARSE Institutions BENIN
4	Mise en place de tarif d'accès au réseau (Bénin et Togo)																	CEB	CEB, ARSE Institutions BENIN
CEET																			
1	Mise en place d'une comptabilité analytique des activités distribution et production																	CEET	CEET
2	Préparation du Code distribution (Togo)																	ARSE	CEET, ARSE
Electrification rurale et Efficacité énergétique																			
1	Créer une agence nationale d'électrification rurale avec les instruments de financement																	DGE	DGE, ARSE, CEET
2	Mise en œuvre du programme d'efficacité énergétique ou de maitrise de l'énergie																	DGE	DGE, ARSE, CEET

Préparation Mise en place

CHRONOGRAMMES DES ETUDES ET INVESTISSEMENT EN INFRASTRUCTURES

N° ord	Activité	Chronogramme des principales activités																Institutions Responsables	PARTIES PRENANTES
		2011				2012				2013				2014					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
Etudes																			
1	Actualisation du plan directeur de production et de transport d'énergie électrique de la CEB																	CEB	CEB
2	Elaboration d'un schéma directeur d'électrification pour le Togo																	DGE	DGE, ARSE, CEET, CEB
3	Etude d'identification et de préfaisabilité des sites de micro hydroélectricité du Togo																	CEET	ARSE, CEET, DGE
Investissements en infrastructure																			
1	Aménagement hydroélectrique d'Adjarala																	CEB	CEB, MME Institutions BENIN
2	Réhabilitation de Centrale de Nangbéto																	CEB	CEB, MME Institutions BENIN
3	Ligne 161 kV Kara -Mango-Dapaong																	CEB	CEB, MME
4	Ligne 330 kV dorsale Sud WAPP																	CEB	CEB, MME
5	Renforcement et extension du réseau de distribution dans Lomé et les 6 grandes villes de l'intérieur																	CEET	DGE,CEET
6	Renforcement, réhabilitation et extension des départs et des postes sources																	CEET	DGE,CEET
7	Electrification rurale phase 2																	CEET	DGE,CEET
8	Electrification rurale transfrontalière phase 2																	CEET	DGE,CEET
9	Centrale thermique de 50 à 100 MW en IPP																	ARSE	ARSE, MME, CEB
10	Valorisation de 2 sites de micro hydroélectricité																	DGE	DGE, ARSE, CEET
11	Développement des énergies renouvelables 25 à 50 MW (éolien, solaire) en IPP																	ARSE	DGE, ARSE, CEET, CEB, PRI

Préparation Mise en place

Annexe 1

Importance d'une bonne insertion des ouvrages de production[28]

Une bonne insertion des groupes de production dans le système électrique est essentielle. Elle permet des moyens de production les meilleures performances et d'assurer la sûreté du Système électrique national et du système électrique régional.

Le comportement des moyens de production en régime normal est caractérisé par trois domaines :

- Le dimensionnement général de l'installation

  Les caractéristiques concernées sont :
  - sa puissance unitaire,
  - ses domaines de fonctionnement en fréquence et en tension,
  - son apport maximal de puissance de court-circuit,
  - ses capacités de surcharge temporaire en actif et en réactif,
  - ses possibilités au minimum technique.
- L'adaptation de la production à la consommation en actif

  Les caractéristiques visées sont celles qui ont une incidence sur la capacité du Système à faire face à un déséquilibre transitoire ou prolongé entre la production programmée et la demande.

  Les performances que l'on cherche à déterminer sont celles relatives :
  - aux réglages primaire et secondaire fréquence-puissance (volume de réserve, gradient, disponibilité) ;

[28] RTE (France) Mémento de la sûreté du système électrique Edition 2004

- à la capacité de modulation des groupes, c'est-à-dire leur aptitude à effectuer des variations de la puissance active programmées qui sont nécessaires pour suivre les variations journalières de la courbe de charge nationale ou des échanges avec l'étranger. Les principales performances concernées par ce dernier point sont : le minimum technique auquel la tranche peut fonctionner, la vitesse de variation de puissance possible, l'amplitude de la variation, le nombre de variations et la durée des paliers de puissance entre deux variations ;
- au comportement des tranches vis-à-vis des gradients de variation de comportement des tranches vis-à-vis des gradients de variation de charge (aptitude à la baisse d'urgence, au passage à Pmax, ...).

