Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin

DAEM - MERPMEDER

Addendum

Revue des documents sectoriels et note pour la pérennisation du SIG

Rapport Final Août 2015

iED
Innovation
Energie
Développement

FRATERNITE JUSTICE TRAVAIL

RAPPORT Final - Addendum

Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin

Revue des documents sectoriels et note pour la pérennisation du SIG

Références du contrat : DAEM : 206/MEF/MERPMEDER/DNCMP/SP

IED : 2014/007

Client IDA

Consultant IED Innovation Energie Développement
2 chemin de la Chauderaie
69340 Francheville, France
Tel : +33 (0)4 72 59 13 20
Fax : +33 (0)4 72 59 13 39

Site web : www.ied-sa.fr

Rédaction du document

	VERSION 1	VERSION 2	VERSION 3
Date	Août 2015		
Rédaction	CA/HP/PS		
Relecture	CA/HP/PS		
Validation	HP		

Ce rapport a été rédigé par IED dans le cadre du contrat Elaboration du plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin à parti des informations collectées au cours des missions effectuées au Bénin et des échanges avec les personnes rencontrées. Il ne reflète pas nécessairement les opinions de la Banque Mondiale, du Ministère de l'Energie du Bénin, de la SBEE, de l'ABERME.

REVUE DES DOCUMENTS SECTORIELS ET NOTE POUR LA PERENNISATION DU SIG

TABLE DES MATIERES

1 INTRODUCTION 5

2 « PLAN STRATEGIQUE DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ENERGIE AU BENIN » ET « LES GRANDES ORIENTATIONS STRATEGIQUES DE LA SBEE » 5

2.1 Problèmes dans les documents et situation actuelle de ces problèmes 5

2.1.1 Capacité interne de production 5

2.1.2 Déficit de l'offre par rapport à la demande 6

2.1.3 Taux de perte 6

2.1.4 Tarification 6

2.2 Implication du secteur privé dans le secteur de l'électricité 7

2.3 Investissement des privés en centrales utilisant les énergies renouvelables 7

2.3.1 Investissement des privés en grandes centrales thermiques 8

2.4 Stratégie d'approvisionnement en énergie électrique 8

2.4.1 Energies renouvelables 8

2.4.1.1 Centrales hydroélectriques 8

2.4.1.2 Centrales à biomasse 9

2.4.1.3 Centrales PV 10

2.4.1.4 Eoliennes 10

2.4.2 Centrales thermiques 10

2.4.2.1 Centrales utilisant le gaz 11

2.4.2.2 Centrales à charbon 11

2.4.3 Importations 11

3 « PLAN DIRECTEUR DE PRODUCTION, TRANSPORT, DISTRIBUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE – HORIZON 2012 » 12

3.1 Généralités 12

3.2 Prévision de la demande 12

3.3 Plan de production 13

3.4 Réseau de distribution 13

4 « PLAN DIRECTEUR DE DEVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES D'ENERGIE ELECTRIQUE DU TOGO » 14

4.1 Méthodologie 14

4.1.1 Champ de l'étude 14

4.1.2 Autres aspects méthodologiques généraux 14

4.2 Conclusions générales 14

4.2.1 Rôle de la CEB 14
4.3 Prévisions de la demande 15
4.3.1 Méthodologie utilisée 15
4.3.2 Résultats 15
4.4 Planification du mix énergétique 15
4.4.1 Méthodologie 15
4.4.2 Résultats 16
4.4.3 Conclusions 16
4.5 Planification du réseau de transport 16
4.6 Stabilité transitoire 17
4.7 Analyses économiques et financières 17
4.7.1 Analyses économiques 17
4.7.2 Analyses financières 17

5 NOTE POUR LA MISE A JOUR ET LA PERENNISATION DE LA BASE SIG DU PLAN DIRECTEUR 18
5.1 Contexte 18
5.2 Structuration de la base de données 18
5.2.1 Couche localité 19
5.2.2 Réseaux MT Existant 19
5.2.3 Réseaux MT en projet 19
5.2.4 Transformateurs 20

Liste des acronymes :

BT : Basse Tension
CEB : Communauté Electrique du Bénin
CEET : Compagnie Energie Electrique du Togo
DGE :Direction Générale de l'Energie
FCFA : Franc CFA
FMI : Fonds Monétaire International
GCU : Grands Centres Urbains
IED : Innovation Energie Développement
MT : Moyenne Tension
PIB : Produit Intérieur Brut
SBEE : Société Béninoise d'Energie Electrique
TAG: Turbine à gaz
TTC : Toute Taxe Comprise

1 Introduction

Ce document présente les commentaires du consultant sur les rapports suivants :

- **Plan Stratégique de Développement du Secteur de l'Energie au Bénin** (Ministère de l'énergie et de l'eau ; Direction Générale de l'Energie ; non daté)
- **Les Grandes Orientations Stratégiques de la SBEE** (SBEE, Novembre 2011)
- **Plan directeur de développement des infrastructures d'énergie Electrique du Togo** (SNC-Lavalin – juillet 2014),
- **Plan Directeur de Production, Transport, Distribution de l'Energie Electrique – Horizon 2012** (SNC-Lavalin - janvier 1996),

La section 5 présente une note pour la pérennisation du Système d'Information Géographique.

2 « Plan Stratégique de Développement du Secteur de l'Energie au Bénin » et « Les Grandes Orientations Stratégiques de la SBEE »

Le document « Plan Stratégique de Développement du Secteur de l'Energie au Bénin » (Stratégie Bénin) est sans date de préparation/publication. Le document a été probablement préparé en 2009 ou 2010. Le document « Les Grandes Orientation Stratégiques de la SBEE" (Stratégie SBEE) était préparé en 2011.

