REPUBLIQUE DU BENIN

Fraternité – Justice – Travail

MINISTERE DE L'ENERGIE, DE L'EAU ET DES MINES (MEEM)

DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE

PLAN DIRECTEUR DE DEVELOPPEMENT DU SOUS-SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE AU BENIN

****

DOCUMENT SYNTHESE DE L'ETUDE ET PLAN D'ACTIONS ACTUALISE

Août 2016

SOMMAIRE

LISTE DES ACRONYMES v
LISTE DES TABLEAUX vi
LISTE DES GRAPHIQUES ET FIGURES vii
INTRODUCTION GENERALE 8
CHAPITRE I : PREVISION DE LA DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE 11
I. INTRODUCTION 12
II. PROJECTIONS DEMOGRAPHIQUES 13
III. DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE 15
IV. METHODES D'ESTIMATION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE 15
4.1. ESTIMATION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE DANS LES GRANDS CENTRES URBAINS 15
4.2. ESTIMATION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE DANS LES AUTRES LOCALITES DEJA ELECTRIFIEES EN 2014, EN DEHORS DES GCU 17
4.3. DEMANDE CREEE PAR LE PROGRAMME D'ELECTRIFICATION 18
RURALE 18
V. RESULTATS DE L'ETUDE 18
5.1. TAUX D'ELECTRIFICATION 18
5.2. PROJECTIONS DE LA DEMANDE TOTALE D'ENERGIE ELECTRIQUE AU BENIN 19
5.3. DEMANDE DE PUISSANCE 21
VI. DEMANDE D'ENERGIE ET DE PUISSANCE AU TOGO 24
VII. POINTE AU NIVEAU DE L'ESPACE CEB (Bénin + Togo) 24
VIII. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE 26
CHAPITRE II : PLAN D'EXPANSION DES MOYENS DE PRODUCTION 27
I. INTRODUCTION 28
II. SITUATION ACTUELLE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ELECTRIQUE ET PROJETS EXISTANTS 28
2.1. LES MOYENS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS 28
2.2. LES PROJETS EXISTANTS 31
2.3. ANALYSE DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL 32
3.1. ANALYSE DES MOYENS D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ELECTRIQUE POUR LA PERIODE 2015 A 2019 34
3.2. ANALYSE DES MOYENS D'APPROVISIONNEMNT D'ENERGIE ELECTRIQUE POUR LA PERIODE DE 2020 A 2035 39

IV. CONCLUSIONS DE l'ETUDE 55
1. PARC THERMIQUE (CENTRALES A GAZ ET CENTRALES A CHARBON) 56
2. CENTRALES SOLAIRES PV 58
3. CENTRALES HYDROELECTRIQUES 58
4. IMPORTATIONS DU NIGERIA 59
5. IMPORTATIONS DU GHANA/COTE D'IVOIRE 59
6. IMPORTATIONS DU NIGER 59
7. IMPACT DES COUTS DES EMISSIONS DE CO_2 59
8. LOCALISATION DES FUTURES CENTRALES CHARBON-VAPEUR OU FIOUL/GAZ 59
V. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE 61
5.1. PERIODE DE 2015 A 2019 61
5.2. PERIODE DE 2020 A 2035 62
CHAPITRE III : DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE 65
I. INTRODUCTION 66
II. RESEAUX ACTUELS DE TRANSPORT D'ENERGIE AU BENIN 66
2.1. LIGNES DE TRANSPORT 66
2.2. POSTES HT/MT AU BENIN 67
III. PROJETS DE CONSTRUCTION DES RESEAUX DE TRANSPORT PAR LA CEB 67
IV. RESULTATS DE L'ETUDE DU DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE TRANSPORT ET LA STABILITE DYNAMIQUE PROPOSES PAR IED DANS LE CADRE DU PLAN DIRECTEUR 70
4.1. RESEAU DE TRANSPORT DE LA CEB 70
4.2. RESEAU DE TRANSPORT DE LA SBEE 72
4.3. STABILITE DYNAMIQUE 73
CHAPITRE IV: ELECTRIFICATION RURALE 77
I. INTRODUCTION 78
II. METHODOLOGIE SUIVIE 78
2.1. CONSTITUTION D'UNE BASE DE DONNEES 78
2.2. SELECTION DES LOCALITES A ELECTRIFIER 78
2.3. DETERMINATION DES EXTENSIONS NECESSAIRES DE RESEAUX MT 82
2.4. VALIDATION ELECTRIQUE DU RESEAU MT 82
III. RESULTATS DE L'ETUDE 82
3.1. SCENARIO HAUT : ELECTRIFICATION DE 100 LOCALITES PAR AN 82

3.2. SCENARIO MOYEN : ELECTRIFICATION DE 90 LOCALITES PAR AN 82
3.3. SCENARIO BAS : ELECTRIFICATION DE 80 LOCALITES PAR AN 83
IV. CONCLUSIONS DE L'ETUDE 83
V. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE 84
CHAPITRE V : ANALYSES FINANCIERES 85
I. INTRODUCTION 86
II. APPROCHE METHODOLOGIQUE ET HYPOTHESES 86
2.1. POUR LES DEPENSES DE PRODUCTION ET D'ACHAT D'ENERGIE 86
2.2. POUR LES COUTS D'INVESTISSEMENT EN RESEAU DE TRANSPORT DE LA CEB ET DE LA SBEE 89
2.3. POUR LES COUTS D'INVESTISSEMENT EN RESEAU DE DISTRIBUTION (DENSIFICATION ET EXTENSION) DANS LES GCU ET LES LOCALITES DEJA ELECTRIFIES EN 2014 89
2.4. POUR LES COUTS DE MISE EN ŒUVRE DU PROGRAMME D'ELECTRIFICATION RURALE 90
2.5. POUR LA PRISE EN COMPTE DES BUDGETS DE FONCTIONNEMENT ET FONDS DE ROULEMENT DE LA CEB ET DE LA SBEE 91
III. RESULTATS DES CALCULS DE TARIFS 92
3.1. TARIFS DE LA CEB 92
3.2. TARIFS POUR LE BENIN (SBEE) 93
IV. OBSERVATIONS 96
4.1. IMPACTS DU COUT DE CONSTRUCTION D'UN PORT MINERALIER SUR LES TARIFS 96
4.2. IMPACTS DE LA MONTEE DES COUTS DES CENTRALES SOLAIRES PV 96
V. CONCLUSIONS DE L'ETUDE 97
VI. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE 98
CHAPITRE VI : PLAN DE MSE EN OEUVRE 99
INTRODUCTION 100
CONCLUSIONS GENERALES ET RECOMMANDATIONS 114

LISTE DES ACRONYMES

CEB	Communauté électrique du Bénin
DAO	Dossier d'Appel d'Offre
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
HFO	Heavy Fuel Oil (Fioul luord)
MMBTU	Million British Thermal Unit
MPC	Million Pieds Cube
MT	Moyenne Tension
MW	MégaWatt
O&M	Opération et Maintenance
PIB	Produit Intérieur Brut
PV	PhotoVoltaique
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique
TAG	Turbine à Gaz
TCN	Transport Company of Nigeria
VRA	Volta River Authority
WASP	Wien Automatic System Package

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Définition des grands centres urbains en termes de centres de la SBEE 13
Tableau 2: Scénario démographique 15
Tableau 3: Scénarios de la croissance du PIB réel du Bénin dans la période 2015-2035 16
Tableau 4: Résultats des prévisions de demande d'électricité pour le Bénin (en GWh) 21
Tableau 5: Puissance appelée au point d'injection durant la pointe annuelle (MW) 23
Tableau 6: Scénarios de la demande d'énergie et des pointes annuelles de la CEET (Togo) 25
Tableau 7: Puissance de pointe au niveau de la production 26
Tableau 8: Centrales thermiques SBEE existantes 30
Tableau 9: Résultats des simulations années 2015-2018. Cas du bouquet énergétique unique géré à l'optimum. 38
Tableau 10: Résultats des simulations années 2015-2018. Cas du bouquet énergétique unique géré selon les règles actuelles 36
Tableau 11: Résultats des simulations années 2015-2018. Cas du bouquet énergétique séparé 37
Tableau 12: Coûts d'investissement 42
Tableau 13: Coûts des combustibles 44
Tableau 14: Emission de CO2 par technologie 44
Tableau 15: Terminologie et principales hypothèses de base des cas examinés 46
Tableau 16: Structure de coût d'exploitation par technologie (FCFA/kWh) pour 20$/t.CO2 ..... **Erreur ! Signet non défini.**
Tableau 17: Cas B5. Scénario Haut. Capacité sur l'espace CEB (en MW) 49
Tableau 18: Cas B5. Scénario Haut. Capacité disponible pour le Bénin (en MW) 50
Tableau 19: Cas A6. Scénario Haut. Capacité sur l'espace CEB (en MW). 53
Tableau 20: Cas A6 - Scénario Haut - Capacité installée au Bénin (en MW) 54
Tableau 21: Impact de la variation du prix du CO2 sur le parc de production 56
Tableau 22: Proposition de répartition de nouvelles capacités (Cas à prédominance gaz) 61
Tableau 23: Proposition de répartition de nouvelles capacités (Cas à prédominance charbon) 62
Tableau 24: Capacité de transformation au Bénin 68
Tableau 25: Synthèse des propositions de construction de lignes de transport dans l'espace CEB 73
Tableau 26: Paramètres de calcul de l'indice de potentiel de développement 82
Tableau 27: Hypothèses de coûts de production et de prix d'achat d'énergie électrique 89
Tableau 28: Coûts unitaires utilisés dans les calculs des réseaux de transport à construire 90
Tableau 29: Paramètres utilisés pour le calcul des coûts d'investissement (Densification dans les GCU et les localités déjà électrifiées en 2014) 90
Tableau 30: Exemple de tarif pour le Bénin. Cas A5. Scénario Haut 95
Tableau 31: Plan d'actions période 2015 – 2025 (1/2) 113
Tableau 32: Plan d'actions période 2015 – 2025 (2/2) 114

LISTE DES GRAPHIQUES ET FIGURES

Figure 1: Scénarios d'évolution de la demande d'énergie électrique au Bénin 19
Figure 2: Evolution des pointes annuelles dans le réseau interconnecté du Bénin 23
Figure 3: Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB (existant et futur)..... 69

Figure 4 : Bénin, carte des réseaux Cotonou, Porto-Novo, Abomey-calavi 74
Figure 5: Réseau HTB (Nord)..... 75
Figure 6: Réseau HTB (SUD) 76
Figure 7: Développement du tarif de la CEB dans le Scénario Haut 92
Figure 8 : Développement du tarif de la CEB dans le Scénario Haut 95

INTRODUCTION GENERALE

Depuis une quinzaine d'années, le Bénin, à l'instar des autres pays de l'Afrique de l'Ouest connaît une crise énergétique récurrente. Cette situation découle du fait que le pays reste encore grandement dépendant des approvisionnements extérieurs en électricité. En effet, ces dernières années la demande nationale d'électricité est satisfaite à plus de 80 % par des importations en provenance des pays voisins (le Nigéria, le Ghana, et dans une moindre mesure la Côte d'Ivoire).

Or du fait de la croissance démographique relativement forte, et du développement des activités économiques, la demande d'énergie croit d'années en années. Malgré les efforts jusque-là déployés par l'Etat, les indicateurs de performance demeurent faibles dans le secteur et mettent en évidence la vulnérabilité du Bénin au plan énergétique.

Le Bénin dispose de ressources en énergies renouvelables qui auraient pu être exploitées pour accroître l'offre intérieure d'électricité ; mais celles-ci restent globalement peu utilisées. La situation actuelle au niveau de l'exploitation de ces ressources se présente comme il suit.

A l'exception de la faible exploitation des ressources hydrauliques disponibles pour le développement des capacités de production d'électricité, l'utilisation des autres sources d'énergies renouvelables reste marginale (énergie solaire) ou inexistante (énergie éolienne). Le recours à l'énergie solaire se fait juste pour l'électrification des petits villages éloignés des réseaux électriques conventionnels et à travers des modules individuels pour les ménages. Cependant, ces dernières années beaucoup de promoteurs manifestent l'intérêt pour la construction et l'exploitation de centrales solaires au Bénin. Les capacités généralement proposées tournent autour de 5 MW par centrale.

Les raisons qui justifient jusqu'à maintenant cette faible exploitation de ces ressources découlent des contraintes qui sont liées à leur utilisation pour la production d'énergie électrique et qui font que la productibilité à partir de ces sources reste faible (variabilité saisonnière des potentialités des ressources hydrauliques ; caractère intermittent de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire).

Il y a des possibilités de valorisation des résidus de biomasse primaire pour la production de chaleur et d'électricité. Mais, il reste à affiner l'évaluation de la ressource disponible localement et pouvant être économiquement valorisée.

Dans ce contexte, l'Etat a engagé dans le passé des actions qui ont abouti la réalisation d'études prospective, d'élaboration de politiques et programmes de développement du secteur de l'énergie au Bénin. Des actions similaires ont été faites par le Bénin et le Togo, dans le cadre de la Communauté électrique du Bénin (CEB). Mais ces politiques et programmes de développement élaborés n'ont été suivis et mise en œuvre que très partiellement.

Au Bénin, un Plan Directeur de Production, de Transport et de Distribution de l'Energie Electrique – Horizon 2012 existe. Mais il est dépassé. Il a été élaboré en janvier 1996, pour le compte de la Société Béninoise d'Electricité et d'Eau, dénommée aujourd'hui Société Béninoise d'Energie Electrique. Ce Plan qui date de près d'une vingtaine d'années et dont l'échéance était prévue pour 2012, avait estimé les besoins en production d'énergie électrique pour 2010 à 649,2 GWh alors que la consommation réelle en 2008 avait déjà dépassé 887

GWh.
Dans le but de résoudre le problème de déficit de l'offre d'électricité, le Gouvernement a opté en 2007 pour le renforcement de la capacité nationale de production d'énergie électrique. A cette fin, le Gouvernement a signé le 24 août 2007 avec l'entreprise américaine « Combustion Associates Inc. (CAI) » le contrat n° 4830-60 pour l'installation d'une centrale électrique équipée de Turbines à Gaz (TAG) de 80 MW (10 MW x 8) à Maria Gléta.

A l'instar d'autres pays reliés par le gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (Togo et Ghana), la politique définie par le Gouvernement du Bénin en 2008 a grandement misé sur l'option « production d'électricité à partir du gaz naturel » pour le plan d'accroissement des moyens de production au Bénin à l'horizon 2025. Mais il n'y a véritablement pas de bonne perspective à court termes pour la résolution des problèmes que connaissent les pays pour l'approvisionnement en gaz du gazoduc des centrales existantes et les nouvelles centrales prévues. Dans ces conditions d'autres autres options devraient être étudiées.

Par ailleurs, le sous-secteur de l'électricité bénéficie de plus en plus de l'appui des Partenaires Techniques et Financiers, particulièrement dans les segments du transport (développement des réseaux de transport d'électricité) et de distribution (financement de projets de densification/extension des réseaux MT, électrification de localités) sous forme de crédits et de dons, alors que la gestion financière des entreprises (SBEE et CEB) continue, malgré les réformes engagées depuis plusieurs années, de poser de sérieux problèmes ; en partie liés à une mauvaise politique de tarification de l'électricité.

Enfin, les capacités de la DGE doivent être renforcées dans l'optique de la rendre capable de mettre à jour périodiquement les plans de développement du sous-secteur de l'énergie électrique.

Au regard de cet état des lieux, le Ministère en charge de l'énergie a décidé de procéder à l'élaboration d'un nouveau Plan Directeur à mettre en œuvre sur les 20 prochaines années afin de doter le sous-secteur de l'énergie électrique d'une bonne planification de la mise en place des ouvrages de production, de transport et de distribution d'électricité et pour une meilleure gestion des entreprises du secteur. Cette décision a été mise en œuvre par la Direction Générale de l'Energie, avec l'appui financier du Projet de Développement de l'Accès à l'Energie Moderne (DAEM).

Suite à un processus de sélection conduit par la DGE, avec l'appui technique de la coordination du projet DAEM, le cabinet français Innovation Energie Développement (IED) a été retenu pour la réalisation de l'étude d'élaboration du plan directeur.

Cette étude a principalement porté sur la prévision de la demande d'énergie électrique à l'horizon 2035 ; ainsi que sur des propositions relatives au plan d'expansion des moyens d'approvisionnement d'électricité ; au développement du réseau de transport ; au programme d'électrification des localités du pays ; à la détermination pour la CEB et pour la SBEE des tarifs d'électricité reflétant les coûts réels du service aux clients. Enfin un plan de mise en œuvre des projets prévus au plan directeur a été également proposé.

Au terme des travaux de l'étude, le cabinet a déposé à la DGE en août 2015 le rapport final en six tomes ci-après :

- TOME 1 : SCENARIOS DE DEMANDE
- TOME 2 : PLAN D'EXPANSION DES MOYENS DE PRODUCTION
- TOME 3 : DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT
- TOME 4 : ELECTRIFICATION RURALE
- TOME 5 : ANALYSES FINANCIERES
- TOME 6 : PLAN DE MISE EN ŒUVRE

A ces 6 tomes, a été joint un tome 0 présentant un résumé exécutif très succinct.

Le rapport d'étude ayant été déposé depuis août 2015, les dates de démarrage de certaines actions contenues dans le plan de mise en œuvre fourni par le Consultant sont dépassées.

Pour la soumission en Conseil des Ministres, des résultats de l'étude avec le plan d'actions de mise en œuvre du plan directeur, il est apparu nécessaire de rédiger un document synthèse des six tomes du rapport d'étude (sous forme de résumé détaillé et commenté) et d'actualiser le plan de mise en œuvre du plan directeur.

Ce résumé détaillé et commenté élaboré par la Direction Générale de l'Energie, avec l'actualisation du plan de mise en œuvre du plan directeur, est structuré en 6 chapitres comme il suit :

- CHAPITRE I : PREVISION DE LA DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE
- CHAPITRE II : PLAN D'EXPANSION DES MOYENS DE PRODUCTION
- CHAPITRE III : DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE
- CHAPITRE IV : ELECTRIFICATION RURALE
- CHAPITRE V : ANALYSES FINANCIERES
- CHAPITRE VI : PLAN D'ACTIONS ACTUALISE

CHAPITRE I : PREVISION DE LA DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE

I. INTRODUCTION

Les résultats de l'étude du plan directeur concernant la demande d'énergie électrique sont présentés dans le tome 1 du rapport de l'étude.