- L'adaptation de la production à la consommation en réactif

  Les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage et la tenue de la tension du système électrique;

  Ils constituent des points à tension tenue autour desquels s'articule le plan de tension en fonction des transits de puissances active et surtout réactive sur le réseau. Ces transits résultent des charges appelées, du plan de production, des échanges avec l'étranger, de la topologie du réseau et des moyens de compensation en service. Pour assurer ce rôle, les groupes doivent disposer de performances suffisantes en termes de :
  - capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive. Celle-ci est caractérisée par la puissance réactive que le groupe peut absorber ou livrer au réseau, en fonction de la tension du réseau de transport;
  - possibilité d'excursion de la tension à leurs bornes.

<u>Le comportement des moyens de production en situation perturbée est caractérisé par les quatre points suivants :</u>

- la tenue des groupes en présence de perturbations

  La tenue des groupes en présence de perturbations conditionne la sûreté du Système. En cas de perturbations modérées, le maintien des groupes sur le réseau permet d'éviter la dégénérescence en incident. En cas de perturbations plus importantes, telles que l'écroulement de tension ou la rupture de synchronisme, un comportement satisfaisant des groupes limite l'étendue et la profondeur de l'incident. À ce titre, il est indispensable de garantir une parfaite cohérence entre le fonctionnement des groupes et leurs systèmes de protection associés et le plan de défense.

  La philosophie générale est de maintenir les groupes couplés au réseau le plus longtemps possible en mettant en œuvre des dispositifs permettant de limiter l'excursion des grandeurs physiques dans un domaine compatible avec le dimensionnement des matériels, le temps de permettre de résorber la perturbation sous l'action des systèmes de protection du réseau, sans toutefois compromettre le repli de l'installation dans un état permettant une reprise de service rapide, ce repli étant commandé par les dispositifs de protection de la centrale, alternateur compris. Le comportement des dispositifs de limitation des régulateurs de vitesse et de tension est ici déterminant.

- l'aptitude à l'îlotage

  L'îlotage peut survenir suite à une perturbation localisée sur la liaison d'évacuation ou suite à un incident sévère sur le Système.

  Dans le premier cas, un seul groupe est concerné et les conséquences d'un succès ou d'un échec ne sont qu'économiques, la production perdue devant être compensée par celle d'un groupe dont le coût d'exploitation est souvent plus élevé. En revanche, dans le second cas, l'ensemble des groupes d'une région peut être concerné. Le succès de l'îlotage et la tenue des groupes en îlotage conditionnent alors la rapidité de la reconstitution du Système. La capacité d'îlotage est donc bien un besoin du Système.

- le fonctionnement en réseau séparé

  Le bon fonctionnement des groupes en réseau séparé est également un facteur important pour la sûreté du Système. Un bon fonctionnement dans ce domaine, intervenant par exemple suite à des pertes de lignes en cascade, est absolument nécessaire pour éviter l'effondrement général du réseau.

- le comportement lors d'une reconstitution de réseau

  Consécutivement à un incident de grande ampleur, une, voire plusieurs régions peuvent se retrouver totalement hors tension. La capacité des tranches à pouvoir enchaîner rapidement les actions nécessaires à la reconstitution conditionne la rapidité avec laquelle la clientèle sera réalimentée. Les performances attendues des ouvrages de production et de transport L'enveloppe des performances est décrite par le diagramme de fonctionnement de l'alternateur. Celui-ci précise l'évolution des grandeurs puissance active et puissance réactive aux bornes de l'alternateur et pour lesquelles il doit rester raccordé au réseau. Le diagramme de fonctionnement de l'alternateur tient compte des situations suivantes de fonctionnement du réseau :

  - la situation normale,
  - les transitoires de passage en réseau séparé et d'îlotage,
  - les situations d'écroulement de tension,
  - les situations de reconstitution.