2.1 Problèmes dans les documents et situation actuelle de ces problèmes

Le document « Stratégie Bénin » mentionne comme problèmes du secteur de l'électricité (p. 9) :

1. Faible capacité interne de production. Grande dépendance aux importations du Nigéria, du Ghana et de la Côte d'Ivoire.
2. Déficit de l'offre par rapport à la demande ; comme dans tous les pays voisins.
3. Taux de perte élevé.
4. Tarification qui ne permet pas de couvrir les charges.

Le document « Stratégie SBEE » mentionne de très nombreux problèmes dont beaucoup sont très spécifiques (ressources humaines, organisation des travaux, relations commerciales, etc.). Les catégories 2, 3 et 4 susmentionnées sont à l'origine de beaucoup de problèmes de la SBEE.

La situation actuelle se présente comme suit :

2.1.1 Capacité interne de production

Le document ne donne pas une définition de « capacité interne » mais il implique que la capacité interne comprend les centrales de la CEB et toutes autres sources d'approvisionnement en énergie électrique au Bénin. Les importations de la CEB ne comptent pas comme capacité interne.

Dans une approche rationnelle, la faible capacité interne de production est un problème seulement si le déficit, par rapport à la capacité interne, ne peut pas être couvert par des importations dont les prix ne dépassent pas les coûts de production interne. En fait, en tenant compte du fait que l'énergie la plus coûteuse est l'énergie qui manque pour satisfaire la demande, le problème des quantités est plus important que le prix. Les prix actuels des importations sont favorables mais les quantités sont limitées. Il y a donc dans ce sens une trop faible capacité interne.

2.1.2 Déficit de l'offre par rapport à la demande

Le déficit existe toujours et s'est probablement aggravé. Le consultant estime que la demande des abonnés de la SBEE était en 2014 au moins de 5% plus élevée que la consommation[1]. Cette demande n'inclut bien entendu pas la demande des abonnés potentiels qui ne sont pas encore approvisionnés par la SBEE. L'estimation du consultant est qu'environ 70% des ménages au Bénin ne sont actuellement (mi 2015) pas approvisionnés par la SBEE. Seul un faible pourcentage de ces 70% a probablement un accès à l'électricité sous forme des systèmes PV ou de groupes électrogènes.

Le déficit se fait remarquer aussi par des délestages et des variations de tension. Le renforcement du réseau est nécessaire. Le volet transport du Plan Directeur prévoit l'amélioration du plan de tension actuel par l'augmentation du nombre de poste source, ce qui permettra de réduire la distance à parcourir en MT, et donc de réduire les pertes. Les problèmes de variation de fréquence sont dus au réseau Nigérian, une étude du WAPP est en cours pour remédier à cet état de fait. Si le Nigéria ne parvenait pas à résoudre ses problèmes de fréquence une solution propre au Bénin a été proposée : l'installation d'une double station de conversion AC-DC-AC au niveau de Sakété.

De plus la sécurité n-1 sera assurée au niveau du transport et des transformateur HTB ce qui se traduira par une réduction du temps de coupure sur panne et une augmentation de la qualité de service.

2.1.3 Taux de perte

Le taux continue d'être élevé. Le but de la SBEE, mentionné dans le document « Les Grandes Orientations Stratégiques de la SBEE » de 2011, était de réduire les pertes vers la norme de 16 – 15% dans les années 2013 -2014 (SBEE p.6). On est loin de cet objectif. En 2013, les pertes totales s'élevaient à 21,3% de l'énergie injectée dans le réseau aux postes sources.

2.1.4 Tarification

La SBEE mentionne dans son document sur « Les Grandes Orientations Stratégiques de la SBEE » : « Mauvaise santé financière, caractérisée par une tension chronique de trésorerie » (SBEE, p.3). Les renseignements que le consultant a reçus de la SBEE au cours de l'étude laissent penser que la situation s'est depuis un peu améliorée. Mais la situation de la trésorerie n'est toujours pas bonne ; elle est seulement moins grave qu'en 2011. L'estimation du consultant est que les tarifs devraient être plus élevés pour que la trésorerie soit normale. Le tarif moyen hors taxes devrait être entre 117 – 126 FCFA/kWh ; en 2013, le tarif moyen était de 110 FCFA/kWh. Mais pour que la trésorerie soit

[1] La consommation était de sa part d'environ 9% plus élevée que les ventes facturées. Les 9% reflètent les pertes non-techniques.

normale au tarif moyen de 117 – 126 FCFA/kWh, il faut que tous les abonnés paient leurs factures à temps. Ce n'est pas respecté par tous abonnés, notamment pas par les sociétés et offices d'Etat, l'administration centrale et les collectivités locales (SBEE, p. 8). C'est une volonté politique qui manque pour régler ce problème.

A part ce problème de trésorerie, il y a un grand problème avec le fait que la SBEE ne puisse faire que de faibles contributions aux investissements. **Les investissements de la SBEE dépendent du financement par le budget national ou par les bailleurs de fonds.** Cela concerne même la maintenance de ses équipements électriques. Le fait qu'une part importante de la capacité diesel de la SBEE soit à l'arrêt - et que les pertes soient élevées - en est la preuve.

La forte dépendance du secteur au financement des bailleurs de fonds a retardé le développement du secteur et cela risque de continuer. Une solution pour réduire la dépendance serait que le Gouvernement émette des obligations pour financer les investissements. Il reste à examiner si cette solution pourrait être conforme avec les critères qu'un bon budget devrait satisfaire (bon dans le sens qu'il est accepté par le FMI). Le Plan Directeur suppose que les bailleurs de fonds vont faire des contributions importantes au financement des investissements pour l'électrification rurale et pour les réseaux de la SBEE. Mais il est aussi supposé qu'un déficit[2] soit financé par des crédits. Les tarifs proposés permettent le service de la dette.