Les prévisions de la demande d'électricité ont été faites pour la période 2014 à 2035, suivant trois scénarios appelés Haut, Moyen et Faible. Les scénarios sont produits, pour la demande BT et la demande MT, à partir de regroupements en catégories ci-après de localités :

- les grands centres urbains du pays (GCU) au nombre de six, à savoir Cotonou, Abomey-Calavi, Sèmè-Kpodji, Abomey-Bohicon, Porto-Novo, et Parakou (voir tableau 1 ci-dessous) ;
- les autres localités électrifiées jusqu'en 2014 ;
- les localités non encore électrifiées jusqu'en 2014 mais qui sont ciblées dans le plan directeur pour être raccordées au réseau interconnecté d'ici 2035 ;
- Les grands centres urbains sont définis comme dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1: Grands centres urbains en termes de centres de la SBEE

NOM DU GRAND CENTRE URBAIN	CENTRES DE LA SBEE DANS LE GRAND CENTRE
Cotonou	Littoral 1, Littoral 2
Abomey-Calavi	Godomey, Abomey-Calavi, Zinvie, Cocotomey
Sémé-Kpodji	Sémé-Kpodji, Djrégbé
Abomey-Bohicon	Abomey, Bohicon
Porto Novo	Porto Novo, Adjarra, Avrankou, Missérété
Parakou	Parakou

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

La croissance de la population, le développement de l'économie du Bénin et la politique définie par le Gouvernement pour l'électrification des localités sont dans chaque scénario les principaux déterminants de la demande d'électricité. Les données de population sont identiques dans chaque scénario. Les scénarios ne se distinguent donc que par les hypothèses concernant le développement économique et la politique d'électrification.

Les variables utilisées par le Consultant pour les projections de la demande d'électricité sont les suivantes :

a) Pour la demande BT :

- la population (nombre de ménages) ;
- le taux d'électrification étendu (rapport entre nombre d'abonnés BT et nombre total des ménages à l'année j) ;
- la consommation spécifique d'électricité par abonné BT. L'évolution de cette variable est liée au PIB par tête d'habitant.

b) Pour la demande MT (hors demande des cimenteries SCB Lafarge et NOCIBE):

- Le PIB ;
- L'élasticité entre ventes MT d'énergie et PIB.

c) Pour la demande des cimenteries SCB Lafarge et NOCIBE :

Les prévisions obtenues auprès de la CEB qui les alimentent ces usines. Les estimations de la CEB sont de 62 à 73 GWh/an pour SCB Lafarge et 116 à 132 GWh/an pour NOCIBE.

Les hypothèses ayant conduit dans chaque cas à la détermination des valeurs de ces variables sur déférentes périodes considérées par le Consultant sont exposées dans la suite du présent chapitre.

II. PROJECTIONS DEMOGRAPHIQUES

Le point de départ de ce travail a consisté en une évaluation de la population de chaque localité en 2013. Celle-ci a été effectuée en appliquant le taux de croissance 2002-2013 de la commune de rattachement et en procédant à une normalisation avec les résultats provisoires de l'INSAE au niveau communal.

Afin de calculer les taux d'électrification réels de 2002 à 2013, les populations pour toutes les années intermédiaires ont été déterminées avec le taux de croissance moyen par localité sur la période 2002- 2013.

Pour la période 2013-2035 deux approches différentes ont été suivies, une pour les grands centres urbains, une pour le reste du pays. Dans les deux cas il a été choisi de faire varier les taux de croissances 2002-2013 vers des valeurs plus faibles afin de modéliser la baisse du taux de croissance de la population qui intervient vers cet horizon. Ainsi nous avons :

- Grands centres urbains : le taux final 2034-2035 a été fixé comme hypothèse, une interpolation linéaire a permis de calculer les taux 2013-2034.
- Reste du pays : pour toutes les communes du Bénin le taux 2034-2035 a été pris 33% plus faible que le taux moyen 2002-2013, les taux intermédiaires ont été calculés sur la base d'une extrapolation linéaire.

Les résultats obtenus de ces projections démographiques sont présentés dans le tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2 : Scénario démographique

	Population (milliers)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
GCU		1636	1683	1731	1783	1837	1895	1956	2020	2088	2161	2237	2318	2403
Localités électrifiées en 2014 hors GCU		2866	2972	3083	3198	3318	3443	3573	3709	3850	3998	4151	4311	4471
Reste du pays		2267	2349	2433	2520	2611	2706	2804	2906	3011	3121	3236	3354	3475
Total Bénin		6769	7004	7247	7501	7766	8044	8333	8635	8949	9280	9624	9983	10349
Tx. croissance	**GCU**		2,80%	2,90%	3,00%	3,10%	3,10%	3,20%	3,30%	3,40%	3,50%	3,50%	3,60%	3,60%
	Localités électrifiées en 2014 hors GCU		3,70%	3,70%	3,70%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,90%	3,70%
	Reste du pays		3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,70%	3,70%	3,70%	3,60%
	Total Bénin		3,47%	3,47%	3,50%	3,53%	3,58%	3,59%	3,62%	3,64%	3,70%	3,71%	3,73%	3,67%

	Population (milliers)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GCU		2491	2583	2678	2777	2880	2986	3096	3209	3327	3447	3571
Localités électrifiées en 2014 hors GCU		4636	4804	4977	5153	5334	5519	5707	5900	6096	6296	6500
Reste du pays		3598	3724	3853	3984	4118	4254	4393	4535	4678	4825	4973
Total Bénin		10725	11111	11508	11914	12332	12759	13196	13644	14101	14568	15044
Tx. croissance	**GCU**	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,60%	3,60%
	Localités électrifiées en 2014 hors GCU	3,70%	3,60%	3,60%	3,50%	3,50%	3,50%	3,40%	3,40%	3,30%	3,30%	3,20%
	Reste du pays	3,50%	3,50%	3,50%	3,40%	3,40%	3,30%	3,30%	3,20%	3,20%	3,10%	3,10%
	Total Bénin	3,63%	3,60%	3,57%	3,53%	3,51%	3,46%	3,43%	3,39%	3,35%	3,31%	3,27%

	Population (milliers)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU		3699	3830	3964	4100	4240	4383	4528	4675	4824	4975
Localités électrifiées en 2014 hors GCU		6707	6918	7131	7348	7568	7791	8016	8244	8474	8706
Reste du pays		5123	5276	5430	5586	5744	5903	6064	6226	6389	6553
Total Bénin		15529	16024	16525	17034	17552	18077	18608	19145	19687	20234
Tx. Croissance	**GCU**	3,60%	3,50%	3,50%	3,50%	3,40%	3,40%	3,30%	3,30%	3,20%	3,10%
	Loc. électrifiées 2014 hors GCU	3,20%	3,10%	3,10%	3,00%	3,00%	2,90%	2,90%	2,80%	2,80%	2,70%
	Reste du pays	3,00%	3,00%	2,90%	2,90%	2,80%	2,80%	2,70%	2,70%	2,60%	2,60%
	Total Bénin	3,22%	3,19%	3,13%	3,08%	3,04%	2,99%	2,94%	2,89%	2,83%	2,78%

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

III. DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

L'étude s'est basée sur les projections du PIB par le FMI et les prévisions découlant de la politique économique du Gouvernement.

Sur cette base, le Consultant a retenu les hypothèses ci-après pour les évolutions plausibles du PIB pour trois scénarios du développement économique.

- Scénario Haut : Projection du Gouvernement jusqu'en 2017 ; ensuite supposition par le Consultant du maintien de la tendance jusqu'en 2035.
- Scénario Moyen : Projection du FMI jusqu'en 2019 ; ensuite supposition par le Consultant d'une amélioration des performances d'un peu moins de 1 point de pourcentage.
- Scénario Faible : Supposition par le Consultant du maintien de la moyenne des performances historiques.

La synthèse des hypothèses de croissance du PIB est présentée dans le tableau 3 ci-dessous :

Tableau 3 : Scénarios de la croissance du PIB réel du Bénin dans la période 2015-2035

SCÉNARIO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	…	2035
Haut	6,0	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	…	6,5
Moyen	5,2	4,8	4,8	4,8	4,8	5,5	…	5,5
Faible	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	….	4,5

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

IV. METHODES D'ESTIMATION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

4.1. ESTIMATION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE DANS LES GRANDS CENTRES URBAINS

4.1.1. Estimation de la demande d'électricité basse tension (BT)

a. Hypothèse sur le taux d'électrification étendu

Le développement du taux d'électrification étendu est lié aux décisions politiques et au développement de l'économie. Le Consultant a supposé que plus le taux de croissance du PIB réel est élevé, plus le gouvernement aura les moyens pour l'électrification des localités.

Le taux est supposé augmenter jusqu'à 2020 un peu moins et ensuite plus mais avec une tendance à baisse.

b. Demande spécifique

Le plus grand nombre d'abonnés BT sont les ménages. Leur demande spécifique dépend notamment de leurs revenus. Le PIB réel par capita est utilisé comme indicateur des revenus.

En ce qui concerne les autres abonnés BT, ils comprennent une multitude d'acteurs dans divers domaines d'activités : commerçants, petites industries, artisans, soudeurs, restaurants, hôtels,

banques, églises, mosquées, écoles, infrastructures administratives, éclairage publique, etc.

Dans le modèle utilisé, la demande spécifique est une fonction du PIB réel par capita. En moyenne, la croissance du PIB sur la période 2002 à 2013 a été légèrement positive (0,28% par an) et on s'attendrait donc à ce que la consommation spécifique ait aussi augmenté. L'étude se fonde sur les deux hypothèses ci-après :

- la consommation spécifique augmente normalement plus que les revenus (élasticité > 1) jusqu'à ce que la possession d'appareils électriques ait atteint un niveau de saturation ;
- même si les revenus réels baissent, la consommation spécifique ne se réduit pas systématiquement.

Dans le modèle, la demande spécifique des abonnés BT à la fin de 2014 augmente en fonction du PIB réel par capita avec une élasticité qui est en 2015 de 1,7 et se réduit progressivement à 1,0 en 2035.

4.1.2. Estimation de la demande moyenne tension (MT) en 2014

La demande MT en 2014 constitue le point de départ. Les ventes en 2014 ne reflétant pas la demande, trois phénomènes ont été considérés par le Consultant pour l'estimation de la demande MT :

- les pertes non-techniques ;
- les délestages ;
- l'autoproduction.

a) Pertes non-techniques : Une estimation grossière a consisté à limiter les pertes non-techniques à environ 9,3% des ventes.

b) Délestages : L'analyse des statistiques des minutes perdues à cause de déclenchements, travaux et délestages des postes sources indique que la consommation perdue était en 2012 dans l'ordre de 5% des ventes.

c) Autoproduction : L'autoproduction est répandue à cause du manque de capacité de production et de transport pour satisfaire la demande. Ni la capacité installée ni la production annuelle n'est véritablement connue à cause du manque d'information sur tous les individus disposant d'unités de génération d'électricité. Les informations disponibles sont celles contenues dans le rapport du système d'information énergétique « SIE Bénin 2010 » publié par la DGE. Ces estimations découlent des informations collectées auprès de plusieurs grandes entreprises à caractère industrielle et de quelques grands hôtels.

4.1.3. Estimation de la demande MT pour la période 2015-2035

En général, la demande MT augmente le plus souvent plus vite que le PIB réel ; ce qui conduit à une élasticité (relation entre le taux de croissance de la demande et le taux de croissance du PIB réel) supérieure à 1,0.

Ceci a été vérifié par le Consultant pour la période 2002 – 2014 avec les ventes MT de la SBEE qui ont augmenté en moyenne de 5,7% par an, nettement plus par rapport à l'accroissement du PIB réel qui était de 4,0% par an. Cela donne une élasticité de 1,40.

Sur cette base, le modèle ci-après a été utilisé pour estimer la demande MT pour chacun des scénarios :

$$demande(t) = demande(t-1) * taux\ de\ croissance\ du\ PIB\ réel(t)) * élasticité.$$
$$Avec\ t \in \{2015 \dots 2035\}$$

Les hypothèses concernant la croissance du PIB réel sont présentées dans le Tableau 3 ci-dessus.

4.2. ESTIMATION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE DANS LES AUTRES LOCALITES DEJA ELECTRIFIEES EN 2014, EN DEHORS DES GCU

4.2.1. Approche pour estimer la demande basse tension (BT)

Comme rappelé ci-dessus la méthode utilisée est basée sur le taux d'électrification étendu[1] et la consommation spécifique par abonné BT.

L'estimation de la population dans les localités est l'hypothèse principale concernant le développement du taux d'électrification. Ceci donne le nombre d'abonnés BT dans le futur.

L'évolution de la demande spécifique des abonnés BT est dans le modèle une fonction de la variation du PIB réel par capita. Mais contrairement au cas dans les GCU, pour les localités hors GCU, le modèle ne distingue cependant pas entre abonnés existants et nouveaux abonnés.

4.2.2. Approche pour estimer la demande MT

La demande MT est estimée à partir des trois éléments ci-après :

- La demande MT dans les centres (en dehors des GCU) où il y a déjà des abonnés MT ;
- L'autoproduction en dehors des GCU ;
- La demande MT qui va se présenter dans certains centres en dehors des GCU qui n'ont pas encore d'abonnés MT.

Autoproduction en dehors des GCU : En 2014 l'autoproduction totale était de 10,5 GWh. Dans le modèle l'autoproduction a été estimée comme suit :

$$autoproduction\ dans\ l'année(t) = autoproduction\ dans\ l'année(t-1) * \big(1 + taux\ de\ croissance\ du\ PIB\ réel\ (t)\big) * élasticité.$$
$$Avec\ t \in \{2015 \dots 2035\}$$

L'élasticité utilisée dans le calcul de la demande MT, est de 1,5 en 2015 et 1,3 en 2035 et le résultat de l'interpolation linéaire dans les années 2016 - 2034.

4.3. DEMANDE CREEE PAR LE PROGRAMME D'ELECTRIFICATION RURALE

Comme présenté plus haut, la demande BT a été segmentée en 3 catégories : Grands Centres Urbains, localités déjà électrifiées jusqu'en 2014, et les autres localités.

Pour cette dernière catégorie de localités, un seuil de population a été fixé pour déterminer quelles sont les localités qui seront électrifiées par raccordement au réseau ; le seuil dépendant du scénario. Au vu de la répartition de la population dans les localités à électrifier les tailles de 1000 ; 1500 et 2000 habitants au moins en 2035 ont été retenues. Le Consultant souligne que cette répartition a permis de prendre en compte la quasi-totalité de la population du Bénin.

La politique d'étendre l'électrification se reflète aussi dans les hypothèses concernant le développement du taux d'électrification étendu[1] dans les localités qui sont déjà raccordées au réseau (densification).

Les localités à raccorder sont prises en compte dans la prévision de la demande à raison de 100, 90 et 80 localités par an suivant les scénarios. De ce fait toutes les localités seront raccordées en 2035.

L'ordre de prise en compte est :

1/ les localités en projet ;

2/ la distance au réseau MT existant

V. RESULTATS DE L'ETUDE

Sont présentés ci-dessous les résultats sortis de l'application du modèle, en terme de taux d'électrification atteint et de demande d'énergie à l'horizon 2035.

5.1. TAUX D'ELECTRIFICATION

Le taux de couverture (nombre de localités électrifiées par raccordement au réseau interconnecté divisé par nombre total de localité) est en 2035 de 92 % dans le scénario haut, de 86% dans le scénario moyen et 79 % dans le scénario faible.

Le taux de desserte (population vivant dans des localités électrifiées par raccordement au réseau interconnecté divisé par population totale) est en 2035 de 99 % dans le scénario haut, de 98% dans le scénario moyen et de 96 % dans le scénario faible.

Le taux d'électrification étendu qui était en 2014 d'environ 30% varie en 2035 entre 55% (Scénario Faible) et 77% (Scénario Haut). Ce taux est le rapport entre le nombre des abonnés BT approvisionnés par le réseau interconnecté et le nombre total des ménages au Bénin.

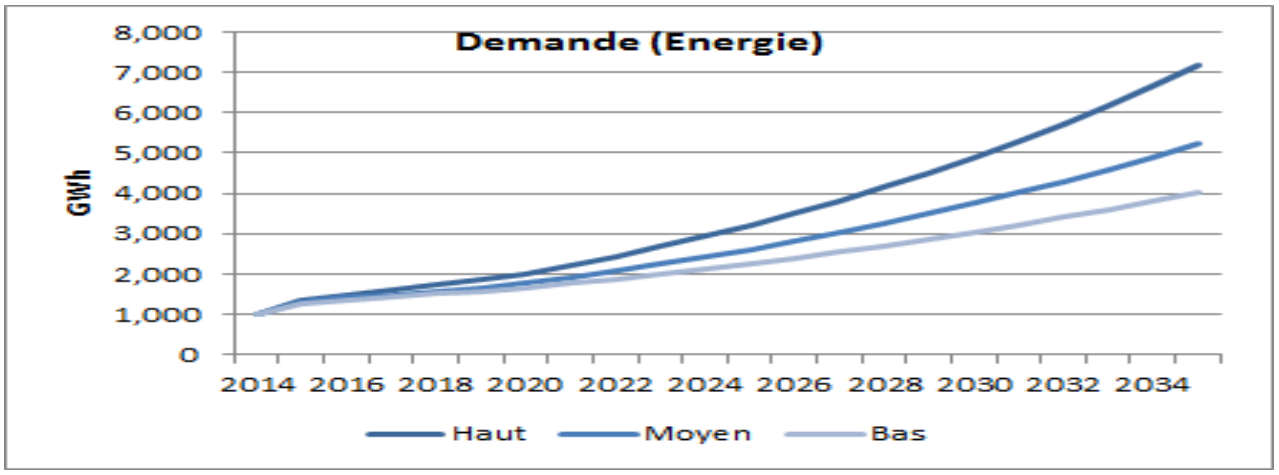
[1] Le taux d'électrification étendu est la relation entre le nombre d'abonnés BT et le nombre de ménages. L'application de la définition standard du taux d'électrification – nombre d'abonnés ménages divisé par le nombre total de ménages – n'était pas possible parce que les statistiques de la SBEE n'ont pas permis de séparer les abonnés ménages des abonnés BT.

5.2. PROJECTIONS DE LA DEMANDE TOTALE D'ENERGIE ELECTRIQUE AU BENIN

Les résultats obtenus sont présentés dans le graphique 1 ci-dessus ainsi que dans le tableau 4 qui suit.