  La garantie des performances attendues des groupes de production vis à- vis de la sûreté du Système est assurée par la qualité des processus sensibles relatifs :

  - au réglage des paramètres importants pour la sûreté concernant les fonctions de régulation turbine et alternateur ainsi que la protection des alternateurs,
  - à la maîtrise du Réglage Secondaire de Tension,
  - à la maîtrise des fonctions de sauvegarde.

Annexe 2

Vers une régulation incitant les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures à améliorer leur productivité et la qualité de service

(La régulation des réseaux et des infrastructures, CRE[29] – Rapport d'activité – Juin 2008)

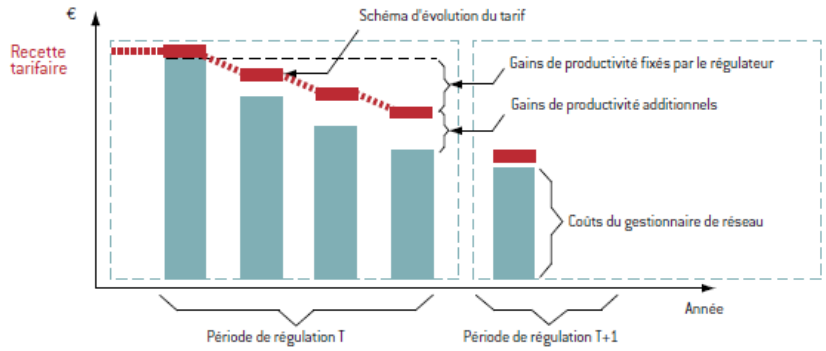
Dans le cadre de ses missions, la CRE élabore les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz et des terminaux méthaniers. Elle les propose, ensuite, aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie pour approbation. Ces tarifs, garants d'un accès aux réseaux et infrastructures transparent et non discriminatoire, doivent refléter les coûts effectivement engagés, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace. Pour répondre à cet objectif d'efficacité, la CRE a engagé une réflexion sur la mise en place d'un mode de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficience tant sur le plan de la maîtrise de leurs coûts que sur celui de la qualité de service offerte aux utilisateurs.

La régulation incitative résulte d'un constat simple : améliorer sa productivité nécessite des efforts, les gestionnaires de réseaux et infrastructures ne s'engageront donc dans cette voie que s'ils y sont financièrement incités. Or, lorsque les périodes de validité des tarifs (dites « périodes de régulation ») sont relativement courtes, les opérateurs ne sont pas incités à minimiser leurs dépenses d'exploitation, car les tarifs se réajustent régulièrement au niveau

[29] CRE Autorité administrative indépendante créée en 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est le Régulateur du secteur de l'énergie en France.

des coûts observés, leur retirant ainsi le fruit de leurs éventuels efforts. Pour résoudre cette problématique, un schéma incitatif adopté par de nombreux régulateurs européens consiste à définir, pour une période de régulation plus longue, une formule d'évolution des tarifs tenant compte d'objectifs de productivité fixés par le régulateur. Il en résulte que pendant cette période, les tarifs ne sont plus strictement liés aux coûts du gestionnaire de réseau (cf. figure 12).

Figure 12 : **Schéma de régulation incitative à la productivité**



L'action de la CRE au niveau national Dès lors, si le gestionnaire de réseau ou d'infrastructure arrive à dépasser l'objectif de productivité qui lui a été fixé, il pourra garder une partie de l'écart entre ses coûts et les recettes issues des tarifs, l'autre partie étant redistribuée aux utilisateurs par une baisse des tarifs. Le gain additionnel pour l'opérateur constitue le moteur de l'incitation. Il est potentiellement d'autant plus élevé que la période de régulation est plus longue. La mise en place d'un tel schéma tarifaire offre en outre une meilleure visibilité aux opérateurs et à leurs clients, dans la mesure où l'évolution des tarifs est fixée pour une plus longue période. Bien évidemment, les efforts de productivité des gestionnaires de réseaux et infrastructures doivent s'accompagner du maintien, voire d'une amélioration du niveau de qualité de service offert aux utilisateurs de réseaux et infrastructures. À cette fin, il est nécessaire de compléter les incitations portant sur la productivité des opérateurs par plusieurs types de mécanisme :