2.2 Implication du secteur privé dans le secteur de l'électricité

Le document « Stratégie Bénin » mentionne la volonté politique de promouvoir l'investissement privé dans le secteur (p.11). C'est à cette fin que le Gouvernement a ouvert le secteur à la participation du secteur privé comme producteur indépendant. La « Stratégie Bénin » prévoit expressément des centrales IPP, fonctionnant au gaz ou au fioul. Le Plan Directeur accorde un rôle même plus important aux IPP. Toutes les nouvelles centrales sont prises en compte dans les calculs tarifaires comme des centrales appartenant aux IPP qui vendent à la CEB (la grande majorité) ou à la SBEE.

2.3 Investissement des privés en centrales utilisant les énergies renouvelables

Il y a à première vue un intérêt important des privés dans l'installation de centrales PV et, dans une moindre mesure, de centrales à biomasse. Une liste de projets proposés par des promoteurs privés que le consultant a reçue de la DGE contient 17 propositions de projets PV et 6 de projets biomasse. Cependant, **aucun projet n'a été réalisé jusqu'à maintenant** selon les connaissances du consultant. Les raisons pour ce non-avancement ne sont pas connues : Prix de vente demandés trop élevés ? Absence des directives précises ? Absence d'une autorité de régulation ? Manque de financement de côté des privés ? Propositions peu sérieuses ? Manque de garantie que la production injectée dans le réseau soit payée ?

[2] Le calcul du déficit tient compte des contributions de la SBEE et du budget national. Ces contributions sont plutôt faibles.

Le consultant recommande la réalisation d'une étude sur l'introduction des « Feed-in-Tariffs » pour promouvoir la participation du secteur privé dans la production de l'électricité par de petites centrales qui utilisent les énergies renouvelables. La définition de « petite » reste à déterminer dans l'étude. Dans beaucoup de pays, la limite est de 10 MW. Parmi les 17 propositions PV, 11 prévoient l'installation de 10 MW ou de moins.

2.3.1 Investissement des privés en grandes centrales thermiques

La liste des propositions faites par les promoteurs privés contient aussi un projet de construction d'une centrale à charbon et un projet de construction d'une centrale dual-fuel à Maria Gleta. De plus, la société ContourGlobal a informé le consultant durant la visite de la centrale de ContourGlobal à Lomé de son intérêt à s'impliquer en tant qu'IPP dans le secteur de l'électricité du Bénin.

Le projet de construction d'une centrale à charbon a été abandonné par le promoteur, la cimenterie NOCIBE, qui envisageait d'installer une centrale dont une partie de la production serait utilisée par la cimenterie et une partie vendue à la SBEE. L'état actuel du projet de la centrale dual-fuel à Maria Gleta n'est pas connu par le consultant. Un APD a été préparé par Tractebel mais il semble que l'AO n'ait pas encore été lancé.

Le plus grand problème pour l'implication des privés en tant qu'IPP via de grandes centrales thermiques au Bénin est dû, selon le consultant, à la situation financière du secteur. Le risque qu'une partie du montant facturé ne soit pas payée ou payée avec d'importants délais n'est pas à ignorer. Les tarifs proposés dans le Plan Directeur ne créent pas ce problème mais l'expérience montre que les propositions tarifaires ne sont souvent pas appliquées pour des raisons politiques. Si les IPP ne sont pas convaincus que leurs factures seront payées entièrement et à temps, ils demandent des garanties fiables. L'expérience faite avec des projets IPP dans d'autres pays en Afrique indique que ces garanties sont difficiles à mobiliser[3].

2.4 Stratégie d'approvisionnement en énergie électrique

2.4.1 Energies renouvelables

Le document « Stratégie Bénin » mentionne comme atouts un potentiel hydroélectrique important et des potentialités en ressource biomasse, énergie solaire et éoliennes (p. 11). Par conséquent, la stratégie donne un rôle important au développement des énergies renouvelables. La production des centrales qui utilisent les énergies renouvelables compte en 2015 pour 33% de l'offre, en 2020 pour 46% et en 2025 pour 37%. Dans le Plan Directeur, ces centrales deviennent aussi plus importantes qu'aujourd'hui mais pas si importante que dans la « Stratégie Bénin » et cela pour les raisons suivantes.

2.4.1.1 Centrales hydroélectriques

La stratégie compte beaucoup sur le potentiel hydraulique. La capacité des centrales de grandes et moyennes capacités est dite de 377 MW et la production à 1100 GWh/an. Le document ne

[3] Au Sénégal, le non-paiement des factures d'un IPP a eu pour conséquence l'arrêt de la centrale par l'IPP. L'arrangement était ensuite que les plus grands clients de la SENELEC paient leurs factures dans un compte spécial qui est utilisé pour le paiement des factures des IPP.

mentionne cependant pas les coûts d'investissement des centrales qui sont considérées comme candidates ; notamment Kétou Dogo, Vossa et Betel. **Le consultant considère au coût de 3000 US$/kW au minimum. A ce coût, le productible est trop faible pour que ces centrales puissent faire partie de la solution d'approvisionnement au moindre coût économique.** Dans le Plan Directeur, seul Nangbeto et Adjarala font partie des sources d'approvisionnement.