Le Graphique 1 montre les projections de la demande d'énergie à satisfaire par le réseau interconnecté dans la période 2015–2035. *Le rapport d'étude précise que les données de 2014 reflètent l'estimation des ventes en 2014.*

Figure 1: Scénarios d'évolution de la demande d'énergie électrique au Bénin



Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

Dans le Scénario Haut, la demande augmente en moyenne de 9,3% par an entre 2015 et 2035 ; Scénario Moyen 7,7% ; Scénario Faible 6,3%. *Le rapport d'étude fait observer que ces taux n'incluent pas la demande des cimenteries de SCB Lafarge et de NOCIBE qui sont alimentées par la CEB.*

Tableau 4: Résultats des prévisions de demande d'électricité pour le Bénin (en GWh)

	Ventes Demande →																					
Scénario Haut	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	496	607	650	702	757	817	881	962	1,048	1,140	1,238	1,341	1,450	1,565	1,686	1,812	1,945	2,083	2,227	2,375	2,528	2,678
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	160	201	220	242	266	291	317	374	436	504	576	655	739	830	926	1,029	1,139	1,255	1,378	1,507	1,642	1,785
GCU MT	245	319	347	380	415	454	496	541	590	644	701	764	831	904	983	1,068	1,160	1,258	1,365	1,479	1,602	1,734
Autres MT	35	41	45	50	56	63	70	77	86	96	107	120	133	148	163	181	200	221	244	270	299	329
Programme d'électrification	0	0	6	13	22	32	43	56	71	86	103	121	141	163	187	214	243	276	310	350	394	443
Grands cimenteries (SCB + NOCIBE)	60	163	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
Total	996	1,331	1,474	1,592	1,721	1,860	2,011	2,216	2,437	2,675	2,931	3,206	3,500	3,814	4,150	4,509	4,892	5,299	5,729	6,186	6,670	7,173
	Ventes Demande →																					
Scénario Moyen	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	496	597	626	657	689	724	764	819	877	938	1,002	1,069	1,139	1,212	1,289	1,368	1,451	1,535	1,622	1,711	1,801	1,885
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	160	198	213	229	246	264	284	327	373	422	475	531	591	655	723	795	871	951	1,035	1,124	1,217	1,315
GCU MT	245	316	338	361	386	412	444	478	515	554	596	641	689	739	794	852	913	979	1,048	1,122	1,201	1,285
Autres MT	35	40	44	48	52	57	62	68	75	83	91	100	110	120	131	144	157	172	187	205	223	243
Programme d'électrification	0	0	3	8	14	21	29	39	49	59	71	84	98	113	130	149	170	192	216	243	273	306
Grands cimenteries (SCB + NOCIBE)	60	159	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Total	996	1,310	1,419	1,497	1,582	1,673	1,778	1,926	2,083	2,251	2,430	2,620	2,822	3,036	3,262	3,502	3,756	4,023	4,304	4,600	4,911	5,229
	Ventes Demande →																					
Scénario Faible	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	496	588	610	634	659	686	716	760	806	854	905	959	1,013	1,070	1,130	1,191	1,255	1,319	1,385	1,452	1,519	1,581
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	160	194	206	218	231	244	258	286	315	347	379	414	451	489	529	571	616	662	710	760	812	867
GCU MT	245	312	333	354	377	401	427	453	482	512	543	576	611	648	687	727	770	815	862	912	964	1,018
Autres MT	35	40	43	47	51	55	60	65	70	76	82	89	96	104	112	121	130	141	151	163	176	189
Programme d'électrification	0	0	2	4	7	11	16	21	26	33	39	47	55	64	74	85	98	111	125	141	158	175
Grands cimenteries (SCB + NOCIBE)	60	120	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
Total	996	1,254	1,371	1,435	1,503	1,576	1,654	1,762	1,877	1,999	2,127	2,263	2,404	2,553	2,710	2,874	3,046	3,225	3,412	3,606	3,808	4,007

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

5.3. DEMANDE DE PUISSANCE

5.3.1. Demande au niveau de l'injection

La pointe annuelle dans le réseau interconnecté est la pointe au niveau des postes sources. La demande d'énergie qui est présentée ci-dessus est la demande au niveau des consommateurs. Les pertes techniques de transport sont à ajouter afin d'obtenir une estimation de la demande au niveau de l'injection.

Les pertes techniques ne sont pas connues. L'estimation du consultant est qu'elles étaient en 2014 de 14% de l'énergie injectée dans le réseau au niveau des postes sources. Il est supposé que les pertes diminuent en continu pour atteindre 10% en 2035.

5.3.2. Facteurs de charge et de coïncidence

L'estimation de la pointe annuelle à partir de la demande d'énergie est faite avec les facteurs de charge suivants :

- Demande BT dans les grands centres urbains 0,55
- Demande BT dans les localités urbaines en dehors des GCU 0,55
- Demande BT créée par le programme d'électrification 0,45
- Demande MT dans les GCU 0,75
- Demande MT dans d'autres centres 0,70

Les facteurs de coïncidence sont : demande BT 0,90, demande MT 0,80

5.3.3. Pointes annuelles

Les pointes annuelles qui en résultent sont indiquées dans le tableau 5 et le graphique 2 ci-dessous ainsi que les projections de la CEB pour le réseau de la SBEE.

Les résultats montrent que la pointe annuelle qui était en 2014 d'environ 200 MW, atteint dans le scénario Haut 1402 MW en 2035 ; 1014 MW dans le scénario Moyen et 768 dans le scénario Faible.

Les taux de croissance sont légèrement plus faibles pour rapport aux taux de croissance de la demande d'énergie électrique parce que les pertes techniques sont supposées diminuer de 14% en 2014 à 10% en 2035.

On constate que les résultats du Scénario Haut sont toujours au-dessous de ceux du Scénario Haut de la CEB mais la différence est jusqu'à 2030 relativement faible ; maximum 14% (2020), minimum 4% (2015). Les projections des Scénarios Moyen et Faible du présent modèle sont cependant nettement plus élevés que celles de la CEB. Même les pointes du Scénario Faible sont à partir de 2030 supérieure à celles du Scénario Moyen de la CEB.

La pointe annuelle par catégorie de consommateur est présentée en annexe 3 du rapport de l'étude.

Tableau 5: Puissance appelée au Bénin au point d'injection durant la pointe annuelle (MW)

Puissance appelée au point d'injection durant la pointe annuelle (MW)

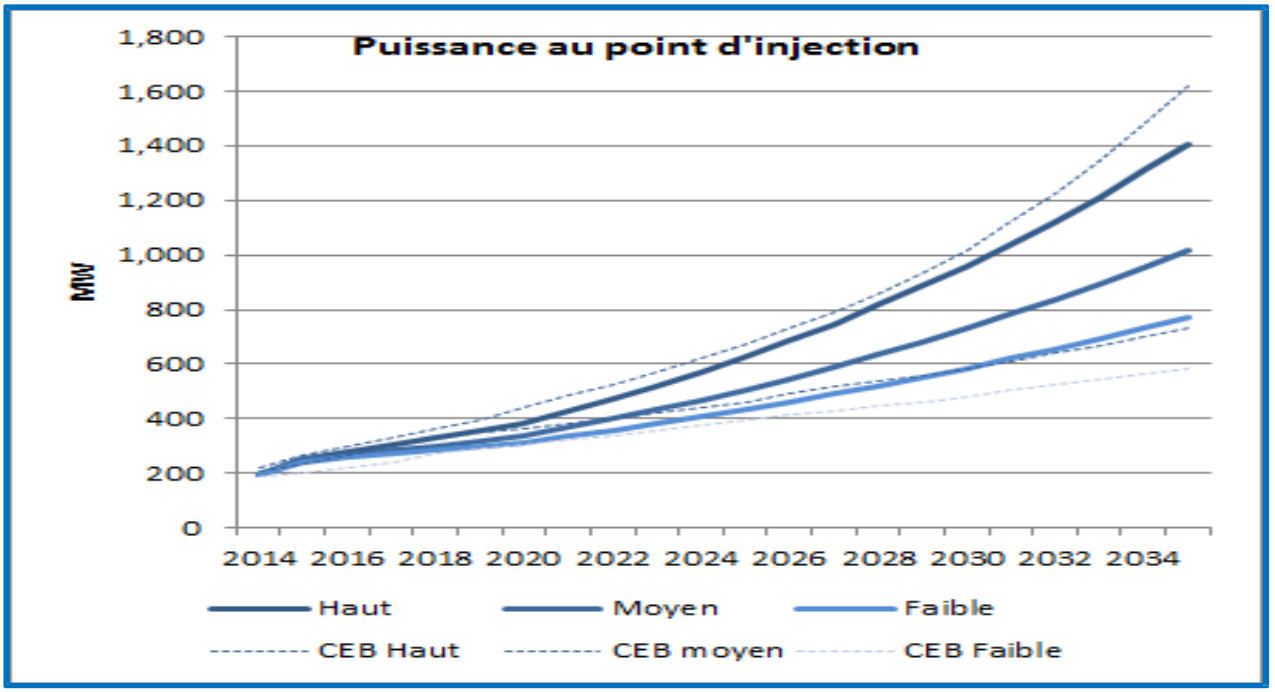
Scénario Haut	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	114	139	148	160	172	185	199	217	236	256	278	300	324	349	375	402	431	460	491	523	555	587
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	37	46	50	55	60	66	72	85	98	113	129	147	165	185	206	228	252	277	304	332	361	391
GCU MT	35	45	49	53	58	64	69	75	82	89	97	106	115	124	135	146	159	172	186	201	217	235
Autres MT	5	6	7	8	8	9	10	12	13	14	16	18	19	22	24	26	29	32	35	39	43	47
Programme d'électrification	0	0	2	4	6	9	12	16	20	24	28	33	38	44	51	58	66	74	84	94	106	119
Grands Industriels (SCB + NOCIBE)	7	19	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Total	197	255	279	303	329	356	386	428	472	520	572	626	685	747	814	884	960	1 039	1 123	1 211	1 305	1 401

Scénario Moyen	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	114	137	143	150	157	164	173	185	197	211	225	239	254	270	287	304	321	339	358	376	395	413
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	37	45	49	52	56	60	64	74	84	95	107	119	132	146	161	176	193	210	228	247	267	288
GCU MT	35	45	48	51	54	58	62	67	72	77	83	89	95	102	109	117	125	134	143	152	163	174
Autres MT	5	6	7	7	8	8	9	10	11	12	13	15	16	18	19	21	23	25	27	29	32	35
Programme d'électrification	0	0	1	2	4	6	8	11	13	16	20	23	27	31	35	40	46	52	58	65	73	82
Grands Industriels (SCB + NOCIBE)	7	18	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Total	197	251	269	284	301	318	339	368	400	433	469	507	547	589	633	680	730	782	836	893	953	1 014

Scénario Faible	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	114	134	139	144	150	156	162	171	182	192	203	215	226	239	251	264	278	292	305	320	334	346
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	37	44	47	50	52	55	58	65	71	78	85	93	101	109	118	127	136	146	157	167	178	190
GCU MT	35	44	47	50	53	56	60	63	67	71	75	80	84	89	94	100	105	111	117	124	131	138
Autres MT	5	6	7	7	8	8	9	10	10	11	12	13	14	15	16	18	19	21	22	24	26	27
Programme d'électrification	0	0	0	1	2	3	4	6	7	9	11	13	15	17	20	23	26	30	34	38	42	47
Grands Industriels (SCB + NOCIBE)	7	14	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Total	197	243	260	272	285	299	314	335	358	382	407	433	461	490	520	552	585	620	655	693	731	768

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

Figure 2: Evolution des pointes annuelles dans le réseau interconnecté du Bénin



Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

Il convient de faire observer qu'au-delà de ce qui est présenté dans le présent document synthèse du plan directeur, des résultats des travaux de prévision de la demande d'électricité sont aussi fournis par département dans le rapport de l'étude.

VI. DEMANDE D'ENERGIE ET DE PUISSANCE AU TOGO

Le tableau 6 ci-dessous montre trois scénarios pour la demande de la CEET que le Consultant a obtenu de la CEB en octobre 2014. Les taux de croissance annuelle moyenne dans la période 2015 – 2035 sont :

- Scénario Haut 8,2% par an
- Scénario Moyen 5,5% par an
- Scénario Faible 3,8% par an

La pointe au Togo atteint dans le Scénario Haut 1302 MW en 2035 ; 719 MW dans le Scénario Moyen et 454 MW dans le Scénario Faible.

Tableau 6: Scénarios de la demande d'énergie et des pointes annuelles de la CEET (Togo)

	DEMANDE D'ENERGIE (GWh au niveau d'injection)										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Scénario Haut	1,528	1,685	1,832	1,981	2,146	2,327	2,526	2,745	2,986	3,252	3,543
Scénario Moyen	1,404	1,553	1,700	1,848	1,995	2,142	2,290	2,437	2,584	2,732	2,879
Scénario Faible	1,229	1,357	1,449	1,521	1,759	1,818	1,880	1,945	2,012	2,064	2,136
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Scénario Haut	3,919	4,272	4,586	4,925	5,292	5,689	6,118	6,581	7,082	7,624	8,210
Scénario Moyen	3,096	3,243	3,391	3,485	3,580	3,727	3,875	4,022	4,186	4,357	4,536
Scénario Faible	2,210	2,268	2,328	2,390	2,453	2,519	2,586	2,656	2,725	2,795	2,864
	POINTE ANNUELLE (MW)										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Scénario Haut	242	267	290	314	340	369	401	435	473	516	562
Scénario Moyen	223	246	270	293	316	340	363	386	410	433	456
Scénario Faible	195	215	230	241	279	288	298	308	319	327	339
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Scénario Haut	621	677	727	781	839	902	970	1,043	1,123	1,209	1,302
Scénario Moyen	491	514	538	553	568	591	614	638	664	691	719
Scénario Faible	350	360	369	379	389	399	410	421	432	443	454

Source : CEB, octobre 2014 (fichier « CEB Prévisions 2015 – 2035 »).

VII. POINTE AU NIVEAU DE L'ESPACE CEB (Bénin + Togo)

Le tableau 7 ci-dessous récapitule les puissances à la pointe pour chacun des deux pays et pour la CEB. Il est tiré de l'annexe 4 du tome 2 du rapport d'étude.

Tableau 7: Puissance de pointe au niveau de la production

	Scénario Haut (MW)			Scénario Moyen (MW)			Scénario Bas (MW)		
	Bénin, y compris industriels	CEET + Industriels	CEB Total	Bénin, y compris industriels	CEET + Industriels	CEB Total	Bénin, y compris industriels	CEET + Industriels	CEB Total
2014	190	242	433	190	223	413	190	195	385
2015	227	267	494	224	246	470	220	215	436
2016	247	290	538	238	270	508	232	230	462
2017	271	314	585	254	293	547	245	241	486
2018	296	340	636	271	316	587	258	279	537
2019	324	369	693	289	340	628	273	288	561
2020	354	400	755	310	363	673	288	298	586
2021	396	435	831	340	386	726	310	308	618
2022	441	474	914	372	410	782	333	319	652
2023	490	516	1005	406	433	839	358	327	685
2024	543	562	1104	443	456	900	385	339	723
2025	600	621	1221	483	491	974	413	350	763
2026	661	677	1338	525	514	1039	442	360	802
2027	727	727	1454	570	538	1107	473	369	842
2028	798	781	1579	617	553	1170	506	379	885
2029	874	839	1713	668	568	1236	541	389	930
2030	955	902	1857	723	591	1314	578	399	977
2031	1043	970	2013	780	614	1394	616	410	1026
2032	1135	1044	2179	841	638	1479	657	421	1078
2033	1235	1123	2358	906	664	1569	699	432	1131
2034	1340	1209	2549	974	691	1665	743	443	1187
2035	1451	1302	2753	1044	719	1763	788	454	1242

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

VIII. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE

Les approches méthodologiques suivies par le Consultant pour les travaux de prévision des demandes BT et MT ainsi que les résultats obtenus ne suscitent pas de commentaires particuliers. Il s'agit de méthodes bien connues qui sont basées sur l'utilisation de variables d'activités appropriées selon les types de demande BT ou MT combinées avec les demandes spécifiques par catégories de consommateurs. Il s'agit des données de populations, de taux d'électrification, de consommations spécifiques, de PIB par habitant, et de PIB global.

La plus-value qu'apporte cette étude est la catégorisation des localités en différents types (grands centres urbains, autres localités urbaines déjà électrifiées en 2014, et les autres localités). En effet, ce découpage du pays en différents types de localités a permis d'affiner l'analyse des hypothèses de projection de la demande avec des valeurs plus proches des évolutions plausibles dans chaque groupe de localités.

De même les objectifs de 100/80/70 de nombres de localités à électrifier par selon les scénarios Haut/Moyen/Faible définis pour l'estimation de la demande attendue de la mise en œuvre du programme d'électrification rurale, ne paraissent pas non irréaliste si l'on tient compte de la moyenne annuelle de localités électrifiées ces dix dernières années. Cette moyenne est de 85 localités environ par an entre 2010 et 2014.

Enfin, il convient de faire observer qu'en se basant sur la relation entre les consommations d'énergie et le PIB global pour les prévisions de la demande MT, la méthodologie utilisées prend ainsi en compte les évolutions attendues dans différents secteurs d'activités (industries, services ect.). Il s'agit d'une méthode généralement utilisées lorsqu'il n'est pas possible de disposer d'informations détaillées et chiffrées sur des réalisations rigoureusement planifiées dans différents plans sectoriels. Et c'est encore une des caractéristiques du Bénin.

Les résultats de ces travaux peuvent être considérés comme une bonne base pour la mise en place d'un plan d'un plan de développement de l'offre d'énergie en vue de la satisfaction de la demande projetée.

CHAPITRE II : PLAN D'EXPANSION DES MOYENS DE PRODUCTION

I. INTRODUCTION

Le plan d'expansion des moyens de production et le plan de développement du réseau de transport sont basés sur la demande dans l'espace CEB (Bénin et Togo).

Le Consultant considère que le Plan Directeur de Production et de Transport d'énergie électrique du Bénin ne peut faire abstraction du territoire de la CEB dans son ensemble même si certaines problématiques ne seront approfondies que pour le Bénin. Ce point de vue souligne-t-il résulte de l'imbrication des réseaux de transport des deux pays concernés, du partage de certaines unités de production et de l'exploitation du système de production et de transport d'énergie par un organisme commun. Il souligne que la vision prospective encourage à poursuivre cette intégration pour des raisons technico-économiques dues aux économies d'échelle inhérentes aux systèmes électriques et parce qu'elle constitue un embryon du marché de l'électricité de l'Afrique de l'Ouest promu par le WAPP et encouragé par les bailleurs de fonds internationaux.

La période d'étude du plan d'expansion des moyens de production a été segmentée en trois parties :

- 2015–2017 période pendant lequel ne peuvent être envisagées que des améliorations des conditions d'exploitation du parc de production et des réseaux existants.
- 2018–2019 période sous forte contrainte pour laquelle la marge d'action est faible en raison du peu d'opportunités réalistes à si bref délai.
- 2020–2035 où la marge d'action est plus ouverte en termes de possibilité d'installation de nouvelles centrales de production, d'importation, et de développement du réseau de transport.

Dans ce qui suit sont présentés l'analyse de la situation actuelle de l'approvisionnement en énergie électrique dans l'espace de la CEB et la synthèse des travaux de définition de plans d'expansion des moyens d'approvisionnement (méthodologies utilisées et résultats) pour les périodes de 2015à 2019 et de 2020 à 2035.

II. SITUATION ACTUELLE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ELECTRIQUE ET PROJETS EXISTANTS

2.1. LES MOYENS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

2.1.1. Les moyens utilisés par la SBEE

Les moyens d'approvisionnement électrique du Bénin se décomposent entre les moyens de production propres de la SBEE, les fournitures de la CEB et les productions de la SBEE à partir des groupes loués auprès des sociétés AGGREKO et MRI.

Les principaux moyens de production de la SBEE et leur situation sont présentés dans le tableau 8 ci-après. Il s'agit de centrales diesel ou hydroélectrique virtuellement tous à l'arrêt en 2015 pour cause d'incident ou de besoin de maintenance lourde et la centrale à gaz CAI de 80 MW.