- Suivi et publication d'indicateurs de qualité constituant une incitation à mieux faire par l'affichage des résultats ;
- Mise en place d'engagements de qualité avec versement par l'opérateur aux utilisateurs de contreparties financières en cas de non-respect des engagements ;
- Mise en place d'un système de bonus/malus impactant le revenu de l'opérateur en fonction de l'atteinte d'objectifs de qualité fixés ex ante par le régulateur.

L'établissement d'une formule d'évolution des tarifs sur la base des charges des gestionnaires de réseaux et infrastructures et des objectifs de productivité fixés par le régulateur suppose la définition de l'assiette des charges sur laquelle les gains de productivité seront réalisés. Elle implique une connaissance, de la part de l'autorité de régulation, des gains de productivité potentiels réalisables par les opérateurs dans des délais compatibles avec la période de régulation. Ces deux conditions nécessitent en particulier que les périmètres des charges des gestionnaires de réseaux et infrastructures soient stabilisés, ce qui, en France, n'a été réalisé que récemment, avec l'achèvement du processus de filialisation des gestionnaires de réseaux de distribution. Pour une première mise en œuvre, l'objectif de productivité porte généralement sur les charges d'exploitation maîtrisables, les investissements étant le plus souvent intégralement couverts par les tarifs. Imposer un objectif de productivité spécifique aux investissements requiert, en effet, de pouvoir identifier la part maîtrisable des charges de

capital, ce qui est un exercice plus complexe que pour les charges d'exploitation. Sur tous ces sujets, afin d'alimenter la réflexion, d'indiquer les orientations qu'elle pourrait prendre et de recueillir l'avis des personnes intéressées, la CRE a mené au mois d'octobre 2007 une consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Près d'une trentaine d'acteurs ont répondu à cette consultation. Une majorité d'entre eux s'est montrée favorable à l'allongement de la période tarifaire et à la mise en place d'un mécanisme incitatif à la productivité. Ils ont également été nombreux à souhaiter la mise en place d'un mécanisme incitatif sur la qualité de service.

Annexe 3

Questionnaire d'évaluation de la régulation

Ce questionnaire a été préparé afin d'évaluer les missions et leurs conditions de mise en œuvre à l'ARSE. On a distingué dans ce questionnaire les points qui sont universellement exigés (exigences minimales) et ceux qui relèvent des bonnes pratiques.

Statut

1. Quel est le statut légal de l'autorité de régulation ?	Etablissement public	**2 ans** • Proposer autorité administrative indépendante • Rattachement à la
2. Est-ce qu'il y a une autorité de régulation qui couvre l'intégralité du secteur de l'énergie?	Non	
• "Si oui: énumérer les secteurs dans le champ du régulateur (par exemple, électricité, carburants, gaz, charbon, etc.).		

• "Si non: décrivez combien d'autorités de régulations existent dans le secteur de l''énergie et les compétences couvertes par chaque régulation (charbon du le, gaz, électrification rurale, énergies renouvelables)	Pas d'autre autorité de régulation	Primature • Ajouter Gaz dans les attributions de l'ARSE Ajouter « Energies renouvelables » dans les attributions de l'ARSE • Ajouter « Electrification Rurale» dans les attributions de l'ARSE • Pas de charbon car il n'y a pas de circuit de distribution locale

<u>Missions</u>

Dans ce questionnaire, le régulateur désigne les membres de l'autorité de régulation.