2.4.1.2 Centrales à biomasse

Il y a certainement des potentialités pour produire de l'électricité à partir de biomasse. Les grandes centrales à biomasse (> 3 MW) utilisent la technologie de combustion directe ; les petites centrales (typiquement ≤ 500 kW) utilisent la technologie de gazéification ou la production de biogaz qui est ensuite utilisé pour entrainer une turbine.

Le document « Stratégie Bénin » prévoit la disponibilité de 50 MW par centrales à biomasse en 2015, augmentant à 90 MW en 2020 et 110 MW en 2025. Leur contribution à l'offre en énergie (GWh) est de l'ordre de 10% - 12% dans la période 2015 – 2025. Le document « Stratégie Bénin » n'indique pas s'il s'agit de centrales de combustion, de gazéification ou d'un mixte de ces technologies.

Centrales de gazéification : Il est vrai qu'il y a énormément de petites centrales à gazéification en Inde et dans quelques pays d'Asie du Sud-ouest. Il y a cependant très peu des centrales de gazéification en Afrique et les expériences faites avec ces centrales ne sont pas encourageantes. Les centrales sont polluantes sans l'installation de bons filtres et d'équipements pour le traitement des eaux usées. La gestion demande une grande rigueur car la technologie est sophistiquée. Le contrôle de la qualité du combustible est nécessaire tout comme que le remplacement régulier des filtres. Les arrêts à cause des problèmes techniques sont fréquents et il semble que la durée de vie est nettement plus faible qu'annoncée ; plutôt 8 ans au lieu de 15 ans. Il est aussi vrai que les centrales de gazéification ne sont pas encore faites pour un approvisionnement de 24 heures par jour[4].

En tenant compte de ces expériences, le consultant doute que les centrales de gazéification puissent représenter une contribution significative de l'approvisionnement en énergie électrique. Le Plan Directeur ne prévoit pas l'installation de ces centrales pour l'injection dans le réseau interconnecté.

Centrales à combustion : L'installation de ces centrales est souvent attrayante avec cogénération comme c'est le cas dans les sucreries ou des scieries. Il reste cependant à voir si ces centrales sont compétitives sans cogénération. Il n'est pas acquis que les sociétés qui ont exprimé un intérêt à installer ces centrales au Bénin et vendre (une partie de) la production envisagent la cogénération.

La revue des propositions de projets par des promoteurs privés amène le consultant à prévoir une disponibilité de seulement 21 MW à partir de 2020. Il s'agit de trois propositions de projets dont le contrat d'achat est en cours de négociations (2 projets) ou où la Convention de concession a été autorisée par le Gouvernement (1 projet). Les projets envisagent l'installation de 5, 6 et 10 MW. Cela laisse entendre que les centrales soient des centrales à combustion directe. Les coûts

[4] Il semble qu'en Inde, la grande majorité de centrales de gazéification ne tourne que quelques heures par jour. Cette hypothèse est basée sur les informations que le consultant a obtenues de Husk Power, un producteur de ces centrales.

d'investissements cités dans le document manquent de fiabilité ; dans un cas, par exemple, ils sont seulement de 660 US$/kW ce qui est très peu probable.

2.4.1.3 Centrales PV

La production par centrales PV prévue dans le document « Stratégie Bénin » est minime : 1 GWh en 2015, 1,7 GWh en 2020 et 2 GWh en 2025. Il est vrai que les centrales PV n'étaient pas encore très compétitives quand le document a été produit (2010 ?). Sans subvention, leurs coûts de production sont aujourd'hui déjà dans l'ordre des coûts des petites centrales diesel[5]. Les bénéfices sont cependant différents parce que les centrales PV ne produisent que pendant la journée sans stockage et l'installation de systèmes de stockage augmente les coûts de façon importante.

Le Plan Directeur montre que l'installation des centrales PV est favorisée si le coût des centrales est de 1000 US$/kWc. Dans ce cas, c'est la limite technique, estimée à 50% de la pointe à midi, qui détermine la capacité PV dans la solution au moindre coût économique. Sans subvention, le coût de 1000 U$/kW n'est aujourd'hui au Bénin pas atteignable. Peut-être après 2020 si la baisse des coûts des systèmes PV continue – voir l'Annexe 1 du rapport «Plan des Moyens de Production ». Mais il est vrai que les bailleurs de fonds sont aujourd'hui prêts à subventionner des projets d'installations des centrales PV. Le MCC prévoit, par exemple, de financer 45 MWc sous forme de don. Cela a pour conséquence que le prix moyen des projets avec et sans subvention est probablement déjà aujourd'hui autour de 1000 US$/kW. Et si la baisse des coûts des systèmes PV et/ou la subvention des projets par les bailleurs de fonds continue, les prix de ventes des centrales PV seront certainement attrayants dans le futur ce qui donnera à ces centrales un rôle nettement plus important que prévu dans le document sur la stratégie. Dans le Plan Directeur préparé par le consultant, les centrales PV font toujours partie de la solution à moindre coût économique et cela au prix de 1000 et de 2000 US$/kWc. Au prix de 1000 US$/kWc, la contribution des centrales PV à la production totale est d'environ 10%.

2.4.1.4 Eoliennes

Le document sur la stratégie prévoit la disposition de 20 MW en éoliennes en 2015 et de 30 MW à partir de 2017 (p. 22). La liste de propositions de projets par des promoteurs privés contient un seul projet mais sans indication de la capacité, de la production, des sites et des coûts. Seul un Mémorandum d'Entente existe. Le sentiment du consultant est qu'il y a peu de sites au Bénin où la vitesse du vent est suffisamment élevée pour que des éoliennes soient compétitives. Il est donc considéré comme peu probable que les éoliennes représentent une contribution significative à l'offre. Etant donné l'absence des projets, aucune capacité éolienne n'est prévue dans le Plan Directeur. Signalons dans ce contexte que le Plan Directeur Production – Transport de la Côte d'Ivoire, où les conditions devraient être similaires, ne prévoit également pas d'éoliennes.