Tableau 8 : Centrales thermiques SBEE existantes

Localisation	Capacité installée (MW)	Composition	Capacité disponible (MW)	Etat	Fuel
Porto-Novo	12	6x2 (Wartsilla)	4	En cours de révision (24 000hr)	Gasoil
Parakou	14+5	7x2 (Wartsilla)	2-3	Arrêté	Gasoil
Natitingou	12	6x2 (Wartsilla)	6	Exploité seulement si la CEB ne fournit pas	Gasoil
Kandi				Groupe démantelé	Gasoil
Natitingou (Yerikpao) Hydro	0,6			Problème d'arbre	
Akpakpa	12 20	4x3 Pielstick 2x10 Man	0	Arrêt révision Arrêt révision	HFO
Calavi (Maria Gléta)	84	8 turbines aérodérivati -ves (8x10)		Hors service pour besoin de maintenance	Gaz naturel ou JET A1

Source : D'après les données du Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

2.1.2. Les moyens de la CEB

Les moyens d'approvisionnement électrique de la CEB se répartissent entre ses moyens de production propres, les achats d'énergie à TCN, VRA, NIGELEC, et à CONTOUR GLOBAL (un producteur privé disposant d'une centrale de 102 MW (6 x 17 MW) fonctionnant principalement au fioul lourd au Togo).

Les moyens de production propres de la CEB sont les suivants :

- Une turbine à gaz aérodérivative de 20 MW sise à Cotonou fonctionnant principalement au gaz naturel.
- Une turbine à gaz aéroderivative de 20 MW sise à Lomé et fonctionnant principalement au gaz naturel.

- La centrale hydroélectrique de NANGBETO au Togo, équipée de 2 groupes KAPLAN de 31,5MW, dont la production est répartie à parts égales entre le Togo et le Bénin.

Le Consultant considère que la situation de l'ensemble de ces approvisionnements est actuellement fragile techniquement et économiquement pour les raisons exposées ci-dessous.

La centrale CAI de Maria Gléta ne dispose pas de fourniture de gaz naturel et doit être exploitée au JETA1, un combustible hors de prix (>>200 FCFA/kWh) pour un fonctionnement en base ou semi-base. La puissance réellement disponible n'est que de 68 MW et deux groupes ont déjà subi des incidents majeurs au cours des essais de fonctionnement.

Les productions de à partir de petites unités au gazole louées par la SBEE sont fiables mais onéreuses.

Par ailleurs, certaines difficultés affectent aussi les approvisionnements de la CEB :

- La centrale hydroélectrique de NANGBETO va subir une réhabilitation importante à bref délai pendant laquelle la puissance disponible sera réduite de moitié. De plus, la production présente une saisonnalité marquée et une sensibilité forte aux conditions hydrologiques ; deux facteurs qui peuvent réduire la puissance réellement disponible à la pointe à 15 MW pendant les périodes sèches.

- Les turbines à gaz CEB de Cotonou et de Lomé fonctionnent en base mais nécessitent une maintenance lourde toutes les 15 000 h soit tous les deux ans. Celle-ci occasionne une indisponibilité de plusieurs mois car faute d'un contrat de maintenance par substitution pratiqué par d'autres opérateurs il faut expédier la turbine aux Etats–Unis. En outre leur approvisionnement journalier en gaz naturel n'est pas complétement fiable en raison de la pression souvent trop basse du gaz naturel à Maria Gléta et à Lomé.

- **Les importations d'électricité en provenance du Nigéria peuvent dépasser 200 MW mais subissent des variations annuelles et journalières importantes avec notamment 213 heures d'extinction complète soit 2,4% du temps en 2013. En outre leur pérennité pourrait ne pas être assurée à long terme compte tenu des besoins propres du Nigéria**. Leur stabilité de fréquence/tension laisse à désirer. Il semble que les réglages primaires et secondaires soient défectueux sur l'ensemble du réseau nigérian. Il en résulte des difficultés pour le couplage de Porto-Novo et l'impossibilité de couplage des réseaux alimentés par le Ghana et par le Nigéria, dont d'ailleurs la stabilité statique et dynamique reste à prouver même en 330 kV.

- Les importations en provenance du Ghana culminent à 110 MW mais avec une valeur moyenne d'environ 70 MW. Elles alimentent surtout le Togo et sont considérées comme moins fiables pour la partie béninoise. En outre le Ghana souffre des aléas hydrologiques qui affectent la centrale d'Akosombo et de la réduction des livraisons de gaz par le WAPCo.

- Les livraisons de CONTOUR GLOBAL à la CEB sont d'un coût relativement élevé

par rapport autres sources d'approvisionnement de cette dernière. Le taux d'utilisation est faible.

En conclusion l'approvisionnement électrique du Bénin n'est vraiment pas sécurisé parce dépendant totalement de l'extérieur (pays voisins).

2.2. LES PROJETS EXISTANTS

Deux projets majeurs sont actuellement en cours d'exécution au niveau du Gouvernement :

- La centrale hydroélectrique d'Adjarala (147 MW), en aval de Nangbéto sur le fleuve Mono. La mise en service peut être espérée au plus tard en 2020. La production serait alors partagée à parts égales entre le Bénin et le Togo.

- La centrale Diesel bicombustible HFO/gaz naturel de Maria Gléta (120 MW) dont le projet est en cours d'exécution. Toutefois la faisabilité technique et la rentabilité économique d'une telle entité dépendent de la disponibilité durable du gaz naturel, le fonctionnement au fioul lourd devant demeurer marginal. Mais un fonctionnement soutenu au fioul lourd exige dans les conditions actuelles une noria de camions pour assurer l'approvisionnement en combustibles ou bien la construction d'un oléoduc calorifugé et d'une station de compression depuis le stockage pétrolier du port de Cotonou.

  Ces deux options sont problématiques avec des conséquences prévisibles pour la détérioration des chaussées et les risques et nuisances encourus par les populations riveraines dans le premier cas, du fait des investissements supplémentaires et des difficultés d'exploitation dans le second.

D'autres projets sont à des stades divers d'avancement :

- Le Plan Directeur du WAPP 2011 prévoit un cycle combiné au gaz naturel de 450 MW à vocation régionale sur le site de Maria-Gléta à échéance 2020 au plus tôt. Une telle capacité de production électrique requiert environ 55 MPC/jour. Comme indiqué précédemment, la disponibilité d'une telle quantité supplémentaire de gaz n'est pas du tout assurée. De plus l'évacuation de la puissance produite requiert l'extension d'environ 80 km de ligne 330 kV vers Maria Gléta, induisant un surcoût notable.

  Par ailleurs, la vocation régionale de la centrale serait, selon le Consultant contradictoire avec l'hypothèse d'un maintien des importations depuis le Nigéria et le Ghana. Pour ces raisons, le projet n'a pas été considéré par le Consultant comme une option ferme d'installation mais rangé comme candidat dans l'éventail des possibilités examinées par les logiciels de simulation.

- **Fermes solaires** connectées au réseau : l'étude prend en compte les projets suivants pour un total de 140 MWc installés d'ici 2020 :
  - MCC : 5 MWc (Natitingou) + 10 MWc (Djougou) + 15 MWc (Parakou) + 15 MWc (Bohicon).
  - SOBES : 2 x 10 MWc (Sakété)
  - Solare Park Arcos : 2 x 10MWc (Natitingou / Kandi)

- Greenheart power Africa: 25 MWc (Toucountouna)
- Autre : 30 MWc

Le plan directeur de développement des infrastructures d'énergie électrique du Togo (SNC Lavalin juillet 2014) ne prévoit pas l'installation de centrales PV.

- **Centrales Biomasse :** trois projets de centrales thermiques alimentées par de la biomasse totalisant 21 MW sous forme d'IPP sont pris en compte à l'échéance 2020 :
  - Euro Négoce Industrie : 6 MW Kandi
  - AF Power : 5 MW Tchaourou
  - Greenheart Power Africa : 10 MW

Il s'agit de trois propositions de projets dont les conventions de concession ont été autorisées par le Gouvernement.

Eoliennes : La liste de propositions de projets par des promoteurs privés que le consultant a reçu de la DGE 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 consultant considère peu probable que cette source d'énergie puisse faire partie du mix énergétique dans des proportions significatives.**

2.3. ANALYSE DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Les besoins des centrales existantes et des projets à venir conduisent à analyser plus précisément les conditions d'approvisionnement du Bénin en gaz naturel et les tractations en cours pour compléter/substituer l'approvisionnement en provenance du Nigéria.

L'acheminement actuel du gaz naturel est assuré, à partir de la station de compression d'ITOKI au Nigéria, par WAPCo (un consortium joint- venture regroupant des entreprises des secteurs publics et privés du Nigéria, du Bénin, du Togo et du Ghana).

Long de 678 kilomètres, le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (GAO) est connecté à l'ancien gazoduc ESCRAVOS-LAGOS qui aboutit au terminal d'exportation de gaz naturel de la société Nigeria Gas Company à ITOKI, au Nigeria. De la tête de pont à Lagos, il suit la côte au large jusqu'à Takoradi, au Ghana, avec des embranchements vers Cotonou (Bénin), Lomé (Togo) et Tema (Ghana). Le réseau du gazoduc. ESCRAVOS-LAGOS a une capacité de production de 800 MPC/jr (millions de pieds cubes standards par jour ou MMscfd), tandis que celui de WAPCo a une capacité initiale de 200 MPC/jr avant d'atteindre la capacité maximale de 460 MPC/jr.

La longueur approximative des embranchements au littoral est de:

- Cotonou : 7 miles nautiques (13 Km).
- Lomé : 10,3 miles nautiques (19 Km).
- Tema : 7,8 miles nautiques (14 Km).

Le diamètre de la canalisation pour le tronçon principal est de 20 pouces tandis que celui des embranchements de Cotonou de Lomé et de Tema est de 8 pouces pour la partie marine et de 10 pouces pour la partie terrestre.

L'exploitation du gazoduc rencontre actuellement des difficultés affectant sévèrement la production d'électricité à partir du gaz au Bénin. Le fournisseur N-Gas au Nigéria rencontre des difficultés pour livrer les quantités contractuelles qui s'élèvent à 133,612 MPC/jr pour les trois pays dès le démarrage de l'exploitation commerciale du gaz. **Dans ces conditions, il n'a pas été possible de faire progresser la négociation d'un contrat additionnel pour la fourniture du gaz naturel à la centrale électrique CAI de 80 MW de Maria Gléta.. Les besoins journaliers de cette dernière centrale s'élèvent en effet à 23,66 MPC/jr.**

Les rapports issus de l'exploitation du gazoduc font apparaître que depuis le démarrage de l'exploitation commerciale, à peine la moitié des quantités contractuelles de gaz annoncées a été livrée. Cette situation serait due aux travaux en cours au Nigéria pour accroître l'offre de gaz.

La sécurisation du gazoduc en mer est aussi problématique. Causés par le relevage d'urgence de l'ancre d'un bateau attaqué par des pirates, les dommages infligés à la canalisation au large des côtes du Togo ont provoqué la suspension de la livraison du gaz naturel aux clients pendant près d'un an. Pendant cette période, les centrales électriques ont été privées de leur alimentation la plus économique. Cet incident illustre les risques encourus par le gazoduc du fait qu'il n'est pas ensouillé et se trouve dans une zone d'activités navales intenses.

Le Consultant en tire la conclusion que le Bénin n'a aucune visibilité sur sa desserte fiable par le gazoduc WAPCo alors que l'ensemble de ses projets de centrale thermique à court et moyen terme reposait sur cette hypothèse. **Cette situation a suscité l'intérêt des pays pour d'autres projets :**

- des projets de terminaux de regazéification de GNL au Ghana et au Bénin dont quelques éléments figurent à l'annexe 1 du rapport de l'étude.
- l'installation d'une station de compression à Takoradi permettant d'injecter du gaz dans le gazoduc WAPCo du Ghana vers les consommateurs à l'est, notamment à Tema.

Le consultant a également examiné dans quelles conditions le gazoduc pourrait acheminer les quantités de gaz nécessaires dans plusieurs hypothèses de transit. Un aspect apparemment problématique est la limitation à 8 pouces des canalisations marines de connexion à Tema, Cotonou et Lomé. ***Il fait observer qu'avec cette limitation, il est difficile d'acheminer plus de 250 MPC par jour vers Cotonou et Lomé avec la compression maximale à ITOKI. Tout en admettant que la compression à Takoradi permette d'alimenter Tema, la pleine utilisation de la capacité théorique du gazoduc principal (430 MPC par jour) au bénéfice du Bénin et du Togo exige donc de renforcer à terme les dérivations vers ces pays.***

A l'origine le prix de fourniture du gaz était de 9,5 $/MMBTU ; il est maintenant de 10-11 $/MMBTU pour 4 ans. ***Au-delà il pourrait s'élever jusqu'à 14 $/MMBTU***. Mais il y aurait des possibilités de livraison du gaz à l'état béninois ***par des fournisseurs privés (via le gazoduc ou en gaz comprimé), mais à des tarifs plus élevés de 14,5 à 19 $/MMBTU***.

III. ELABORATION D'UN PLAN D'EXPANSION DES MOYENS D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ELECTRIQUE

3.1. ANALYSE DES MOYENS D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ELECTRIQUE POUR LA PERIODE 2015 A 2019

Les moyens d'approvisionnement en électricité analysé pour la période de 2015 à 2019 comprennent :

- les centrales existantes au Bénin et au Togo, y compris les centrales en location ;
- les importations du Nigéria (TCN), du Ghana (VRA) et de la Côte d'Ivoire (CIE) ;
- la nouvelle centrale bicombustible d'une capacité de 120 MW prévue pour être mise en service à Maria Gleta à partir de 2018 et dont le projet est déjà en cours de réalisation ;
- des projets de centrales PV connectés au réseau pour un total de 140 MWc supposés être installées progressivement à partir de 2017 ;
- la mise en place au plus tard 2018 d'une nouvelle centrale bi ou tri-combustible (gazole, fioul lourd, gaz naturel) de capacité 120 MW (proposition du Consultant).

Partant de ces moyens, trois scénarios de possibilités de satisfaction de la demande d'électricité dans l'espace CEB ont été étudiés par le Consultant.

3.1.1. Description des scénarios d'évolution du bouquet énergétique CEB et résultats des simulations

Pour cette période trois options ci-après d'évolution du bouquet énergétique sur le territoire Bénin-Togo ont été étudiées par le Consultant :

- Le scénario du mix énergétique selon lequel il revient à la CEB de réaliser l'équilibre global et permanent de l'offre et de la demande du Togo et du Bénin ***en usant de tous les moyens disponibles dans les deux pays sans restriction et en respectant l'ordre de mérite des moyens de production et des possibilités d'importation depuis le Nigéria et le Ghana (*****scénario dénommé bouquet énergétique unique)**.

- La poursuite de la situation actuelle dans laquelle la CEB répartit les importations du Nigéria et du Ghana, la production de ses moyens propres ***mais ne peut faire appel qu'exceptionnellement aux autres producteurs dépendant de la CEET ou de la SBEE (*****scénario poursuite de la situation actuelle (Statu quo)).**

- ***La séparation complète des bouquets énergétiques du Bénin et du Togo, chacun des deux pays se réservant l'usage des moyens de productions sis sur son territoire, partageant la production de Nangbeto à parts égales et les importations du Nigéria et du Ghana selon des règles à définir (*****scénario séparation des bouquets énergétiques)**

Chacune de ces options fait l'objet ci-après d'un développement spécifique. Les cas simulés proposent des solutions réputées satisfaisantes si leur LOLP pour l'année considérée est

inférieure à 1%.

3.1.1.1. Scénario bouquet énergétique unique

Ce scénario considère l'équilibre de l'offre et de la demande en considérant la CEB comme l'acheteur unique libre d'acheter selon l'ordre de mérite aux exportateurs et aux producteurs existants sur le territoire du Bénin et du Togo. Ce scénario suppose également que la CEB peut redistribuer l'énergie sur l'ensemble du territoire des deux pays sans contraintes liées aux capacités et aux structures des réseaux 330 kV, 161 kV, 63 kV et MT existants. ***Ce scénario constituera le scénario de référence.***

Le tableau 9 ci-dessous récapitule les résultats des simulations pour les années 2015 à 2018 dans le cas du bouquet énergétique unique géré à l'optimum.

Tableau 9 : Résultats des simulations années 2015-2018. Cas du bouquet énergétique unique géré à l'optimum.

Année	Prix des combustibles	LOLP CEB	Coût moyen (US$/MWh). END compris (Hors END)	Observations
2015	Prix actuels	0,50%	105,7 (99,4)	Centrales SBEE hors service ; MRI 40 MW ; AGGREKO 20 MW ; CO_2 20 $/t
2016	Prix actuels	0,50%	109,2 (102,9)	Centrales SBEE:24 MW; MRI 40 MW ; AGGREKO 40 MW ; CO_2 20 $/t
2017	Prix actuels	1,08%	122,8 (109,4)	Centrales SBEE:24 MW; MRI 40 MW ; AGGREKO 40 MW ; CO_2 20 $/t
2017	Prix plus élevés, associés avec 70 US$/baril	1,08%	133,0 (119,4)	
2018	Prix actuels	2,44%	140,6 (110,0)	
2018	Prix plus élevés, associés avec 80 US$/baril	2,24%	160,5 (132,4)	

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

3.1.1.2. Scénario poursuite de la situation actuelle

Le mix énergétique unique traité au point ci-dessus ne correspond pas à la réalité présente puisque les mandants de la CEB ne l'autorisent qu'exceptionnellement à acheter de l'énergie aux producteurs dont les prix de vente sont très supérieurs à ceux pratiqués par les exportateurs TCN

et VRA-CIE. La CEB n'a donc pas un accès libre aux centrales de CONTOUR GLOBAL à Lomé, CAI à Cotonou (Maria Gléta), MRI et AGREKKO au Bénin ainsi qu'aux centrales diesel de la SBEE. Ces centrales font l'objet d'achats d'énergie en direct ou bien de production propre par la CEET et la SBEE.

La simulation de cette option est approchée par la limitation pratique de l'utilisation de la centrale de Contour Global aux seuls besoins du Togo qui se limitent à l'appel de 1 à 3 groupes sur les 6 installés.

Le tableau 10 ci-dessous récapitule les résultats des simulations pour les années 2015 à 2018 dans le cas du bouquet énergétique unique géré selon les règles actuelles et simulé en estimant que la CEET ne recourt qu'à la moitié des groupes de Contour Global pour ses besoins propres.

Tableau 10 : Résultats des simulations années 2015-2018. Cas du bouquet énergétique unique géré selon les règles actuelles.

Année	Prix des combustibles	LOLP CEB	Coût moyen (US$/MWh). END compris (Hors END)	Observations
2015	Prix actuels	1,39%	128,7 (111,3)	Seulement 3 groupes Contour Global sont exploités
2016	Prix actuels	1,41%	132,0 (114,4)	3 groupes Contour Global
2017	Prix actuels	3,46%	163,5 (120,3)	3 groupes Contour Global
2017	Prix plus élevés, associés avec 70 US$/baril	3,44%	175,6 (132,5)	3 groupes Contour Global
2018	Prix actuels	6,25%	197,2 (117,1)	3 groupes Contour Global.
2018	Prix plus élevés, associés avec 80 US$/baril	6,09%	218,6 (142,4)	3 groupes Contour Global.