INDÉPENDANCE		
Exigences minimales		
1. L'autorité de régulation est complètement indépendante des acteurs du secteur de l'électricité, et cette indépendance est définie dans la loi	Non	**2 ans** • Modifier la loi pour garantir cette indépendance (les régulateurs sont des employés du Ministère) • Régulateurs à plein temps
2. Les régulateurs n'ont pas d'intérêts financiers et n'ont pas de relations professionnelles avec des acteurs du secteur de l'électricité (sauf activités académiques)	• Pas d'intérêts financiers • Mais les régulateurs sont des employés des ministères (Commerce, Energie, Justice) • 1 réunion/mois et pas de régulateur à plein temps	
3. Les régulateurs sont nommés par une autorité de haut niveau, tel que le Parlement ou le Conseil de Ministres	Conseil des Ministres	

4. La durée des mandats d'un régulateur est déterminée	• Oui • 4ans • Renouvelable 1 fois	
5. le processus de nomination pour le personnel de l'autorité de régulation est basé sur le mérite et est impartial	• Oui • Tests de recrutement suite à appels à candidature public	
6. La révocation d'un régulateur est seulement pour les circonstances définies dans la loi et cette révocation est faite par la même entité qui désigne le régulateur.	• Oui	
7. La provenance des fonds et le financement de l'autorité de régulation sont indépendants du budget de l'état, et le budget pour l'autorité de régulation est alimenté par les participations financières des acteurs du secteur.	• Oui • Actuellement la CEET et dans le futur ContourGlobal	
8. Les recours contre les décisions du régulateur ne peuvent être portés que devant les juridictions	• Oui	
Bonnes pratiques		
9. L'autorité de régulation a le pouvoir de déterminer les participations financières des acteurs du secteur.	• Non • Ministère Economie et Ministère Energie	
10. L'autorité de régulation a le pouvoir de nommer son personnel, et de rémunérer au mérite les membres de son personnel	Oui	
11. La loi définit une période de temps pendant laquelle un régulateur ne peut pas être employé par une entreprise du secteur de l'électricité après avoir quitté l'autorité de régulation.	Non	

12. Pour minimiser le risque d'être « capturé » par le secteur d'énergie, il y a des restrictions sur le nombre de régulateurs qui ont travaillé précédemment dans le secteur réglementé.	Non	
13. L'objet de l'appel est limité à déterminer si la décision de l'autorité de régulation est conforme aux termes de la loi	Oui	

COMPETENCE/ POUVOIRS

Exigences minimales		
14. En ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement, les autorités de régulation doivent participer à la surveillance de:		2 ans • L'ARSE doit réguler les activités transport
• L'équilibre production/consommation moyen et long terme pour le marché national	Non	
• Des prévisions de consommation et des capacités supplémentaires de production prévue	Non	
• Qualité et niveau d'entretien des réseaux	• Distribution : Oui • Transport : Non	
• La mise en œuvre des mesures pour couvrir la demande maximum et enquêter sur les défaillances des producteurs	Non	
15. L'autorité de régulation est responsable pour déterminer :		2 ans • L'ARSE est responsable de la méthodologie de
• Les méthodologies de calcul des tarifs transport et distribution	Non	

• La méthodologie de calcul et les conditions pour la fourniture de services « système » Les services systèmes sont les services fournis par un producteur (réglage fréquence, tension, blackstart…)	Non	calcul des tarifs transport et production de la CEB (en collaboration avec la régulation béninoise) • L'ARSE est responsable de la méthodologie de calcul des tarifs distribution
16. L'autorité de régulation est habilitée à faire des propositions sur les contrats de concession (transport, distribution, production) et également sur les sanctions appropriées en cas de non respect des conditions définies dans le contrat de concession.	Oui	
17. L'autorité de régulation a autorité pour arbitrer les litiges liés aux conditions d'accès, à la tarification, au traitement des congestions du réseau, aux règles, à la séparation comptable, à la publication d'information, à la transparence et à la concurrence.	Oui	
• Dans de tels cas, l'autorité de régulation prend une décision dans les 2 mois.	3mois	
• De telles décisions sont exécutoires à moins et jusqu'à leur remise en cause en appel.	Oui	
18. L'autorité de régulation est garante du bon fonctionnement du marché (impartialité, concurrence) et surveille les points suivants :	Non Applicable	**Avant fin 2011** • Préparation de la séparation comptable des activités production/transport et production/distribution **2 ans**
• les règles de gestion et d'allocation des capacités des interconnexions;	Non Applicable	
• les mécanismes pour lever les congestions ;	Non Applicable	