2.4.2 Centrales thermiques

Dans la « Stratégie Bénin », la production les centrales thermiques comprennent les TAG de la CEB, les TAG CAI et des capacités exploitées par des IPP utilisant des produits pétroliers (probablement HFO) et de gaz. La production des centrales thermiques compte en 2015 pour 38% de l'offre totale,

[5] Le consultant estime que le coût des systèmes PV, y compris l'installation, soit aujourd'hui au Bénin au moins de 2500 US$/kWc et le prix de vente d'un privé au moins de 110 FCFA/kWh.

en 2020 pour 25% et en 2025 pour 36%. Dans le Plan Directeur, les centrales thermiques ont à partir de 2020 un rôle nettement plus important.

2.4.2.1 Centrales utilisant le gaz

Dans la « Stratégie Bénin », les centrales utilisant le gaz sont les TAG de la CEB, les TAG CAI et, à partir de 2023, les centrales des IPP. « La raison pour la relativement faible utilisation des centrales fonctionnant au gaz est mentionnée sur page 20 du document. «Les risques inhérents à cette option concernent donc fondamentalement l'approvisionnement en gaz naturel venant du Nigéria dont la régularité de fourniture et le prix d'achat sont les facteurs déterminants». Le consultant partage ce point de vue et recommande fortement une étude sur la disponibilité en gaz du gazoduc en provenance du Nigéria mais en tenant aussi compte de la possibilité que le Ghana développe ses gisements en gaz et injecte dans le gazoduc. Le Plan Directeur montre que si le gazoduc peut fournir jusqu'à 200 MPC/jour et ce au prix de 11 US$/MMBTU (prix 2015) les cycles combinés à gaz constituent alors les centrales préférées.

2.4.2.2 Centrales à charbon

Le document « Stratégie B130nin » ne prévoit pas l'utilisation des centrales à charbon. Les calculs faits pour la préparation du présent Plan Directeur montrent que les centrales à charbon sont le plus souvent les centrales préférées dans la solution d'approvisionnement à moindre coût économique. Le désavantage de ces centrales par rapport à d'autres technologies est la haute émission de CO2. C'est la raison principale pour laquelle plusieurs bailleurs de fonds ne financent pas les centrales à charbon. **Mais si le gazoduc ne peut pas fournir les quantités nécessaires pour des cycles combinés à gaz et si l'utilisation de GNL coûte très cher, les centrales à charbon constituent la seule technologie de production pour satisfaire la demande de base.** Signalons dans ce contexte qu'une centrale d'environ 200 MW est sous construction au Sénégal et que le Plan Directeur Production – Transport de la Côte d'Ivoire prévoit la mise en service d'au moins de 500 MW à San Pedro en 2020. Des sociétés chinoises ont proposé à la Guinée de construire et exploiter une grande centrale à charbon dont une partie de la production sera utilisée par une usine d'aluminium et le restant vendu à EdG (Electricité de Guinée).

2.4.3 Importations

Dans la « Stratégie Bénin », les importations du Nigéria (TCN) sont une source importante. Elles comptent pour presque 30% de l'offre dans les années 2015 – 2025. Dans le Plan Directeur, une grande partie des importations est dans la plupart des cas remplacée par la production des centrales à charbon ou des cycles combinés dont la production coûte moins cher que les importations.

3 « Plan Directeur de Production, Transport, Distribution de l'Energie Electrique – Horizon 2012 »

3.1 Généralités

Le Plan Directeur de Production, Transport, Distribution de l'Energie Electrique – Horizon 2012 adopte un angle très différent de celui proposé pour le Plan Directeur 2015 – 2035. Son objet principal est la SBEE. A ce titre il s'intéresse surtout à l'état et au développement des réseaux 63 kV, HTA et BT et aux moyens de production propres de la SBEE. La CEB est considérée comme une entité externe chargée de fournir de l'énergie de base au moyen de ses propres ressources et des importations. La pérennité de la fourniture par la CEB dans l'avenir n'est pas examinée de façon très détaillée.

L'importance des zones encore alimentées en 1996 par réseau isolé justifie des développements importants consacrés à ces réseaux et aux moyens de production par groupes Diesel associés.

Le document fourni par la DGE est incomplet. Plusieurs pages manquantes interdisent d'avoir une vision complète du plan de production.

3.2 Prévision de la demande

Le tableau suivant compare les prévisions du Plan et les résultats des années 2010:

	Prévisions	Résultats	Commentaires
Ventes BT 2010 (MWh)	331 576	572 496	Scénario fort
Ventes HTA 2010 (MWh)	419 500	197 892	Scénario fort
Nombre de clients BT	359 353	361 210	Scénario fort
Total ventes 2010 (MWh)	750 076	770 388	Scénario fort
Nombre de clients HTA	499	667	Scénario fort
Pertes 2010 (MWh)	10,9%	20,2%	Scénario fort
Demande 2010 (MWh)	842 100	964 858	Scénario fort
Pointe 2010 (MW)	112,5	162*	Scénario fort *hors Cimenterie et réseaux isolés

La prévision faite en 1996 est globalement correcte en choisissant le Scénario Fort. Ce dernier est légèrement sous-évalué. Cependant les prévisions pour la HTA et la BT considérées séparément sont infirmées. Les consommations BT ont augmenté de façon beaucoup plus importante que prévu. Malgré la très bonne prévision faite sur le nombre de clients BT, le résultat 2010 est sous-évalué de

42% à cause d'une hypothèse trop faible sur les consommations unitaires. A l'inverse la prévision sur les consommations HTA est beaucoup trop forte bien que le nombre de clients ait beaucoup plus augmenté que prévu. Il est probable que le transfert de la Cimenterie d'Onigbolo vers la CEB pèse dans ce constat (50 GWh). Cela ne suffit pas pour autant à compenser la différence de plus de 200 GWh entre la prévision et les réalisations.