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

3.1.1.3. Scénario séparation des bouquets énergétiques

Dans cette option la demande du Bénin est satisfaite par les centrales de la SBEE, MRI, AGGREKO, CAI, la centrale CEB de Cotonou, la moitié de la production de Nangbeto, les centrales solaires à installer (pour une capacité totale de 140 MWc) et une part des importations du Nigéria et du Ghana.

La demande du Togo est satisfaite par la centrale de Contour Global, la centrale CEB de Lomé, la moitié de la production de Nangbeto et une part des importations du Nigéria et du Ghana.

La part des importations revenant à chaque pays est bien entendu le point délicat des simulations de cette option. L'examen des résultats 2013 conduit à estimer que la part

revenant au Bénin cette année- là s'élevait virtuellement à 57% avec une tendance à la baisse en 2014.

Le tableau 11 ci-dessous récapitule les résultats des simulations pour les années 2015 à 2018 dans le cas des bouquets énergétiques séparés. **Le choix de la répartition des importations entre le Bénin et le Togo a été fait de telle sorte que la LOLP de chacun des pays soit inférieure à 1%.**

Tableau 11: Résultats des simulations années 2015-2018. Cas des bouquets énergétiques séparés pour le Bénin et le Togo

Année	Prix des combustibles	LOLP Bénin	LOLP Togo	Coût moyen (US$/MWh). END compris (Hors		Observations: Répartition des importations d'énergie
				Bénin	Togo	
2015	Prix actuels	0,63%	0,91%	156,6 (148,7)	100,8 (89,4)	Part Bénin : 35% Part Togo : 65%
2016	Prix actuels	0,74%	0,94%	165,9 (166,7)	102,1 (90,3)	Part Bénin : 22% Part Togo : 78%
2017	Prix actuels	1,04%	2,53%	166,7 (153,8)	121,7 (90,1)	Part Bénin : 30% Part Togo : 70%
2017	Prix plus élevés, associés avec 70 US$/baril	1,02%	2,55%	188,8 (174,0)	126,5 (96,6)	Part Bénin : 30% Part Togo : 70%
2018	Prix actuels	3,89%	3,39%	198,2 (150,3)	144,9 (102,6)	Part Bénin : 25% Part Togo : 75%
2018	Prix plus élevés, associés avec 80 US$/baril	3,90%	3,40%	240,4 (191,6)	145,1 (102,6)	Part Bénin : 25% Part Togo : 75%

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

3.1.2. Examen comparatif des scénarios

Les trois scénarios étudiés ci-dessus conduisent aux conclusions suivantes :

a) Le scénario du bouquet énergétique unique donne des solutions satisfaisantes jusqu'en 2017 inclus, alors que le scénario du statu quo ne le permet jamais et que le scénario des bouquets énergétiques séparés ne le permet que jusqu'en 2016 avec une répartition des importations probablement inacceptable pour le Bénin.

b) Outre les problèmes de qualité de service, le scénario du statu quo induit des surcoûts de l'ordre de 10 US$/MWh (≈ 6 FCFA/kWh) hors END au moins par rapport au scénario de référence soit une dépense additionnelle de 15 à 20 millions de US$ par an pour le Bénin.

c) Le scénario des bouquets énergétiques séparés conduit à des résultats très contrastés pour les deux pays selon le choix de la clé de répartition des importations du Nigéria et du Ghana. **Une répartition trop favorable au Bénin provoque une qualité de service complétement dégradée au Togo. Si elle est favorable au**

Togo, le coût moyen du MWh au Bénin devient insupportable. Le surcoût pour le Bénin par rapport au coût de référence est de toute façon supérieur à celui encouru par rapport à la situation de statu quo.

Le Consultant tire la conclusion que ces résultats montrent l'intérêt pour le Bénin (et le Togo) de se rapprocher techniquement et institutionnellement du scénario de référence (bouquet énergétique unique).

3.1.3. Nécessité de la mise en place au plus tard 2018 d'une nouvelle centrale multi fuel (aspects logistiques et environnementaux)

L'équilibre raisonnable entre l'offre et la demande ***dans l'espace de la CEB*** exige la mise en service d'une nouvelle centrale thermique en 2018 dans l'hypothèse où se réalise le scénario de croissance forte. Cette centrale est nécessairement une centrale bi- ou même tri-combustible (gazole, fioul lourd, gaz naturel) dotée de groupes de 20 MW, seule réalisable dans un délai court et afin de se prémunir contre les incertitudes sur l'approvisionnement en gaz naturel, de disposer de flexibilité de réglage du système et de maintenir une taille unitaire de groupe compatible avec la réserve tournante accessible.

Deux emplacements réalistes peuvent être envisagés pour la centrale tri-combustible :

- Le site de Maria Gléta au Bénin, où aboutit la dérivation du gazoduc WAPCo pour Cotonou, conformément au projet instruit par Tractebel.
- Ou un site à Lomé au Togo au voisinage de la centrale actuelle de CONTOUR GLOBAL, desservi en gaz naturel par la dérivation du gazoduc WAPCo et à proximité immédiate du dépôt pétrolier de Lomé.

Au cas où 30 MPC/jr seraient disponibles dans l'un ou l'autre site, la centrale pourrait fonctionner au gaz. Il faudrait environ 50 MPC/jr au total pour pouvoir également alimenter en gaz la centrale CAI sur le site de Maria Gléta ou la centrale de CONTOUR GLOBAL sur celui de Lomé.

Si cet approvisionnement en gaz naturel fait défaut, la solution alternative au fioul lourd ne pose pas de problème particulier sur le site de Lomé. Par contre l'approvisionnement du site de Maria Gléta en fioul lourd pour les centrales à fioul et en JET A1 pour la centrale CAI pose de redoutables problèmes environnementaux ou alors exige des investissements lourds qui grèvent les coûts d'investissement de la nouvelle centrale.

En effet l'approvisionnement par camions citernes (15 à 35 m^3 par véhicule) conduit à envisager le recours à une noria de 20 à 45 trajets aller-retour pour le fioul lourd pour un fonctionnement à pleine charge. Il faut y ajouter entre 10 et 25 trajets pour le transport du JET A1 les jours de pointe en 2019. Le Consultant fait observer que ce serait l'enfer pour les populations riveraines et un risque important d'accident de personnes ou de grande ampleur du fait du caractère des cargaisons. De plus, les routes de desserte de Maria Gléta sont en grande partie non revêtues et traversent des zones densément peuplées. Le transport de gaz comprimé par camion pose d'ailleurs des problèmes analogues. **Le Consultant déconseille fortement au Bénin un tel mode d'approvisionnement des centrales à construire**.

L'alternative recommandée est la construction d'un oléoduc calorifugé entre la station de stockage des produits pétroliers sur le port de Cotonou sur une distance d'environ 20 km en milieu urbain. *Selon le Consultant, pour minimiser les coûts d'investissements un seul ouvrage pourrait être construit véhiculer successivement les deux combustibles, sous réserve d'un nettoyage intermédiaire. Il faudra aussi l'installation d'une station de compression garantie et sécurisée sur le site de stockage des produits pétroliers. La conduite des installations ne doit pas subir d'interruption longue sous peine de conduire à la coagulation irrémédiable du fioul lourd dans l'oléoduc.*

Au regard des contraintes ci-dessus, Le Consultant tire la conclusion selon laquelle la résolution du problème de l'approvisionnement en gaz par gazoduc du site de Maria Gléta ou alors la construction de cet oléoduc calorifugé constituent les conditions indispensables en vue de la construction de centrales fioul/gaz à Maria Gléta.

3.2. ANALYSE DES MOYENS D'APPROVISIONNEMNT D'ENERGIE ELECTRIQUE POUR LA PERIODE DE 2020 A 2035

Comme mentionné plus haut, la période 2020-2035 a été étudiée selon une approche différente. En effet cette période est beaucoup plus ouverte en termes de possibilité d'installations de nouvelles centrales. ***L'enjeu de l'étude est de déterminer quelles sont les types de centrales qui permettront de minimiser les coûts globaux et à quelle date la construction de ces centrales doit intervenir.***

Le logiciel utilisé par le Consultant pour réaliser l'étude pour cette période est le WASP (Wien Automatic System Package). C'est un logiciel développé par l'AIEA[1] depuis 1972. Ce logiciel permet l'étude et l'optimisation d'un parc de moyens de production électrique sur un territoire et une durée définis.

Au total, 27 cas de combinaisons des moyens d'approvisionnement en énergie électrique dans l'espace CEB dans l'optique de déterminer la combinaison optimale de centrales de production minimisant les coûts actualisés globaux ; tout en respectant les critères de fiabilités fixés comme hypothèses de base.

3.2.1. Résumé des hypothèses suivies

L'intégralité des hypothèses est présentée dans l'Annexe 4 du rapport de l'étude. Le résumé suivant se limite aux hypothèses les plus importantes. Celles –ci portent sur :

- les technologies de production d'électricité et les options d'importation considérées par le Consultant comme envisageables ;
- les coûts d'investissements ;
- la disponibilité du gaz du gazoduc ;
- les coûts des combustibles liquides suivant les évolutions plausibles du prix du Brent ;
- les coûts des émissions de CO_2
- les coûts des importations d'électricité ;
- l'énergie non distribuée ;

- la réserve de marge du système ;
- la réserve tournante du système ;
- le taux d'actualisation.

3.2.1.1. Technologies de production d'électricité et options d'importation

Les technologies candidates envisagées par le Consultant pour le parc de production dans la période 2020 – 2035 sont les suivantes :

- cycles combinés associant des turbines à gaz et à vapeur ;
- centrales vapeur au charbon à lit fluidisé circulant[2] ;
- centrales basées sur des technologies diesel permettant l'utilisation de plusieurs combustibles : fuel léger, lourd ou gaz naturel ;
- centrales de conversion des énergies renouvelables (centrales hydroélectriques, centrales PV, centrales à biomasse).

En plus de la production d'énergie, les autres options analysées impliquent :

- la poursuite, des importations d'électricité du Nigéria et du Ghana/Côte d'Ivoire.
- l'importation du Niger de l'électricité produite par une centrale à charbon.

3.2.1.2. Coûts d'investissements

Les hypothèses de coûts unitaires d'investissements des centrales de production sont présentés dans le tableau 12 ci- dessous.

[1] Agence Internationale de l'Energie Atomique

[2] Les centrales à charbon pulvérisés, dont les coûts d'investissement et d'exploitation sont légèrement plus faibles que ceux des centrales à lit circulant fluidisés. , ont finalement étés écartées des simulations en raison de leur impact environnemental trop important.

Tableau 12 : Coûts d'investissement

Centrale	Coûts d'investissement	Durée de construction	Durée de vie
	US$ 2015 par kW	Années	Années
Cycle combiné : TAG (100MW) +TV (50MW)	1100	3	25
Groupes Diesel	1070	1	20
PV	1000 / 2000	3	20
Centrale au Fuel Lourd	1350	3	25
Centrale Charbon à lit fluidisé circulant	2600	3	35
Centrale bicombustible	1350	3	25
Centrales hydroélectriques	3000	10	50

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

3.2.1.3. Disponibilité du gaz

Le gaz du gazoduc ouest africain et sa disponibilité dans le futur sont une source importante d'aléas pour l'étude. Plusieurs scénarios de disponibilité de gaz ont été considérés :

- 10 MPC/jour : permet de satisfaire consommation actuelle des deux TAG de la CEB ;
- 50 MPC/jour : quantité nécessaire à l'approvisionnement des TAG de la CEB, de CAI, de Contour Global et de la future centrale multi- combustible de Maria Gleta (120 MW) ;
- 200 MPC/jour : fourniture maximale si le Ghana ne consomme plus de gaz en provenance du Nigéria ;
- 300 MPC/jour : fourniture maximale si le Ghana installe des stations de compression sur son territoire pour vendre du gaz au Togo et au Bénin.

Les limites de 200 et 300 MPC/jour sont les limites maximales de transit calculées en tenant compte des diamètres des conduites alimentant les sites de Maria Gleta et Lomé Port.

3.2.1.4. Coûts des combustibles et des importations d'électricité

1. Coûts des produits pétroliers et le gaz naturel

Deux scénarios sont considérés :

a) Le prix du Brent reste jusqu'en 2035 au niveau actuel de 50–65 US$ par baril ;

b) Le prix du Brent augmente à partir de 2017 pour atteindre 100 US$/baril en 2020 et reste ensuite à ce niveau.

Les hypothèses retenues pour l'évolution des prix des combustibles se présentent comme ci-après :

- L'évolution des coûts des produits pétroliers (fioul lourd, diesel[3], Jet A1) est
- quasiment proportionnelle à l'évolution du prix du Brent.

- Le coût du gaz fourni par le gazoduc est supposé rester au niveau actuel de 11 US$/MMBTU si l'hypothèse (a) s'applique. Dans le cas de l'hypothèse (b), le coût du gaz augmente mais moins que le prix du Brent. Il est de 14 US$/MMBTU à partir de 2020[4].

- Les importations potentielles de GNL sont supposées coûter 15% de plus par rapport au gaz naturel. La location d'une barge pour le stockage et la regazéification du GNL augmente le coût de 0,02 US$/kWh.

2. Coûts du charbon[5] minéral

Deux scénarios sont examinés : Le coût d'importation est de

- 4 US$/MMBTU sur toute la période d'étude ;
- ou 5 US$/MMBTU sur toute la période d'étude.

3. Coûts des importations d'électricité

- Le coût du charbon détermine le coût des importations du Niger étant donné que ces importations seront basées sur la production de la future centrale de Salkadamna exploitant le charbon de la mine du même nom. Le coût de ces importations est de 0,10 US$/kWh si le charbon coûte 4 US$/MMBTU et de 0,11 US$/kWh si le charbon coûte 5 US$/MMBTU.

- Le mix énergétique des importations venant du Nigéria et du Ghana/Côte d'Ivoire est largement basé sur une production thermique à base de pétrole. On peut donc s'attendre à ce que le coût d'importation augmente si le prix du Brent augmente. L'augmentation prévue pour le prix des importations du Nigéria est de 0,10 US$/kWh à 0,12 US$/kWh si l'hypothèse (b) s'applique. Le coût des importations du Ghana/Côte d'Ivoire augmente dans ce cas de 0,11 US$/kWh à 0,13 US$/kWh.

[3] Le prix de 60 US$/baril a été utilisé dans le calcul des coûts dans le futur. Exemple : coût de diesel si le prix du Brent es de 100 US$/baril : 13,14 * 100 / 60 = 21,9 US$/GJ.

[4] L'augmentation ne commence qu'en 2019 parce que le prix de 11 US$/MMBTU est fixe jusqu'à fin 2018.

[5] Le modèle suppose qu'aucune centrale à charbon n'est en service avant 2020.

Le tableau 13 ci-après récapitule les résultats des prévisions de coûts des combustibles suivants les hypothèses ci-dessus

Tableau 13 : Coûts des combustibles

Combustible	Actuel	Si pétrole brut 100**$/bbl**
HFO	8,514	12,9 $/GJ
LFO	13,14	21,9 $/GJ
Jet A1	29,20	48,7 $/GJ
Gaz (gazoduc)	11 10,4	14 $/MMBTU 13,3 $/GJ
GNL[6]	12,7 12,0	16,1 $/MMBTU 15,3 $/GJ
Charbon	4 3,8	5 $/MMBTU 4,7 $/GJ

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

3.2.1.5. Coûts des émissions de CO_2

L'analyse économique prend en compte deux scénarios de valorisations des émissions de gaz à effet de serre (GES) via la taxation des tonnes de CO2 équivalent émises à 20 US$/t ou 40 US$/t. Le Tableau 14 présente les surcoûts que cela représente selon chaque technologie dans le cas de la valorisation de la tonne de CO2 à 20 US$. Davantage de détails justifiant les choix de prix effectués sont donnés en Annexe 1 du rapport d'étude.

Tableau 14 : Emission de CO2 par technologie

Technologie	**t.CO2/GJ**	**t.CO2/MWh**	**US$/MWh**	**FCFA/kWh**
Charbon	0,089	0,85	17,0	10,5
CCTG au Gaz (gazoduc ou GNL)	0,052	0,38	7,6	4,7
TAG au GN	0,060	0,67	13,4	8,3
HFO	0,075	0,71	14,2	8,8
DDO	0,074	0,74	14,8	9,2
Moteur au Gaz	0,043	0,49	9,8	6,1

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

[6] Afin de prendre en compte les surcoûts liés au transport, le prix du GNL CIF (Cost Insurance and Freight) est fixé 15% au-dessus du prix du gaz du Gazoduc. Les coûts liés à la regazéification sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales

3.2.1.6. Energie non distribuée

Le coût de l'énergie non distribuée (Energy Not Served) retenu est de 1,25 US$/kWh pour respecter les hypothèses du WAPP (Tome 1, p.15). **La limite annuelle admise pour la probabilité de délestage annuel (LOLP) lié à l'insuffisance de production ou aux indisponibilités fortuites (pannes) est fixée à 1% maximum sur la période**.

3.2.1.7. Réserve de marge

Une réserve de marge correspondant à la perte des deux plus grosses unités de production en fonctionnement a été prise comme référence.

3.2.1.8. Réserve tournante

A chaque instant chaque centrale en fonctionnement dispose d'une marge de production exprimée en pourcentage de sa capacité maximale disponible. La réserve tournante du système correspond à la somme des marges de production. La règle dite « n – 1 » stipule que la réserve tournante doit être à tout moment supérieure ou égale au plus gros groupe en fonctionnement. **Une réserve de tournante de 20 MW, correspondant à une turbine à gaz ou un moteur bicombustible a été admise pour la période 2020-2030, portée ensuite à 100 MW pour la période 2030-2035**[7].

3.2.1.9. Taux d'actualisation

Les calculs ont été faits avec le taux de 10%.

3.2.2. Cas de combinaisons de moyens d'approvisionnement d'électricité examinées

Comme rappelé ci-dessus, nonobstant les analyses de sensibilité, 27 cas ont été examinés dans le détail. Ils combinent comme ci-dessus décrit des scénarios (i) de demande, (ii) de coûts des produits pétroliers et du gaz, (iii) de disponibilité de gaz du gazoduc et (iv) de coûts d'importation de charbon :

1. Pour chacun des trois scénarios de demande, deux scénarios de développement des coûts des produits pétroliers et du gaz : (1) maintien au niveau actuel : « coûts constants » ; (2) augmentation entre 2017 et 2020 et stabilisation : « coûts à la hausse ».

2. Pour chaque combinaison demande/coûts, trois scénarios de disponibilité maximale de gaz du gazoduc : 10 MPC/jour, 50 MPC/jour, 200 MPC/jour.

3. Pour les combinaisons demande / « coûts à la hausse » / disponibilité de gaz du gazoduc, deux scénarios du coût du charbon : 4 US$/MMBTU et 5 US$/MMBTU.

4. Pour les combinaisons demande / « coûts constant » / disponibilité de gaz du gazoduc, le coût du charbon est de 4 US$/MMBTU.

Les autres cas analysés concernent les options suivantes :

5. **Réalisation de tous les sites hydroélectriques candidats**

6. **Production à partir du GNL**

[7] La défaillance des importations du Nigéria ou du Ghana devrait en théorie être compensée par les réserves tournantes propres à ces pays, ce qui n'est aujourd'hui malheureusement pas le cas.