• les délais pris par les opérateurs du transport et de la distribution pour faire des réparations;	• Distribution : Oui • Transport : Non	• Préparation du cadre juridique pour la régulation de la CEB afin de viser la première phase de mise en place du marché d'ici 3 ans
• la publication d'information par les opérateurs du transport et de la distribution	• Distribution : Oui • Transport : Non	
• La séparation comptable pour s'assurer qu'il n'ya pas de subventions croisées entre les activités de production, transport, et distribution ;	Non Applicable	
• Les clauses, les termes, les conditions et les tarifs pour la connexion de nouveaux producteurs d'électricité afin de garantir l'objectivité, la transparence et l'impartialité ;	Non Applicable	
• Si les exploitants transport et système accomplissent leurs tâches;	Non	
• Le niveau de transparence et de concurrence.	Pas de concurrence	
19. L'autorité de régulation approuve toutes les règles de marché, les codes «réseau», les règles d'accès au réseau, et leurs amendements et leur conformité avec les règles régionales.	En principe oui mais pas de règles	**2 ans** • Refonte du code BT en 2 documents : administrative et technique • Préparation du code réseau transport (Grid Code) par la CEB avec la participation des régulateurs bénino-togolais
20. L'autorité de régulation a l'accès total à l'information nécessaire à l'exécution de ses missions, y compris à l'accès aux comptes des participants du secteur.	Oui	

21. Les autorités de régulations doivent avoir le droit défini par la loi de devenir membres d'institutions internationales et de participer aux processus de prise de décision de ces institutions	Oui	
Bonnes pratiques		
22. L'autorité de régulation participe au processus d'approbation des dispositions réglementaires prises en application des lois qui concerne le secteur;	Oui	
23. L'autorité de régulation a le pouvoir de préparer des règlements, procédures ou directives ;	Oui pour la rédaction mais pas de les diffuser	
24. L'autorité de régulation doit vérifier que toutes les subventions incluses dans le calcul des tarifs sont autorisées par le gouvernement.	Non	
25. L'autorité de régulation a le pouvoir d'exiger que dans les méthodologies de calcul des tarifs soient inclus des termes basés sur la performance,	Non (consultatif)	
• et de pénaliser financièrement une entreprise pour le non respect des conditions de la concession.	Non	
26. L'autorité de régulation, en ce qui concerne les tarifs, a le pouvoir d'exiger des exploitants transport et distribution, si nécessaire :		
• De modifier des termes et conditions, tarifs, règles, mécanismes et méthodologies pour assurer qu'ils sont proportionnés et impartiaux ;	Non	

• De s'assurer que les charges d'accès demandées par les opérateurs du réseau soient établies en toute transparence, et qu'elles reflètent des coûts réels, et qu'elles sont appliquées en toute impartialité, et qu'elles sont comparables à celles d'un opérateur de structure identique.	Non	
27. L'autorité de régulation édite, prépare les contrats de concession et en contrôle le bon respect. L'autorité de régulation peut suspendre ou révoquer des contrats de concession et signale les infractions à l'autorité compétente pour poursuite.	• Pour les autorisations d'exploitation : oui • Pour les concessions : non	
28. L'autorité de régulation a le pouvoir pour faciliter le marché régional d'électricité dont l'objectif est une bonne optimisation des ressources et installations régionales, de participer aux organisations régionales afin de s'assurer de la mise en œuvre des mécanismes préparés par ces instances régionales (ARREC, EEEOA, UEMOA…°).	• ARREC • AFUR • Comité de régulation de l'UEMOA	
29. L'autorité de régulation a le pouvoir d'exiger que les entreprises de transport et de distribution corrigent les contraintes dues aux congestions.	• Distribution : Oui • Transport : Non	
30. L'autorité de régulation a une participation décisive dans la préparation des règles pour la gestion et l'allocation des capacités des interconnexions.	Non Applicable	
31. L'autorité de régulation établit les standards de qualité de service.	Préparation des documents pour le Ministère	