Les prévisions intègrent un taux implicite de pertes de 10,9% alors qu'elles s'élèvent de fait à 20,2%. La puissance de pointe prévue ne se monte qu'à 112,5 MW alors qu'elle atteindra 162 MW, ce qui a évidemment des répercussions importantes sur la crédibilité de la stratégie de production tant pour l'aspect des besoins d'importation que pour les moyens de production propres de la SBEE.

3.3 Plan de production

La stratégie de production proposée par le Plan reposait sur une répartition moyens SBEE en pointe/ apports CEB en base dans le rapport 1/3 – 2/3, réservant donc une production de 288 GWh pour les moyens propres ou IPP de la SBEE. En puissance 78,8 MW sont fournis par la CEB et 31,7 MW par la SBEE.

Dans les faits ce scénario ne se réalise ni en 2010, ni les années suivantes. Les centrales diesel SBEE ne sont pratiquement plus disponibles, faute de maintenance ou obsolètes. Une compensation partielle est obtenue par la location de groupes diesel auprès d'Agrekko et MRI jusqu'en 2010. La réalisation de l'interconnexion avec le Nigéria permet de compenser à bon compte à la fois l'écart entre prévision et réalisation et la défaillance des groupes SBEE, au prix d'une dépendance presque totale en énergie et en puissance du Bénin aux fournitures de la SBEE. Celle-ci se traduit aussi par une dégradation importante de la qualité de service liée à l'irrégularité des importations venues du Nigéria.

Le Plan fait aussi une analyse instructive sur l'état des groupes diesel SBEE en 1995. On ne peut que remarquer que cette situation se renouvelle en 2012, malgré la mise hors service progressive des machines alimentant les réseaux isolés dès lors raccordés au réseau.

3.4 Réseau de distribution

Les prévisions de développement du réseau se sont révélées très inférieures aux réalisations.

	Prévision 2002-2012	Réalisation 2002-2012	Prévision 1995 - 2012
Longueur de réseau BT (km)	665	1 962	1 150
Longueur de réseau HTA (km)	351	1 933	584,5
Postes HTA/BT (kVA)	9 833	14 900	14 833

Le Plan contient un plaidoyer très développé pour le système MALT nord-américain comparé au système dit « européen ». En fait cette comparaison est effectuée par rapport au système EDF qui ne contient pas des variantes utilisées en Europe (UK, Irlande) ou extrapolées en Australie. Les

dérivations biphasées et le SWER sont compétitives avec les solutions MALT et permettent d'utiliser des systèmes de protection plus efficaces et moins exigeants sur le long terme.

4 « Plan directeur de développement des infrastructures d'énergie Electrique du Togo »

Le document commenté par le consultant est le rapport final provisoire de juillet 2014

4.1 Méthodologie

4.1.1 Champ de l'étude

L'étude se limite aux besoins du Togo, sans prendre en compte le Bénin alors que les deux systèmes électriques sont étroitement interconnectés et que le risque d'investissements redondants en production et en transport est très élevé avec le parti d'une étude limitée seulement à l'un des deux pays.

4.1.2 Autres aspects méthodologiques généraux

L'approche méthodologique générale est semblable à celle adoptée pour le Plan Directeur du Bénin.

4.2 Conclusions générales

4.2.1 Rôle de la CEB

Le rapport préconise la modification du rôle de la CEB, dépouillé de son statut d'acheteur unique mais maintenu dans celui de dispatcher et de gestionnaire du réseau de transport et d'exploitant de certains ouvrages de production.

Nous pensons bien au contraire que le statut d'acheteur unique de la CEB doit être renforcé et réellement appliqué au-dessus d'un niveau de puissance minimal. Seule cette disposition peut garantir que soient évités des errements bien visibles actuellement au niveau de moyens de production utilisés de manière sous-optimale ou carrément inopportuns dans le contexte énergétique actuel.

La possibilité pour la CEET et la SBEE d'acheter à d'autres que la CEB correspond à la situation de fait prévalant actuellement.

Par contre l'activité de la CEB devrait se concentrer sur ses activités de dispatcher et d'acheteur unique, les activités de production et de maintenance du réseau de transport pouvant être confiés à d'autres acteurs.

On ne peut dire en outre que l'ouverture des marchés à la mode européenne ou anglo-saxonne préconisée ici soit un grand succès pour les consommateurs de ces pays et donc recommandable par nous pour les pays de l'Afrique de l'Ouest.

4.3 Prévisions de la demande

4.3.1 Méthodologie utilisée

La méthodologie retenue dans cette étude est double et complémentaire, elle repose sur une approche tendancielle pour les prévisions relatives aux catégories de consommateurs ; complété par une approche de l'utilisation finale étayée par une enquête socio-économique en milieu rural. Dans les faits il est remarqué que les conclusions de l'enquête ont été anticipées en partant du principe que les consommateurs en zone rurale ont une consommation spécifique inférieure d'environ 50% à celle des consommateurs urbain dont la consommation est estimée à partir des rapports annuels de la CEET.