La terminologie des cas examinés et les principales hypothèses suivies se présentent comme il suit dans le tableau 15 ci-dessous.

Tableau 15 : Terminologie et principales hypothèses de base des cas examinés

Reference du cas	Prix du pétrole brut (Brent) à partir 2020	Coût gaz à partir 2020 (US$/MMBTU)	Gazoduc. Limite d'import (MPC/jour)	Coût charbon (US$/MMBTU)
A1	100 US$/bbl	14	10	4
A2	100 US$/bbl	14	10	5
A3	100 US$/bbl	14	50	4
A4	100 US$/bbl	14	50	5
A5	100 US$/bbl	14	200	4
A6	100 US$/bbl	14	200	5
B1	Prix actuel de 50 – 65 US$ par baril	11	10	4
B3		11	50	4
B5		11	200	4

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

Tous les cas ont été étudiés pour les trois scénarios de demande (Voir Annexe 5 du rapport d'étude pour les résultats détaillés des cas examinés).

Les productions d'énergie au niveau des centrales et les importations d'énergie ont été modélisées avec les paramètres décrits dans le tableau 16 ci-dessous donnant la structure résultant des coûts.

Tableau 16 : Structure de coût d'exploitation par technologie (FCFA/kWh) pour 20$/t.CO2

			O&M (FCFA/kWh)		Coût en carburant (FCFA/kWh)		Coût Carburant + O&M hors CO2 (FCFA/kWh)		Coût total Carburant + O&M + CO2 (FCFA/kWh)		Ordre de mérite	
	Rendement (kJ/kWh)		O&M	Regazéfi-ciation GNL	Actuel	Si brut 100 $/bl	Actuel	Si brut 100 $/bl	Actuel	Si brut 100 $/bl	Actuel	Si brut 100 $/bl
Charbon Pulvérisé	9 231	39%	1,67		21,72	27,15	23,39	28,82	33,93	39,36	1	1
Charbon CFB	9 574	38%	1,95		22,53	28,16	24,47	30,11	35,01	40,65	2	2
CC-Gaz pipe	7 247	50%	1,06		46,89	59,68	47,95	60,74	52,66	65,45	3	3
HFO	9 450	38%	4,40		49,88	75,58	54,29	79,98	58,69	84,39	4	8
TCN							62,00	74,40	62,00	74,40	5	5
NIGER							62,00	68,20	62,00	68,20	6	4
Moteur MF GN gazoduc	9 000	40%	4,40		58,24	74,12	62,64	78,52	64,31	80,19	7	6
VRA							68,20	80,60	68,20	80,60	8	7
Moteur MF GNL	9 000	40%	4,40	12,40	66,97	85,24	83,77	102,04	73,05	91,31	9	10
CC-Gaz GNL	7 247	50%	1,06	12,40	66,33	81,03	67,39	82,09	74,63	89,34	10	9
TAG gazoduc	11 225	32%	1,56		72,63	92,44	74,19	94,00	80,94	100,75	11	11
LFO (Diesel)	10 000	36%	6,26		81,47	135,78	87,73	142,04	90,64	144,96	12	12
TAG au LFO	11 435	31%	1,56		207,04	345,06	208,59	346,62	207,11	345,13	13	13

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015

3.2.3. Résultats d'études détaillées de deux des cas (un cas à prédominance gaz et un cas à prédominance charbon)

Les résultats présentés ci-après se rapportent à la solution optimale parmi les différentes configurations étudiées par le modèle WASP. **L'optimum est défini comme la solution dont la somme des coûts actualisés sur la période 2020–2035 est minimale**.

La capacité installée des centrales retenues et la puissance importée année par année selon la solution optimale pour l'évolution du bouquet énergétique de la CEB sont présentées à l'annexe 5 du rapport de l'étude. Les résultats détaillés de deux cas examinés sont présentés dans à l'annexe 6. Il s'agit d'**un cas à prédominance de moyens de production basé sur le gaz et d' un cas à prédominance de moyens de productions basé sur le charbon**.

3.2.3.1. Cas à prédominance Gaz

1. Hypothèses

Dans le cas étudié la disponibilité du gaz en provenance du Nigéria est maximale : 200 MPC/jr ; les prix de l'énergie primaire sont 11 US$/MMBTU pour le gaz et 4 US$/MMBTU pour le charbon. La tonne de CO_2 est valorisée à 20 US$. Le PV est à un coût d'investissement de 1000 US$/kW.

2. Résultats

Les tableaux 17 et 18 suivants présentent le plan optimal d'expansion des moyens d'approvisionnement obtenu dans le cas où la demande suivrait le scénario de croissance forte. Les tableaux correspondants pour les scénarios de croissance moyenne et faible figurent à l'annexe 6 du rapport de l'étude.

Tableau 17 : Cas B5. Scénario Haut. Moyens d'approvisionnement d'électricité dans l'espace CEB (en MW) (Cas à prédominance gaz)

	2015	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	2035
Nangbeto (hydro)	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Adjarala (hydro)	0	0	0	0	0	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Biomasse	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
TAVCF(charbon)	0	0	0	0	0	0	0	0	125	250	250	250	250	250	250	250	250	500	625	625	875
CCGN (gaz)	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	450	600	750	900	900	1050	1050	1050	1200	1200
Contour Glob. (multi fuel)	102	102	102	102	102	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Maria Gleta (multi fuel)	0	0	0	119	119	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Import Nigéria (TCN)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Import Niger	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Import Ghana (VRA/CIE)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Centrale CAI (Jet A1, gaz)	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TAG CEB (gaz)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales diesel SBEE	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales diesel location	80	80	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solaire PV	0	0	70	140	140	300	340	360	400	440	500	540	580	640	700	760	820	880	960	1040	1120
Total hors solaire	655	655	655	774	774	1176	1176	1176	1301	1426	1526	1648	1798	1948	2098	2098	2248	2498	2623	2773	3023
Total, solaire inclus	655	655	655	914	914	1476	1516	1536	1701	1866	2026	2188	2378	2588	2798	2858	3068	3378	3583	3813	4143
Pointe	506	558	607	661	720	784	863	950	1044	1148	1270	1394	1516	1649	1793	1947	2112	2289	2479	2682	2897
Réserve hors PV	149	97	48	113	54	392	313	226	257	278	256	254	282	299	305	151	136	209	144	91	126

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015 ; Annexe 6

Tableau 18 : Cas B5. Scénario Haut. Moyens d'approvisionnement d'électricité disponibles pour le Bénin (en MW) (Cas à prédominance gaz)

	2015	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	2035
Nangbeto (hydro)	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5
Adjarala (hydro)	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Biomasse	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
TAVCF (charbon)	0	0	0	0	0	0	0	0	125	250	250	250	250	250	250	250	250	500	625	625	875
CCGN (gaz)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	300	300	300	300	300	300	300
Maria Gleta (multi fuel)	0	0	0	119	119	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Import Nigéria (TCN)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Import Niger	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Import Ghana (VRA/CIE)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Centrale CAI (Jet A1, gaz)	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TAG CEB (gaz)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales diesel SBEE	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales diesel location	80	80	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solaire PV	0	0	70	140	140	220	240	250	270	290	320	340	360	390	420	450	480	510	550	590	630
Total hors solaire	297	297	297	416	416	628	628	628	753	878	928	870	870	1020	1170	1170	1170	1420	1545	1545	1795
Total, solaire inclus	297	297	367	556	556	848	868	878	1023	1168	1248	1210	1230	1410	1590	1620	1650	1930	2095	2135	2425
Pointe	205	225	250	277	306	339	382	429	481	537	598	664	736	813	897	987	1082	1184	1292	1407	1527
Réserve hors PV	156	136	113	206	177	168	126	79	154	224	213	90	20	93	160	72	-23	127	144	30	161

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015 ; Annexe 6

3. Analyse des résultats

a) Production thermique

Au prix de 11 US$/MMBTU, c'est le gaz qui est mobilisé en priorité. Le charbon n'apparaît dans l'optimum économique qu'en 2023 dans le scénario de croissance forte et vers 2030 dans les scénarios de croissance faible et modérée.

Au total, 1 200 MW de centrale au gaz sont installés en 2035 dans le scénario de croissance forte, 900 MW dans le scénario de croissance modérée et 300 MW dans le scénario de croissance faible.

Dans le scénario de croissance forte, les besoins en gaz dépassent 200 MPC/jour à partir de 2031. Ils s'élevent jusqu'à 300 MPC/jour au-delà. Deux options de fourniture des 300 MPC/jour sont possibles :

- le Ghana exporte du gaz en installant des stations de compression sur son territoire. Le gazoduc existant permet alors de livrer 300 MPC/jour à l'ensemble Togo-Bénin ;
- du GNL est importé à partir d'une barge pour compléter les besoins en énergie primaire. **De 0,2 à 1,1 milliards de m^3 par an de GNL seront nécessaires entre 2032 et 2035 (environ 100MPC/jr)**. Mais l'importation de GNL ne fait pas partie de la solution optimale en raison de ses coûts: 12,65 US$/MMBTU plus 0,02 US$/kWh pour la location de la barge de stockage et de regazéification.

b) Importations d'électricité

La part des importations est réduite à moins de 20% sauf dans le cas du scénario de croissance modérée. Le parc de production comprend suffisamment de moyens de production moins onéreux que les importations d'électricité.

c) Hydroélectricité

Le développement de nouvelles centrales hydroélectriques autres que Adjarala n'entre pas dans l'optimum économique. Les coûts d'investissement de 3000 US$/kW sont trop élevés par rapport au productible des autres centrales candidates (Kétou-Dogo (229 GWh/an), Vossa (167), Béthel Bis (89), Olougbe (62), Dyodyonga (56), Bétérou (49)).

d) Solaire PV

Tous les scénarios font appel massivement au solaire photovoltaïque pour autant que son coût soit inférieur ou égal à 1000 US$/kWc. L'optimum correspond donc à la limite technique soit 50% de la pointe à midi.

e) Réserve de marge

La réserve de marge est la différence entre la capacité installée mobilisable à la demande et la pointe. Dans toutes les variantes étudiées la réserve de marge se situe entre +3% et +70% de la pointe. Elle permet de faire face à l'arrêt d'un groupe pour maintenance.

3.2.3.2. Cas à prédominance charbon

1. Hypothèses

Dans le cas étudié dans ce paragraphe, toutes les options d'approvisionnement en énergie primaire sont ouvertes. Le charbon est disponible au prix de 5 US$/MMBTU. Le prix des produits pétroliers et du gaz est basé sur une hypothèse à 100 US$ par baril. Le gaz naturel vaut donc 14 US$/MMBTU à partir de 2020. La tonne de CO_2 est valorisée à 20 US$. Le solaire PV et l'hydroélectricité peuvent être retenus si leur présence est justifiée économiquement au regard des autres options. Le solaire PV est subventionné et son coût d'installation est de 1000 US$/kWc. Le gaz naturel issu du gazoduc WAPCO est disponible à hauteur de 200 MPC/jour.

2. Résultats

Les tableaux 19 et 20 suivants présentent le plan d'expansion des moyens d'approvisionnement en électricité dans l'espace CEB et au Bénin si la demande suit le scénario de croissance forte. Les tableaux correspondants pour les scénarios de croissance modérée et faible figurent à l'annexe 6 du rapport de l'étude.

Tableau 19 : Cas A6. Scénario Haut. Moyens d'approvisionnement d'électricité dans l'espace CEB (en MW) (Cas à prédominance charbon minéral)

	2015	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Nangbeto	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Adjarala	0	0	0	0	0	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Biomasse	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
TAVCF (Centrale charbon)	0	0	0	0	0	250	375	375	500	500	500	625	750	875	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
CCGN (Cycle combi)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	300	450	600	750	900
Import Niger	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Import Nigéria (TCN)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Contour Global	102	102	102	102	102	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Maria Gleta Multi Fuel	0	0	0	119	119	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Centrale HFO Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	102	102	102
Ghana/Côte d'Ivoire (VRA/CIE)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Centrale CAI	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TAG CEB	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Diesel SBEE	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales en location	80	80	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solaire PV	0	0	70	140	140	280	280	360	400	440	500	540	580	640	700	760	820	880	960	1040	1120
Total hors solaire	655	655	655	774	774	1126	1251	1251	1376	1376	1576	1573	1698	1823	1948	2098	2248	2398	2650	2800	2950
Total solaire inclus	655	655	725	914	914	1406	1531	1611	1776	1816	2076	2113	2278	2463	2648	2858	3068	3278	3610	3840	4070
Pointe (Bénin + Togo)	506	558	607	661	720	784	863	950	1044	1148	1270	1394	1516	1649	1793	1947	2112	2289	2479	2682	2897
Réserve hors PV	149	97	48	113	54	342	388	301	332	228	306	179	182	174	155	151	136	109	171	118	53

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015 ; Annexe 6

Tableau 20 : Cas A6 - Scénario Haut - Moyens d'approvisionnement d'électricité disponibles pour le Bénin (en MW) (Cas à prédominance charbon minéral)

	2015	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	2035
Nangbeto (hydro)	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Adjarala (hydro)	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Biomasse	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
TAVC (charbon)	0	0	0	0	0	250	375	375	500	500	500	625	750	875	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
CCGN (gaz)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150
Maria Gleta (multi fuel)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Import Nigéria(TCN)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Import Niger	0	0	0	119	119	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Import Ghana (VRA/CIE)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Centrale CAI (Jet A1, gaz)	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TAG CEB (gaz)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales diesel SBEE	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales diesel location	80	80	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solaire PV	0	0	70	140	140	210	210	250	270	290	320	340	360	390	420	450	480	510	550	590	630
Total hors solaire	361	361	361	480	480	752	877	877	1002	1002	1102	1119	1244	1369	1494	1494	1494	1494	1494	1494	1644
Total, solaire inclus	361	361	431	620	620	962	1087	1127	1272	1292	1422	1459	1604	1759	1914	1944	1974	2004	2044	2084	2274
Pointe	205	225	250	277	306	339	382	429	481	537	598	664	736	813	897	987	1082	1184	1292	1407	1527
Réserve hors PV	156	136	111	203	174	413	495	448	521	465	504	455	508	556	597	507	412	310	202	87	117

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015 ; Annexe 6

3. Analyse des résultants

a) Production au charbon

Si le prix du gaz est de 14 US$/MMBTU, le parc de production à moindre coût économique est basé sur le charbon quel que soit le scénario de demande. Ce résultat reste valable si le charbon coûte 4 ou 5 US$/MMBTU. La seule différence entre ces deux sous-variantes est que le rythme d'installation des centrales à charbon est plus soutenu si le prix du charbon est de 4 US$/MMBTU. Le recours à une autre source d'énergie primaire n'est pas nécessaire dans les Scénarios Moyen et Faible parce que la limite de 1 000 MW de capacité charbon n'est pas atteinte dans ces scénarios. Elle est atteinte en 2029 dans le scénario de croissance forte. C'est la raison pour laquelle des centrales à gaz importé à partir du gazoduc du WAPCO sont installées à partir de 2030.

b) Production au gaz

Seul le Scénario de croissance forte nécessite des importations de gaz pour satisfaire la demande. Les besoins de gaz pour alimenter des cycles combinés se chiffrent au maximum à environ 150 MPC/jour en 2035.

c) Autres sources

Dans tous les cas le solaire fait partie du parc optimal de production s'il ne coûte que 1 000 US$/kW. La limite technique maximale (50% de la pointe à midi) correspond à l'optimum économique. Aucune autre ressource hydro que Nangbéto et Adjarala n'est retenue.

d) Réserve de marge

En comptant les importations, la capacité installée au Bénin sera toujours supérieure à la pointe du pays. Au Togo par contre l'offre n'est supérieure à la demande que de 2015 à 2017 et de 2020 à 2031, cette situation s'explique par l'hypothèse faite qu'il n'y aura qu'un seul port minéralier dans l'espace CEB et que celui-ci se trouvera au Bénin. Dans l'espace CEB par contre il y a toujours suffisamment de moyens de production pour faire face à la demande : la réserve de marge est toujours supérieure à 100 MW. La LOLP est toujours inférieure à 1% ce qui montre que la demande est bien satisfaite et que les problèmes de délestages sont résolus.

e) Valorisation des coûts des émissions

Les émissions de gaz à effet de serre sont devenues une des problématiques majeures à prendre en compte dans la génération d'électricité. Si le parc de production de l'espace de la CEB est principalement basé sur des centrales thermiques au charbon, les émissions de CO_2 du Bénin et du Togo seront relativement élevées. Les coûts de ces émissions peuvent changer l'optimum économique mais n'ont pas d'impact sur les finances réelles de la CEB tant qu'un marché du carbone n'est pas implanté au Afrique.

Les analyses faites ont pris en compte les coûts en les valorisant à 20 US$/t$CO_2$. Le tableau 21 suivant présente les grandes lignes des changements induits par une valorisation portée à 40 US$/tCO2. Dans tous les cas examinés, le gazoduc est supposé fournir jusqu'à 200 MPC/jour. Si la disponibilité du gaz est seulement de 10 ou de 50 MPC/jour, l'impact du coût des émissions risque de ne pas apparaitre parce que la disponibilité limitée du gaz implique nécessairement l'installation des centrales à charbon.

Tableau 21 : Impact de la variation du prix du CO_2 sur le parc de production

Cas	Coût gaz*/charbon (US$/MMBTU)	Scénario de Demande	Impact si coût est de 40 US$/t$CO_2$ au lieu de 20 US$/t$CO_2$
A5	14 / 4	Fort-Moyen-Faible	Parc de production globalement inchangé
A6	14 / 5	Fort	Le charbon arrive aussi dès 2020, mais son développement est plus lent. La capacité finale est inchangée (1000 MW). Le gaz arrive plus tôt : dès 2020. En 2035, il y a 900 MW de CCGN.
A6	14 / 5	Moyen	750 MW de charbon en 2035 au lieu de 1000 MW dans l'hypothèse de 20 US$/t CO_2. Gaz : 150 MW CCGN en 2020 augmentant à 300 MW en 2035 ; pas de CCGN.
A6	14 / 5	Faible	Parc de production globalement inchangé
B5	11 / 4	Fort	Le charbon apparait en 2033 au lieu de 2023 ; complété par du HFO et des cycles combinés au GNL (2032).
B5	11 / 4	Moyen	Uniquement des CCGN (avec du gaz du gazoduc). **Pas de charbon** contrairement à 125 MW de charbon à partir de 2031dans l'hypothèse de 20 US$/t CO_2
B5	11 / 4	Faible	Uniquement des CCGN (gazoduc). **Pas de charbon** contrairement à 125 MW de charbon en 2032 et 250 MW à partir de 2034), dans l'hypothèse de 20 US$/t CO_2

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015.

* Si prix du gaz de 11 US$/MMBTU est constant sur la période 2015 – 2035. Si prix du gaz est 14 US$/MMBTU : coût à partir de 2020. Avant 11 US$/MMBTU entre 2015 et 2018 et 12,6 US$/MMBTU en 2019.