32. L'autorité de régulation peut sanctionner les entreprises de transport et de distribution si les standards de qualité de service ne sont pas respectés.	Oui pour la distributon	

ORGANISATION INTERNE, RESSOURCES

Exigences minimales		
33. L'autorité de régulation a suffisamment de membres pour faire son travail efficacement.	• Oui pour les 3 régulateurs • Non pour le personnel	
34. Le budget de l'autorité de régulation est suffisant pour lui permettre de remplir ses missions	Non	
35. L'autorité de régulation a son propre personnel pour effectuer, à minima, ses activités principales	Oui	
Bonnes pratiques		
36. Les régulateurs ont reçues une formation dans les domaines économique, financier, juridique et en ingénierie, et la majorité des régulateurs possèdent de l'expérience dans le secteur	Oui	
37. Les salaires de régulateurs et personnel permettent de recruter des experts qualifiés dans le domaine de l'énergie	• Les 2 régulateurs ne sont pas rémunérés par l'ARSE • Le personnel : non	
38. Les mandats des régulateurs sont décalés dans le temps pour assurer la continuité institutionnelle.	Non	**2 ans** • Prévoir un décalage dans la loi
39. Il y a entre 3 et 7 régulateurs	Trois (3)	
40. Chaque régulateur a un ordinateur et a un accès internet.	Oui	

41. L'autorité de régulation a un système informatique qui lui permet d'acquérir les données des entreprises de l'énergie en tant que de besoin.	Oui	
42. Les mandats des régulateurs sont supérieurs à deux années afin d'assurer aux régulateurs le développement de leur connaissance et de mettre en œuvre leur expérience.	• 4 années • renouvelable 1 fois	
PROCEDURES POUR LES ACTIVITES « CŒUR DE METIER »		
Exigences minimales		
43. Toute partie peut déposer une plainte auprès de l'autorité de régulation contre les exploitants du système de transport ou de distribution sur toutes les questions en rapport avec l'impartialité, la concurrence, le fonctionnement du marché, les tarifs de transport et de distribution, et la fourniture des services système.	• Distribution : Oui • Transport : Non	
44. L'autorité de régulation doit instruire les plaintes rapidement.	3 mois	
45. Les décisions de l'autorité de régulation sur des sujets qui n'impliquent pas d'information confidentielle sont mises à la disposition du public sur des sites web, journaux officiels ou autres moyens de communication.	Oui sur Rapport Annuel	
Bonnes pratiques		
46. L'autorité de régulation publie les procédures existantes pour déposer des plaintes, les étudier, prendre les décisions et pour garantir la confidentialité d'information.	Oui (site web en cours de développement)	• Sera en service fin octobre 2010

47. L'autorité de régulation doit organiser une audition des parties en cause publique et respecter la règle du contradictoire.	Oui	
48. Les Décisions, les règles de procédure et les autres déclarations de l'autorité de régulation sont disponibles très rapidement sur le site web de l'autorité de régulation.	Site web en cours de développement	
RESPECT		
Exigences minimales		
49. L'autorité de régulation peut recommander des amendes contre les concessionnaires pour non respect des dispositions légales et réglementaires ou des conditions de la concession.	Oui	
50. L'autorité de régulation peut suspendre ou révoquer des contrats de concession dans le cas de violations sérieuses.	• Concessions : Consultatif • Autorisation d'exploitation : oui	
Bonnes pratiques		
51. L'autorité de régulation peut modifier ou amender les contrats de concession des concessionnaires qui n'en remplissent pas les obligations	Non	
52. Les mécanismes pour imposer le respect des conditions de la concession incluent la capacité d'imposer toute sanction financière	Non	
OBLIGATIONS COMPTABLÉS		
Exigences minimales		
53. L'autorité de régulation publie un rapport annuel qui inclut les investigations de l'autorité de régulation.	Oui	