Pour les clients BT la prévision de la demande est établie en fonction des prévisions démographiques, des objectifs en termes de taux d'accès et des consommations spécifiques. La demande est estimée en prenant en compte la l'énergie non desservie. La méthodologie est donc similaire à cette adoptée pour le Bénin. Contrairement à l'approche adoptée dans le Plan Directeur du Bénin la demande spécifique des abonnés BT est considérée comme constante sur la période d'étude.

Un seul scénario de demande est étudié dans le détail. Les développements en Scénarios Haut et Faible ne sont faits qu'à titre d'étude de sensibilité.

4.3.2 Résultats

Le Plan Directeur du Bénin prend en compte la demande du Togo pour estimer le développement de la CEB. Les scénarios de croissance de la demande du Togo utilisé pour notre étude se basent sur les estimations propres de la CEB.

Dans le Plan Directeur du Togo fait par SNC-Lavalin, la demande de pointe pour le Togo varie de 216 MW (2014) à 526 MW (2028) ; ce qui situe les prévisions de SNC entre le Scénario Faible (419MW) et le Scénario Moyen (600 MW en 2028) pour le Togo utilisé pour le Plan Directeur du Bénin pour estimer la demande de la CEB.

Les études de sensibilité faites placent le scénario Haut du Plan Directeur du Togo au niveau du Scénario Moyen (Togo) utilisé dans le Plan Directeur du Bénin.

4.4 Planification du mix énergétique

4.4.1 Méthodologie

La période étudiée dans le Plan Directeur de la CEET s'étend de 2015 à 2028, celle faisant réellement l'objet d'optimisation étant 2018 – 2028.

Les objectifs recherchés et les principes d'optimisation sont semblables à ceux utilisés pour le Plan Directeur du Bénin. Cependant la pratique méthodologique appelle les remarques suivantes :

- Le logiciel SYPCO de SNC-Lavalin ne semble pas procéder à une optimisation systématique sur l'ensemble des scénarios envisageables comme le fait WASP. Seuls quelques scénarios sélectionnés sont comparés successivement.

- Les besoins de réserve tournante ne sont pas utilisés comme contrainte de planification mais seulement la marge brute de production alors que WASP considère les deux.
- Les critères de fiabilité retenus sont voisins : DND[6] < 72 h pour le Togo, DND < 88 h de la demande pour le Bénin
- La valeur actualisée nette avec un taux d'actualisation de 10% est retenue comme critère de classement des scénarios dans les deux cas.
- Il n'apparaît pas de centrale hydroélectrique nouvelle parmi les moyens de production candidats.
- Les centrales solaires et biomasse sont mentionnées mais non traitées par l'optimisation et non quantifiées dans le mix énergétique.
- Un projet éolien est pris en compte pour 5 MW effectifs. Celui-ci est négligé dans le cas du Plan Directeur du Bénin.

4.4.2 Résultats

Les conclusions de l'étude appellent quant à elles les remarques suivantes :

- La centrale thermique d'ADODO au charbon-vapeur (450 MW) joue un rôle pivotal dans le mix énergétique prévisionnel. Contrairement à ce qui est énoncé dans le rapport, cette centrale ne fait pas (plus ?) partie du Plan directeur du WAPP actualisé 2011. Le Plan Directeur du Bénin prévoit également dans beaucoup de scénarios la construction d'une centrale au charbon de même capacité à SEME-PODJI. Il y a donc un risque évident de redondance, ce qui met encore en lumière l'inconvénient de traiter séparément les deux pays. En outre la question de la faisabilité du port minéralier associé et des coûts correspondants n'est pas traitée.
- Paradoxalement la centrale à cycles combinés (450 MW) de Maria Gléta prévue au plan directeur du WAPP n'est pas clairement prise en compte et il n'est pas vérifié que la puissance additionnelle censée en provenir est disponible.
- La question de l'approvisionnement en gaz naturel, la distinction entre les coûts GNL et gaz en réseau ne sont pas approfondis.

4.4.3 Conclusions

Prendre en compte les conclusions du plan directeur de production de la CEET suppose donc essentiellement retenir la centrale à charbon d'ADODO (ou ADOBO) en substitution à celle de SEME-KPODJI au Bénin. Une analyse comparative des avantages et inconvénients de ces deux sites au plan économique, technique, environnemental est donc nécessaire de même que l'analyse de leurs moyens de financement.

4.5 Planification du réseau de transport

Les deux plans directeurs se basent sur l'étude précédente de SNC-Lavalin de bouclage des réseaux sud de la CEB. Outre la localisation des principales centrales de production et le développement des

[6] Durée moyenne de Non Desserte

lignes correspondantes, les deux plan directeurs ont des conclusions similaires quant au écoulement de charges et aux études en situation de contingence.

4.6 Stabilité transitoire

L'étude ne contient que des considérations générales sur la stabilité transitoire et ne donne pas de preuves tangibles que ce problème a réellement été examiné en détail, contrairement à celui de l'écoulement de charges, abondamment documenté.

4.7 Analyses économiques et financières

Les analyses économiques et financières se limitent dans le Plan Directeur du Togo au programme d'électrification. Dans le Plan Directeur du Bénin, les analyses financières portent sur le secteur de l'électricité dans son ensemble.

4.7.1 Analyses économiques

Dans les analyses économiques du Plan Directeur du Togo, le tarif moyen actuel (89 FCFA/kWh) et le tarif qui découle des dispositions à payer l'électricité des abonnés potentiels (24 FCFA/kWh ; la valeur suppose qu'ils consomment 79 kWh/mois !) sont comparés avec le coût d'achat d'électricité de 58 FCFA/kWh.