IV. CONCLUSIONS DE l'ETUDE

4.1. PERIODE 2015 – 2019

Pour la période 2015 à 2019, les importations du Nigéria ont été limitées à environ 1 400 GWh/an et les importations du Ghana/Côte d'Ivoire à 550 GWh/an. La production de la centrale hydroélectrique de Nangbeto est 185 GWh/an. Les centrales PV entrent progressivement à partir de 2017 pour une capacité totale de 140MWc et fournissent jusqu'à 227 GWh/an au Bénin.

Supposant que **la livraison de gaz reste limitée à 10 MPC/jour**, le modèle a déterminé la production des centrales thermiques existantes - TAG de la CEB, TAG de la centrale CAI, centrales diesel de la SBEE, centrales en locations et la centrale bicombustible de Contour

Global – et la production de la nouvelle centrale bicombustible qui est prévue d'être installée à Maria Gleta et supposée être disponible en 2018. La centrale fonctionnera au fioul lourd tant que davantage de gaz ne sera pas disponible sur le site de Maria Gléta. L'approvisionnement en fioul lourd pose de délicats problèmes environnementaux à Maria-Gléta.

Le Consultant fait observer que les analyses faites montrent que l'utilisation de la centrale de Contour Global au bénéfice des deux pays et non seulement pour le Togo seulement permet d'avoir un mix énergétique global plus performant et beaucoup moins coûteux que la situation actuelle décrite au scénario statut quo.

4.2. PERIODE 2020 – 2035

Il ressort de l'étude que le besoin en capacité additionnelle de production pour satisfaire la demande du Togo et du Bénin dans la période 2020 – 2035 varie entre environ 600 MW (Scénario Faible) et 1 800 MW (Scénario Haut). Outre le coût des combustibles, trois hypothèses influent largement sur le choix des centrales à installer :

- La quantité de gaz disponible à l'importation par le gazoduc de l'Afrique de l'Ouest. Les cas analysés comprennent les hypothèses 10 ; 50 et 200 MPC/jour pour le Bénin et le Togo.
- La possibilité ou non d'installer une barge pour l'importation et la regazéification du GNL.
- La possibilité ou non de disposer de centrales à charbon jusqu'à 1 000 MW.

Les principaux résultats des analyses faites concernant l'addition de capacités de production se présentent comme il suit.

1. PARC THERMIQUE (CENTRALES A GAZ ET CENTRALES A CHARBON)

Les centrales thermiques au charbon ou au gaz naturel sont prépondérantes dans l'approvisionnement en énergie électrique du Bénin/Togo dans les solutions à moindre coût économique. La disponibilité du gaz du gazoduc et son coût et à un degré moindre le coût du charbon permettent de trancher entre le gaz et le charbon.

Les grandes tendances du parc thermique optimal sont décrites ci-après :

- Si **au moins 200 MPC/jour** sont disponibles en gaz naturel du gazoduc et le coût du gaz est **inférieur ou égal à 11 US$/MMBTU**, les cycles combinés à gaz fournissent dans tous les scénarios de demande la plus grande partie de l'approvisionnement en énergie électrique du Bénin. Les centrales à charbon ont néanmoins une contribution importante dans le cas du scénario de croissance forte de la demande d'électricité.
    - **Pour une prévision de coût de 4 US$/MMBTU**, elles apparaissent dans la solution optimale à partir de 2023 et fournissent jusqu'à 40% de l'approvisionnement (capacité installée en 2035 : 625 MW). Dans les scénarios de croissance modérée et faible, les centrales à charbon n'apparaissent qu'en 2031 ou 2032. Leur contribution est d'environ 10% dans le scénario de croissance modérée et atteint jusqu'à 26% dans le scénario de croissance faible.

- **Au prix de 5 US$/MMBTU**, il n'y a plus de centrales à charbon dans les scénarios de croissance modérée ou faible. Les cycles combinés à gaz remplacent les centrales à charbon. Dans le scénario de croissance forte, les centrales à charbon ne font partie de la solution optimale qu'à partir de 2031 et pour une capacité bien inférieure (375 MW en 2035). Les centrales GNL remplacent alors certaines centrales à charbon.

- **Si seulement 10 à 50 MPC/jour de gaz naturel du gazoduc sont disponibles et que le prix n'excède pas 11 US$/MMBTU**, **la plus grande partie des nouveaux moyens de production est constituée de centrales à charbon que le charbon coûte 4 ou 5 US$/MMBTU.** Si le charbon coûte 5 US$/MMBTU l'arrivée du charbon est un peu retardée, le parc de production étant alors composé de moins de charbon et de plus de centrales HFO voire GNL.

  L'alimentation d'un cycle combiné fonctionnant au gaz n'est pas possible si seulement 10 ou 50 MPC/jour sont disponibles. Le gaz est utilisé dans ce cas en priorité par les turbines à gaz (TAG) existantes (CEB et CAI) puis par les centrales bicombustibles existantes (centrale de Contour Global et centrale de 120 MW en projet à Maria Gléta).

- **Quel que soit la disponibilité du gaz et le scénario de demande d'énergie, si le coût du gaz atteint 14 US$/MMBTU à partir de 2020**, la production des centrales à charbon prédomine dans l'approvisionnement **que le charbon coûte 4 ou 5 US$/MMBTU**. La contribution des centrales à gaz à l'approvisionnement total est le plus souvent inférieure à 5%. Dans le Scénario Haut de la demande la capacité charbon atteint la limite de 1000 MW. L'offre énergétique est complétée à partir de 2030 par des centrales au gaz naturel ou au HFO suivant la disponibilité du gaz.

- **Production à partir du GNL**

  Dans les 27 cas de combinaisons d'options d'approvisionnement en énergie électrique examinés, le coût du GNL est égal à celui du gaz naturel de réseau majoré de 15%. Une surcharge de 0,02 US$/kWh est ajoutée pour prendre en compte les coûts de location d'une barge de stockage et de regazéification. ***A quelques exceptions près, les centrales GNL ne font alors partie de la solution optimale qu'à trois conditions : (i) le gazoduc ne peut fournir que 10 ou 50 MPC/jour maximum, (ii) le GNL ne coûte que de 12,65 US$/MMBTU plus la surcharge susmentionnée et (iii) la demande suit le Scénario Modéré ou Fort. La contribution des centrales GNL à la production totale reste toujours très faible, 3,6% de la demande totale au maximum.***

  Mais le Consultant fait observer qu'il est possible que le marché propose du GNL à des prix finalement moins coûteux que le gaz naturel du WAPCo. C'est pourquoi des calculs ont été faits afin de déterminer le seuil de coût à partir duquel l'alimentation en GNL devient prépondérante, soit 9,20 US$/MMBTU (coûts hors surcharge).

Pour conclure sur l'option gaz du gazoduc ou charbon, il y a lieu de retenir que les cycles combinés fonctionnant au gaz du gazoduc constituent la source préférée à condition que le WAPCo puisse livrer suffisamment de gaz (au moins 200 MPC/jour) et que le prix de ce gaz soit égal ou inférieur à 11 US$/MMBTU. Autrement le recours à la production au charbon devient l'alternative à moindre coût.

Mais au regard des incertitudes de disponibilité de gaz, le Consultant recommande d'envisager dès à présent la construction d'une centrale à charbon de 250 MW. Il fait observer que même si le gazoduc arrivait à fournir jusqu'à **200 MPC/jour au prix de 11 US$/MMBTU**, **l'installation de 250 MW en capacité charbon est recommandée** dans l'optique de la sécurisation des approvisionnements d'électricité par la diversification des sources.

2. CENTRALES SOLAIRES PV

Si les coûts d'investissement en centrales solaire photovoltaïque sont de l'ordre de 1000 US$/kWc au plus, cette technologie fait partie de l'optimum économique. **La capacité maximale intermittente pouvant être présente simultanément sur le réseau constitue alors la seule limite à une l'installation massive de centrales de ce type**. Hors moyens de stockage d'énergie qui en augmente considérablement le prix, le photovoltaïque souffre d'une très forte variabilité de la production d'énergie dans des intervalles de temps très courts.

Un passage nuageux peut faire chuter la production de tout un site de 100% à 20-30% en quelques secondes, ce qui oblige le reste du parc de production à s'adapter très rapidement. Cependant cet effet peut être minoré dans le cas d'un réseau où la diffusion spatiale des centrales PV est élevée grâce au foisonnement induit. ***Les simulations supposent que la puissance PV installée ne doit pas dépasser 50% de la pointe à midi.***

Avec cette règle et si le solaire coûte à l'investissement 1000 US$/kWc au plus, la puissance installée optimale est égale à la puissance maximale autorisée. ***Suivant les scénarios de demande, la capacité installée augmente de 140 MWc en 2019 au Bénin à 520, 740 ou 1120 MWc en 2035 dans l'espace CEB ; suivant le scénario (haut, moyen ou faible) de demande d'énergie*** **.** Le fait que les centrales ne produisent que pendant la journée limite leur contribution au mix énergétique à environ 10% à partir de 2020 ***et reste à peu près constant jusqu'en 2035.***

Si le coût d'investissement atteint 2000 US$/kWc, nettement moins de capacité PV sera installée (en 2035, entre environ 640 et 680 MWc dans le Scénario Haut) et les dates de mise en service sont retardées.

3. CENTRALES HYDROELECTRIQUES

Les centrales d'Adjarala et Nangbéto représentent un apport non négligeable mais limité dans le mix énergétique de l'espace CEB. Hormis Adjarala dont la construction est en cours, Six autres sites potentiels (Kétou-Dogo (229 GWh/an), Vossa (167), Béthel Bis (89), Olougbe (62), Dyodyonga (56), Bétérou (49)) dont le productible varie entre 31 et 144 GWh/an en année d'hydraulicité normale (650 GWh/an au total, soit à peine 6% de la demande prévue pour 2035 dans l'espace CEB) ont été identifiés au Bénin. Avec Adajarala et Nangbéto, le potentiel global monte à 1 000 GWh/an pour l'hydroélectricité, ce qui ne couvre que 12% de la demande dans le meilleur des cas.

Aucun de ces six sites candidats n'est sélectionné pour faire partie du parc de production quel que soit le scénario de demande. ***Ils n'apparaissent pas dans l'optimum économique en raison de la faiblesse du productible et des coûts d'investissements de 3000 US$/kW trop élevés, même si la tonne de CO_2 est valorisée à 40 US$ ou 60 US$***. ***Cependant ce coût est le plus faible envisageable sans subvention.***

Toutefois, l'impact sur la valeur des coûts économiques de la réalisation de tous les sites candidats au coût de 3000 US$/kW a cependant été examiné dans le contexte du scénario où les prix des produits pétroliers reste constant et la disponibilité du gaz naturel est élevée.

4. IMPORTATIONS DU NIGERIA

Les importations montrent dans presque tous les cas examinés une tendance à la baisse à partir de 2020. Le niveau atteint en 2035 est typiquement entre 500 et 800 GWh/an, à condition que le gaz soit disponible pour les centrales thermiques. ***Si par contre, la demande suit le Scénario Haut et le gazoduc ne fournit que 10 MPC/jour, les importations peuvent même remonter au niveau actuel d'environ 1300 GWh/an.***

5. IMPORTATIONS DU GHANA/COTE D'IVOIRE

Les importations deviennent très faibles à partir de 2020 ; typiquement à 10-40 GWh/an. Elles sont remplacées par la production des centrales à charbon ou des cycles combinés à gaz qui coûte moins cher.

6. IMPORTATIONS DU NIGER

Les importations en provenance du Niger, produite par une centrale à charbon, font partie de la solution optimale dans tous les scénarios de demande et toutes les options d'approvisionnement. Les importations commencent en 2025. Le niveau est typiquement entre 1000 et 1500 GWh/an. Les prévisions de prix de 60-66 FCFA/kWh fait de ces importations une source attrayante.

7. IMPACT DES COUTS DES EMISSIONS DE CO_2

Les résultats présentés sont basés sur le coût de 20 US$ par tonne de CO_2 équivalent. Les calculs faits avec 40 US$/t$CO_2$ et supposant que 200 MPC/jour sont disponible par le gazoduc montrent que la tendance de favoriser les centrales à charbon ne change pas. Les centrales à charbon arrivent plus tard et la capacité totale est plus faible mais elles restent la source dominante. C'est seulement si le gaz coûte 11 US$/MMBTU et la demande suit le Scénario Faible ou Moyen qu'il n'y a plus de centrales à charbon. Mais dans ces cas, les cycles combinés à gaz sont aussi les centrales préférées au coût de 20 US$/t$CO_2$.

8. LOCALISATION DES FUTURES CENTRALES CHARBON-VAPEUR OU FIOUL/GAZ

Le Consultant considère que la question de la répartition des nouveaux moyens de production thermiques entre le Bénin et le Togo est délicate à traiter dans l'absolu. Idéalement on devrait parvenir en 2035 à une capacité de production dans chaque pays permettant de faire face à la demande nationale en puissance et en énergie.

Tout comme pour le Bénin, le plan directeur de développement des infrastructures d'énergies électrique du Togo (SNC-Lavalin juillet 2014) préconise également l'installation de centrales au charbon pour le Togo. ***Il ne paraît pas raisonnable de doubler les infrastructures d'importation du charbon.***

La localisation des centrales thermiques devraient dépendre de l'emplacement des infrastructures permettant l'importation des énergies primaires correspondantes. Le site d'installation des centrales au charbon devrait dépendre de l'existence à proximité d'un port minéralier tandis que les cycles combinés au gaz devront être alimentés par gazoduc ou par une

installation de regazéification de GNL.

Si l'option charbon est retenue pour l'espace CEB, le Consultant estime qu'un seul port minéralier devrait être construit pour le bénéfice des deux pays. Sous réserve d'une étude de faisabilité technique, économique et environnementale, l'implantation de ce port minéralier et des centrales charbon-vapeur à Sémé-Kpodji est considérée comme étant une option intéressante, bénéficiant la de la proximité du poste 330 kV de Sakété pour les raccordements électriques.

De même le Consultant fait observer que la localisation exacte des sites des centrales à construire est nécessaire pour l'étude du réseau de transport d'énergie. A cette fin, il a supposé que les centrales à charbon seront installées au Bénin (bien que le plan directeur de la CEET en prévoie au Togo) et que les cycles combinés seront alternativement installés dans chaque pays.

L'annexe 6 du rapport d'étude décrit les propositions du Consultant à propos de la répartition des centrales par pays dans l'espace CEB.

A titre illustratif, les propositions de répartition faite pour le cas de plan d'expansion des moyens de production à prédominance charbon et à prédominance gaz sont reprises dans le présent document de synthèse sous forme de tableau; pour le scénario Haut de la demande d'énergie (voir les tableaux 22 et 23 ci-dessous).

Tableau 22 : Propositions de répartition des nouvelles capacités (Cas à prédominance gaz)

Années	Types de centrales et capacités projetées											
	Bénin				Togo				Espace CEB			
	Centrales à charbon (MW)	Centrales CCGN (MW)	Centrales solaires PV (MWc)	Centrales à biomasse (MW)	Centrales à charbon (MW)	Centrales CCGN (MW)	Centrales solaires PV (MWc)	Centrales à biomasse (MW)	Centrales à charbon (MW)	Centrales CCGN (MW)	Centrales solaires PV (MWc)	Centrales à biomasse (MW)
2020			210 (a)	21		300	70			300	280	21
2021												
2022			40				40				80	
2023	125		20				20		125		40	
2024	125		20				20		125		40	
2025			30				30				60	
2026			20			150	20			150	40	
2027			20			150	20			150	40	
2028		150	30				30			150	60	
2029		150	30				30			150	60	
2030			30				30				60	
2031			30			150	30			150	60	
2032	250		30				30		250		60	
2033	125		40				40		125		80	
2034			40			150	40			150	80	
3035	250		40				40		250		80	
Total	875	300	630	21	0	900	490	0	875	1200	1120	21

Tableau 23 : Propositions de répartition des nouvelles capacités (Cas à prédominance charbon)

Années	Types de centrales et capacités projetées											
	Bénin				Togo				Espace CEB			
	Centrales à charbon (MW)	Centrales CCGN (MW)	Centrales solaires PV (MWc)	Centrales à biomasse (MW)	Centrales à charbon (MW)	Centrales CCGN (MW)	Centrales solaires PV (MWc)	Centrales à biomasse (MW)	Centrales à charbon (MW)	Centrales CCGN (MW)	Centrales solaires PV (MWc)	Centrales à biomasse (MW)
2020	250		210 (a)	21			70		250		280	21
2021	125								125			
2022			40				40				80	
2023	125		20				20		125		40	
2024			20				20				40	
2025			30				30				60	
2026	125		20				20		125		40	
2027	125		20				20		125		40	
2028	125		30				30		125		60	
2029	125		30				30		125		60	
2030			30			150	30			150	60	
2031			30			150	30			150	60	
2032			30			150	30			150	60	
2033			40			150	40			150	80	
2034			40			150	40			150	80	
3035		150	40				40			150	80	
Total	1000	150	630	21	0	750	490	0	1000	900	1120	21

(a) Il s'agit dans ce cas du cumul des capacités à installer jusqu'en 2020 (70 MWc en 2017 + 140 MWc en 2018)

Au total, il ressort des propositions du Consultant qu'il aura 1000 MW de centrales à charbon au Bénin et 150 MW de CCGN ; en prenant en compte les importations et les autres centrales déjà présentes dans le pays, la capacité totale installée hors solaire sera d'environ 1700 MW pour une pointe d'environ 1500 MW en 2035. Il aura au Togo 750 MW de CCGN entre 2030 et 2034. Les deux pays installeront 490 MW de solaire sur leur territoire entre 2020 et 2035; portant la capacité totale installée en 2035 à 630 MW pour le Bénin.

Le rapport d'étude mentionne que la capacité installée au Bénin (en comptant les importations) sera toujours supérieure à la pointe du pays. Au Togo par contre la demande est toujours supérieure à l'offre de 2015 à 2032 ; ce n'est qu'en 2033 que l'offre dépasse la demande. Sur l'espace CEB par contre il y a bien toujours suffisamment de moyen de production pour faire face à la demande : la réserve de marge est quasiment toujours de 100 MW (sauf en 2019).

V. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE

5.1. PERIODE DE 2015 A 2019

Les moyens d'approvisionnement en électricité prévus par le plan directeur pour cette période comprennent :

- les centrales existantes, y compris les centrales en location ;
- les importations du Nigéria (TCN), du Ghana (VRA) et de la Côte d'Ivoire (CIE) ;

- la centrale bicombustible (fioul / gaz) d'une capacité de 120 MW prévue pour être mise en service à Maria Gléta en 2018 et dont le projet est déjà en cours d'exécution;
- des projets de centrales solaire PV connectés au réseau pour un total de 140 MWc qui devront être installées progressivement à partir de 2017.
- une nouvelle centrale bicombustible (fioul lourd /gaz) devant être construite dans l'espace CEB au plus tard 2019.

Il s'agit d'une période ou la marge de manœuvre est très limitée et le risque pour le pays est que l'Etat mise sur des projets sur lesquels il n'a pas d'assurance quant à leur réalisation effective. C'est le cas depuis quelques années de projets de centrales solaires et de centrales à biomasse-énergie portés par différents promoteurs privés.