54. Les autorités de régulation nationale contribuent au développement du marché interne en coopérant avec toutes les institutions régionales pertinentes en toute transparence	Oui	
Bonnes pratiques		
55. L'autorité de régulation est soumise aux règles de conflit d'intérêts et d'incompatibilité et au code de bonne conduite.	Oui	
56. Le rapport annuel de l'autorité de régulation inclut un audit financier international.	Audit National	

Annexe 4

Les tarifs de distribution en 2010 au Togo

Tarifs en Moyenne Tension (MT)

TARIFS MOYENNE TENSION	
Puissance souscrite inférieure à 500kVA ; Redevance puissance = 2500Fcfa/ kVA/MOIS	
Energie	En Fcfa/kWh
- Heures creuses	69
- Heures pleines	77
- Heures de pointe	86
- tarif unique	81
Puissance Souscrite > 500kVA · 1000kVA ; Redevance puissance = 2500Fcfa/ kVA/MOIS	
Energie	En Fcfa/kWh
- Heures creuses	69
- Heures pleines	75
- Heures de pointe	84
- tarif unique	79
Puissance Souscrite > 1000kVA ; Redevance puissance = 2500Fcfa/ kVA/MOIS	
Energie	Fcfa/kWh
- Heures creuses	66
- Heures pleines	73
- Heures de pointe	83
- tarif unique	77
Tarifs Zone Franche ; Redevance Puissance = 2500Fcfa/kVA/MOIS	

Energie	Fcfa/kWh
Tarif Unique	64
Redevance pour Eclairage Public = 2Fcfa/kWh aux clients MT	
Facturation de l'Energie réactive :	
cosφ>0,92 : l'énergie réactive n'est pas facturée.	
cosφ inférieur à 0,92, l'énergie réactive est facturée au tarif des heures creuses.	

Source : Arrêté Inter Min N°035 du 29 juin 2009 fixation des tarifs de vente d'énergie MT au Togo /DGE/CEB/ CEET/

Les périodes de tarification sont définies comme suit :

- heures pleines : de 06 heures à 18 heures
- heures de pointe : de 18 heures à 23 heures
- heures creuses : de 23 heures à 06 heures

Les tarifs en Basse Tension (BT)

TARIFS BASSE TENSION Usage domestique	
Redevance puissance = 200Fcfa/ kVA/MOIS	
Puissance Souscrite inférieure ou égale à 2,2kVA	
Tranche sociale	60 Fcfa/kWh
Consommation inférieure ou égale à 40 kWh	
Tranche 1 Consommation supérieure à 40 kWh et inférieure ou égal à 300 kWh	75 Fcfa/kWh
Tranche 2 Consommation supérieure à 300 kWh	91 Fcfa/kWh
Redevance puissance = 200Fcfa/ kVA/MOIS	
Puissance Souscrite supérieure à 2,2kVA	
Tranche 1	75 Fcfa/kWh
Consommation supérieure à 300 kWh	
Tranche 2	
Consommation supérieure à 300 kWh	91 Fcfa/kWh
Location Compteur	500 Fcfa
Entretien branchement	500 Fcfa

TARIFS BASSE TENSION Usage professionnel	
Redevance puissance = 1200Fcfa/ kVA/MOIS	
Tranche 1	
Consommation à 300 kWh	76 Fcfa/kWh
Tranche 2	
Consommation supérieure à 300 kWh	91 Fcfa/kWh
Location Compteur	500 Fcfa
Entretien branchement	500 Fcfa

TARIFS BASSE TENSION Eclairage Public	
Redevance puissance = 1500Fcfa/ kVA/MOIS	
Tranche unique	90 Fcfa/kWh
Location Compteur	500 Fcfa
Entretien branchement	500 Fcfa

TARIFS BASSE TENSION Compteur à prépaiement	
Tranche unique	87 Fcfa/kWh