Il est évident que la disposition à payer de 24 FCFA/kWh ne donne pas la rentabilité souhaite de 12% sous forme du taux de rendement interne (TRI) si le coût d'achat es de 58 FCFA/kWh. La comparaison du tarif moyen de 89 FCFA/kWh avec ce coût montre que le TRI de 12% n'est pas non plus atteint. Il faudrait un tarif d'environ 160 FCFA/kWh ou des subventions pour que le TRI du programme d'électrification soit de 12%.

Nous ne considérons pas l'approche comme adéquate parce que les bénéfices de l'électrification sont nettement plus élevés que les dispositions à payer l'électricité des abonnés potentiels ou le tarif moyen qui est actuellement en vigueur. Il est vrai qu'il est difficile, sinon impossible, de quantifier tous les bénéfices parce que beaucoup se réalisent seulement à long terme. Un effort pour quantifier tous les bénéfices de l'ER a été fait dans une étude d'ESMAP menée aux Philippines en 1998. Le résultat a montré que le bénéfice par ménage était compris entre 80 et 150 US$ par mois. Source: ESMAP, Rural Electrification and Development in the Philippines: Measuring the Social and Economic Benefits, Report 255/02, May 2002, p. 3. Même si ce résultat est mis en doute et que le bénéfice réel ne représente qu'un dixième du résultat de l'étude, il serait toujours suffisamment élevé pour justifier au plan économique presque tous les projets d'électrification. La question de savoir si un programme d'électrification est rentable au plan économique n'est plus posée aujourd'hui. La question est quelle est la technologie d'électrification à moindre coût économique.

4.7.2 Analyses financières

Le résultat de l'analyse financière est qu'une subvention d'environ 45 FCFA/kWh est nécessaire pour que le rendement sur fonds propres soit de 12% au tarif moyen actuel de 89 FCFA/kWh. Cela implique qu'un tarif de 134 FCFA/kWh soit nécessaire pour que le programme d'électrification du

Togo donne pour la CEET une rentabilité de 12% sur les fonds propres investis dans le programme. Les fonds propres sont supposés financer 10% des coûts d'investissement.

5 Note pour la mise à jour et la pérennisation de la base SIG du Plan directeur

5.1 Contexte

En même temps que la remise du rapport final du plan directeur, une version du SIG a été remise à la DGE qui devrait la transmettre à la SBEE, l'ABERME et la CEB. L'enjeu est désormais la pérennisation et la mise à jour de cette base de données au niveau du statut d'électrification des localités.

Actuellement deux organismes électrifient des villages : l'ABERME et la SBEE. Une fois les villages électrifiés par l'ABERME celle-ci remets les ouvrages à la SBEE. Actuellement la SBEE n'est pas systématiquement mise au courant des ouvrages réalisés par l'ABERME. Il faudrait que l'ABERME remette à la SBEE les informations suivante à chaque mise en service d'ouvrage :

- Liste des localités électrifiées (via leur numéro INSAE)
- Relevé GPS du tracé des lignes MT construites
    - Tension de service des lignes
    - Section des conducteurs
- Emplacement pris au GPS des transformateurs

Le service des études de la SBEE sera en charge de centraliser ces données par rapport aux informations reçues de l'ABERME et des informations collectées directement au sein de la SBEE. Le service des études de la SBEE transmettra ensuite l'actualisation de la base de données à la DGE.

Deux à trois réunions par an réunissant la DGE, la SBEE, et l'ABERME seront organisées à l'initiative de la DGE pour faire le point sur la mise à jour régulière de la base de données.

Une mission de terrain par an de la DGE sera effectuée pour vérifier les données transmises par la SBEE. A la suite de cette mission la DGE fera redescendre la base de données mise à jour à la SBEE et à l'ABERME

5.2 Structuration de la base de données

La base de données comportera 4 couches principales

1. Localités
2. Réseaux MT existant
3. Réseaux MT en projet
4. Transformateurs

La SBEE, l'ABERME et la DGE doivent se mettre d'accord sur le logiciel utilisé pour stocker ces informations et s'y tenir. Les autres SIG potentiellement déjà exploités sous d'autres logiciels que celui retenu devront migrer vers la solution retenue.

En effet plusieurs solutions logicielles sont actuellement utilisées au sein de ces 3 structures : au moins ArcGIS et Manifold. La compatibilité de ces 2 logiciels est faible. Les performances de ces deux logiciels sont tout à fait comparables, afin d'en finir avec les problèmes d'échange de données entre ces 2 logiciels il faut qu'un choix soit fait et que toutes les structures s'y conforment en utilisant **uniquement** ce logiciel.

5.2.1 Couche localité

La couche localité devra comprendre à minima les informations suivantes :

- Localisation
- Numéro d'identification unique INSAE
- Département
- Commune
- Arrondissement
- Nom
- Population RGPH3 (2002)
- Population RGPH4 (2013)
- Statut administratif (chef lieux)
- Statut d'électrification
    - Electrifié
    - En cours d'électrification (travaux en cours, ou financement assuré)
    - Programmé
    - Non électrifié
- Nombre de transformateur
- Date d'électrification
- Date prévisionnelle d'électrification
- Projet/financement de l'électrification
- Commentaires

5.2.2 Réseaux MT Existant

La couche réseaux existant devra comporter à minima les informations suivantes :

- Localisation (tracé)
- Section des conducteurs
- Tension de service
- Commentaire

5.2.3 Réseaux MT en projet

La couche réseaux en projet devra comporter à minima les informations suivantes :

- Localisation (tracé)

- Section des conducteurs
- Tension de service
- Financement
- Commentaires

5.2.4 Transformateurs

La couche « transformateur » devra comporter à minima les informations suivantes :

- Localisation
- Puissance nominale
- Année d'installation
- Tension de service MT
- Numéro de référence SBEE