Or dans les 140 MWc de capacités de centrales solaires programmées pour l'horizon 2019, 45 MWc seulement viendront des unités de production qui sont prévues dans le cadre du programme d'appui du MCC au secteur de l'énergie du Bénin. La différence est attendue des projets de plusieurs promoteurs privés. **Il est recommandé que le Gouvernement, à travers le Ministère de l'énergie (DEG et SBEE), organise un suivi rigoureux de la mise en œuvre de ces projets ; en même qu'il prend des mesures concrètes pour accompagner ces investissements privés.**

5.2. PERIODE DE 2020 A 2035

a) L'une des options retenues pour cette période est la production aux combustibles liquides (fioul lourd, jet A1), au cas où l'approvisionnement en gaz nature ferait défaut.

Or pour pouvoir approvisionner le site de Maria Gléta, dans des conditions environnementales et sociales acceptables, des investissements préalables sont jugés nécessaires pour la construction d'un oléoduc calorifugé, sur une distance de 20 km en milieu urbain, depuis la station de stockage des produits pétroliers au Port de Cotonou jusqu'à Maria Gléta. Pour minimiser les coûts, le Consultant estime qu'un seul ouvrage peut être construit pour véhiculer successivement les deux combustibles le nettoyage nécessaire de l'oléoduc soit fait à chaque fois.

Il conviendrait lors des études de projets à réaliser d'examiner en profondeur les contraintes liées à la gestion dans notre contexte de ce ouvrage devant véhiculer successivement le fioul lourd et le jetA1 ; les dispositions adéquates à prendre et les besoins en renforcements des capacités de nos structures (CEB ou SBEE) afin qu'elles soient à même de gérer convenablement un tel système.

b) La conclusion à laquelle l'étude a abouti, en ce qui concerne l'aménagement des sites de centrales hydroélectriques est que, en dehors de Adjarala, aucun des 6 autres sites identifiés au Bénin (Kétou-Dogo (229 GWh/an), Vossa (167), Béthel Bis (89), Olougbe (62), Dyodyonga (56), Bétérou (49)**) ne fait partie de la solution à moindre coût de production d'électricité, si le coût d'investissement est de 3000 US$/kW ; alors que ce coût est le plus faible envisageable sans subvention. Mais cette analyse a été faite par rapport au contexte où les prix des produits pétroliers resteraient constants (c'est-à-dire bas) et ou le gaz naturel serait disponible.**

Il aurait fallu que le Consultant fasse aussi l'analyse dans un autre contexte, en l'occurrence le contexte où les prix des produits pétroliers augmenteraient (prix du Brent à 100 US$/bbl) et/ou le gaz ne serait pas disponible en quantité suffisante ou disponible à un coût élevé .

En dépit des conclusions défavorables du Consultant pour les centrales hydroélectriques en dehors de Adjarala) dont les coûts de production seraient relativement élevés, en raison de leur faible productivité, il est recommandé que le Gouvernement garde l'option d'aménagement de certains sites retenus comme prioritaires (Kétou-Dogo, Vossa et Bétérou etc.). Ceci dans l'optique :

- d'une sécurisation des approvisionnements d'électricité par la diversification des moyens de production ;
- de l'utilisation des sources d'énergies primaires renouvelables dont le Bénin dispose quant à recourir en partie à l'aide internationale pour subventionner les investissements. ***Pour ce faire, il est recommandé que le Bénin recherche activement ces subventions dans le cadre de la mise en œuvre, dans le secteur de l'énergie, de sa contribution à la réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre.***

c) Dans les deux cas de plans d'expansion des moyens de production examinés en détail, des centrales solaire photovoltaïque sont projetées pour une capacité totale allant jusqu'à 1120 MWc à l'horizon 2035 dans l'espace CEB dont 630 MWc au Bénin.

Le recours aux sources d'énergies renouvelables fait partie des objectifs de la politique de l'Etat dans le secteur de l'énergie. Toutefois la mise en place à cet horizon de 630 MWc au Bénin est un objectif très ambitieux dont la réalisation nécessitera un grand engagement de la part du l'Etat avec l'appui des Partenaires Techniques et Financiers ; mais aussi une forte mobilisation des investisseurs privés. Il conviendrait d'explorer aussi d'autres possibilités de développement du secteur des énergies renouvelable.

A cette fin, il est recommandé que des études prospectives soient réalisées en vue de pouvoir statuer sur certaines options, notamment :

- la mise en place à moyen/ long terme de parc d'aérogénérateurs dans la zone côtière, ou en mer (centrale éolienne offshore) ;
- un développement relativement important de capacités basées sur la valorisation de la biomasse-énergie, dans les prochaines années, en liaison avec :
    - l'accroissement de la production des ordures ménagères et des résidus de bois de tout genre dans les grandes villes du pays (bois de service, bois d'œuvre) ;
    - l'accroissement de la production des résidus de production agricole et de l'agro-industrie attendu normalement du développement de ces secteurs d'activités dans les années à venir.
- la possibilité d'installer des capacités en solaire thermique.

Ces études complémentaires ont été prises en compte dans le plan d'actions actualisé de mise en œuvre du plan directeur

d) S'agissant du développement de la production d'électricité à partir du gaz naturel liquéfié (GNL) importé et à partir du charbon minéral importé, l'étude a mis l'accent sur le

caractère financièrement non rentable de la réalisation, dans le cadre d'un seul pays (Bénin ou Togo), des investissements nécessaires pour :

- La construction d'une barge de regazéification du GNL.
- La construction d'un port minéralier pour le stockage et le conditionnement du charbon minéral.

Par conséquent, le Consultant recommande vivement au Bénin et au Togo d'envisager la réalisation de ces investissements dans le cadre de la CEB. Pour la mise en œuvre de cette recommandation il fait des propositions de répartition de centrales à gaz et à charbon à construire dans l'espace communautaire (Bénin et Togo).

Ces propositions s'apparentent à une spécialisation des pays : (i) le port minéralier et les centrales à charbon au Bénin, pour une capacité pouvant atteindre 1000 MW en 2035 ; (ii) la barge de regazéification du gaz naturel et les centrales à gaz au Togo pour une capacité pouvant aller à 900 MW. Toutefois, pour équilibrer la demande une capacité de 300 MW au gaz est prévue pour le Bénin dans le cas du scénario de demande forte d'énergie.

Il s'agit de questions délicates qui nécessitent une grande détermination et clairvoyance de la part des cadres et gouvernants des deux pays. Cependant leur résolution pourrait être facilitée si les deux pays définissent les cahiers de charges et laissent la main libre à des partenaires privés pour la réalisation de ces projets.

Il est recommandé que le Bénin prenne toutes les dispositions nécessaires pour que les études proposées par le Consultant pour la mise en œuvre de ces projets soient effectivement réalisées sans tarder.

Une autre option pourrait aussi consister en l'association du Bénin, du Togo et du Niger avec des partenaires privés pour l'installation au Niger d'une centrale à charbon minéral de grande capacité. En cas de difficultés pour la réalisation de ces investissements dans un cadre communautaire, la possibilité pour le Bénin de développer des capacités de production fonctionnant avec du charbon importé sur le marché international pourrait être envisagée et étudiée.

CHAPITRE III : DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE

I. INTRODUCTION

Les résultats des études du réseau de transport d'énergie électrique effectuées dans le cadre de l'élaboration du présent plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin sont présentés dans le tome 3 du rapport. Le champ de l'étude couvre le Bénin mais aussi le Togo.

L'objet de l'étude est de déterminer quels ouvrages seront nécessaires au transport de l'énergie produite par les centrales de productions envisagées dans le tome 2 du plan directeur relatif aux moyens de production. Dans le cadre de cette étude, le réseau de la CEB a été modélisé pour analyser les écoulements de charge entre les sites de production et de consommation de l'électricité. Il a été vérifié que pour les trois scénarios de demande et les principaux cas envisagés pour la production, le transport et la répartition de l'énergie électrique puisse se faire dans des conditions satisfaisantes : plan de tension à +/-10% de la tension nominale, pertes dans des proportions acceptables.

Dans ce qui suit sont présentés la situation actuelle des réseaux de transport, les projets de construction de réseaux existant au niveau de la CEB et de la SBEE et par la suite les résultats de l'étude concernant le développement du réseau de transport.

II. RESEAUX ACTUELS DE TRANSPORT D'ENERGIE AU BENIN

2.1. LIGNES DE TRANSPORT

L'ossature actuelle du réseau interconnecté de transport est la ligne double terne à 161 kV qui part du poste Akossombo au Ghana pour aboutir à Sakété au Bénin via les postes de transformation HTB/HTA de Vedoko et Maria-gleta. Une ligne de transport à 161 kV relie Momé Hagou à Nangbéto. De ce poste de Nangbéto, sont issues deux (2) lignes à 161 kV, l'une alimentant Atakpamé et la région des plateaux au Togo et l'autre, de construction récente, alimentant Bohicon au Bénin et ayant permis le raccordement de la région du Zou au réseau interconnecté.

La zone septentrionale du pays est reliée à la ligne 161kV venant de la sous-station de Kara (Togo) avec des points de transformation 161/33/20kV-20MVA installés respectivement à Djougou et Parakou.

Le réseau de transport à 63 kV qui se trouve au Bénin est exploité par la Société Béninoise d'Énergie Éclectique (SBEE). Il comprend les lignes servant à l'alimentation du poste Ouando (Porto-Novo) à partir de Cotonou (Vêdoko) et du poste de Dassa (dans le nord du Zou) à partir de Bohicon.

La CEB est actuellement reliée au réseau TCN (Nigeria) par la ligne simple terne à 330 kV Ikeja-Sakété (70 km). Elle sera reliée au réseau VRA (Ghana) par la ligne à 330 kV Tema- Lomé. Lorsqu'elle sera achevée, l'interconnexion des réseaux de la VRA, de la CEB et de la TCN sera assurée par une ligne à 330 kV reliant Volta (Ghana) à Sakété (Bénin) via Davié (Togo). Sa longueur totale sera de l'ordre de 330 km.

2.2. POSTES HT/MT AU BENIN

Les principales sources d'alimentation du réseau interconnecté béninois sont les postes de Momé Hagou et de Nangbéto, tous deux situés au Togo ainsi que Maria Gléta et Sakété. De ces postes partent les lignes de transport qui alimentent les principaux postes de transformation béninois situés à Lokossa, Cotonou-Vêdoko, Avakpa, Bohicon et Onigbolo. Le poste de Ouando (Porto-Novo) prend sa source, d'une part, au poste de Cotonou-Vêdoko par l'intermédiaire du poste Akpakpa. Un récapitulatif des postes HT/MT existant au Bénin est présenté dans le tableau 24 ci-dessous.

Tableau 24: Capacité de transformation au Bénin

POSTES	CAPACITES AU BENIN (MVA)				OBSERVATIONS
	LIVRAISON CLIENTS		INTERMEDIAIRE		
	EXISTANT	EN PROJET	EXISTANT	EN PROJET	
Cotonou Vèdoko	114	80	0	0	Tensions : 161/63/15 kV
Avakpa	19	0	0	0	161/20 kV
Bohicon	40	0	0	0	20 MVA en 63 kV et 20 MVA en 20 kV
Onigbolo	70	0	0	0	161/20 kV
Lokossa	32	0	0	0	63/20 kV : alimentation venant de Momé-Hagou;
Sakété	0	12	0	400	2x200 MVA 330/161 kV: mise en service du T1 prévue le 15/02/07 et du T2 fin mai 2007.
Djougou	20	0	0	0	161/34,5/20 kV
Parakou	20	0	0	0	161/34,5/20 kV
Maria Gléta	19	0	0	0	Le transformateur prévu pour Maria Gléta est celui
(*) La capacité de transformation intermédiaire suppose qu'il y a une autre transformation par la CEB avant d'atteindre le client. Dans le cas de Momé-Hagou, l'alimentation de IFG est directe, mais pour les autres (Tabligbo, Anfoin et Lokossa), il y a une deuxième transformation à l'arrivée.					

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015.

III. PROJETS DE CONSTRUCTION DES RESEAUX DE TRANSPORT PAR LA CEB

Au plan transport, la tension 330 kV est l'option retenue pour l'interconnexion des réseaux du Ghana (VRA), de la CEB et du Nigéria (TCN). Un développement du réseau est en cours avec le raccordement du poste Volta (Ghana) au poste Sakété (Bénin), via un nouveau poste 330/161 kV (Lomé) qui sera localisé à Davié à environ 30 km du poste existant Lomé Aflao. Cette

interconnexion aura une longueur totale de l'ordre de 344 km, soit Volta – Lomé (155 km) et Lomé – Sakété (189 km).

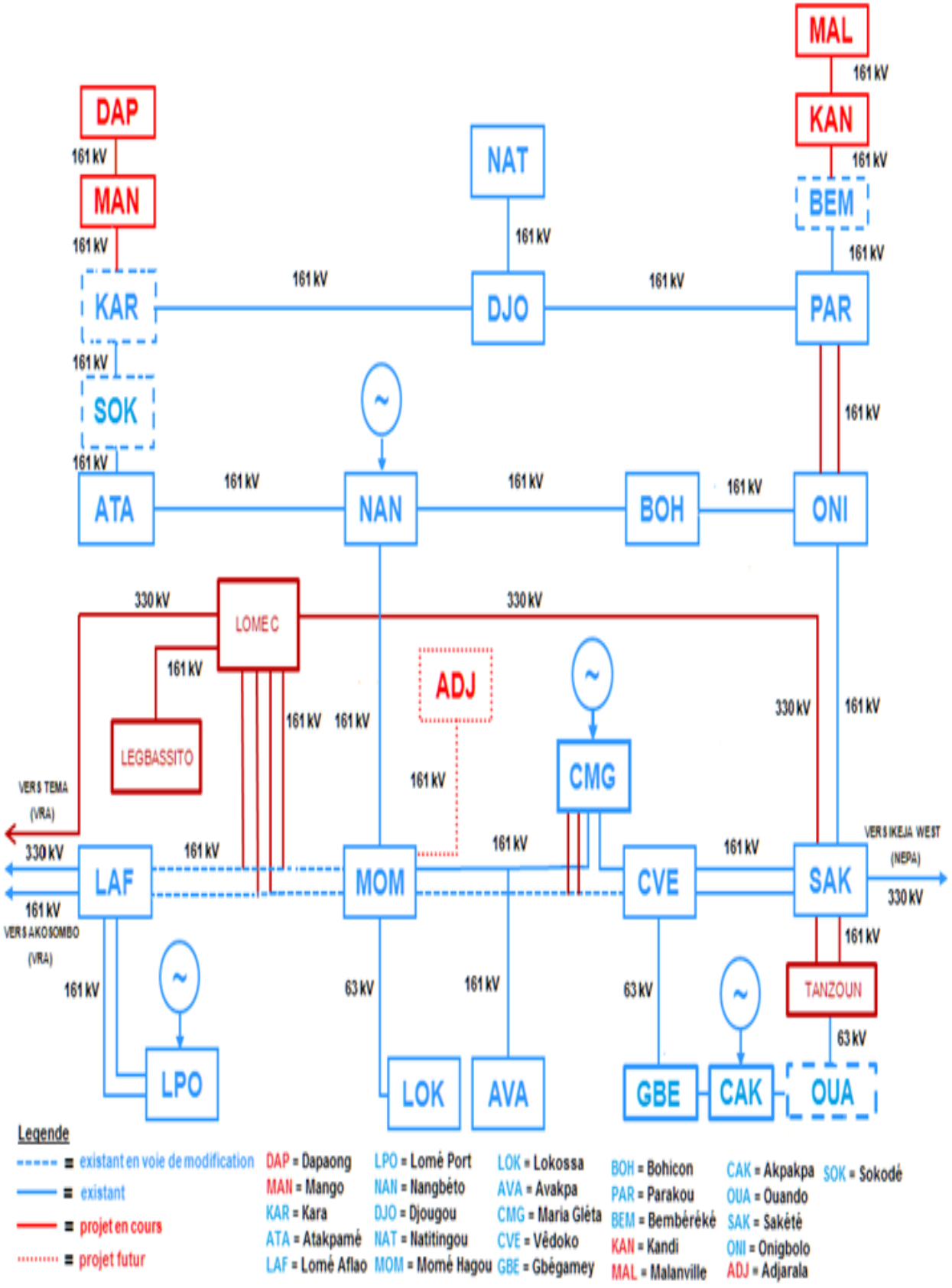
Outre l'interconnexion à 330 kV Ghana-Togo-Bénin, les autres projets de développement du réseau de transport en cours de construction ou programmés à l'horizon 2028 sont les suivants:

- Interconnexion Onigbolo-Parakou : ligne 161 kV, double terne de 265 km de long (en cours de construction).
- Interconnexion Avakpa-Adjarala : ligne 161 kV, simple terne de 11 km de long.
- Ligne Adjarala-Nangbéto (ajout d'un circuit).
- Interconnexion Sakété-Tanzoun (en cours de construction).
- Interconnexion Bembéréké-Kandi-Malanville : dans le cadre de ce projet, il est prévu la construction d'une ligne 161 kV de 218 km de long ainsi que de trois (3) nouveaux postes.
- Interconnexion Natitingou-Porga : ligne 161 kV simple terne de 76 km de long.
- Interconnexion Guéné-Karimama-Dydyona : ligne 161 kV, simple terne de 70 km de long.
- Ligne additionnelle Sakété-Onigbolo : ligne 161 kV, simple terne de 47 km de long.

Au sujet de l'interconnexion en 330 kV Ghana-Togo-Bénin en vue de renforcer l'interconnexion avec le Nigéria, le Consultant fait observer que le plein bénéfice de cette infrastructure ne sera obtenu qu'après la résolution des problèmes de réglage et de stabilité du réseau nigérian.

La figure 3 : ci-dessous présente le Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB

Figure 3 : Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB (existant et futur)



IV. RESULTATS DE L'ETUDE DU DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE TRANSPORT ET LA STABILITE DYNAMIQUE PROPOSES PAR IED DANS LE CADRE DU PLAN DIRECTEUR

L'objection recherché à terme à travers le développement du réseau de transport et de disposer de moyens pour évacuer l'énergie importer ainsi que celle produite sur les différents sites de centrales électriques dans l'espace communautaire Bénin-Togo et l'amener aux consommateurs sur l'ensemble du territoire de chacun des deux pays.

Or la localisation géographique de chacune des futures centrales dans l'espace CEB n'étant pas connue, le Consultant, fait l'hypothèse que les centrales seront installées près des ports de Lomé et de Cotonou, ou au débouché du gazoduc, c'est-à-dire au niveau du poste du site de Lomé-Port ou de Maria-Gléta ; en se basant sur le fait que les ressources énergétiques primaires devront être importées par la mer.

A partir de cette hypothèse, le réseau électrique de la CEB a été modélisé par le Consultant grâce au logiciel NAP.

La modélisation des charges est faite sur la base d'une année de référence et d'un taux moyen de croissance entre 2015 et 2035. Les charges pour le Bénin ont été calculées sur la base de la prévision de la demande réalisée pour la présente étude, les charges et leur évolution pour le Togo sont tirées de la prévision de la demande de la CEB. La répartition des charges suivant les postes sources du Togo est tirée de l'étude SNC-Lavallin. La présentation détaillée des charges par nœuds figure en annexe 2 du tome 3 du rapport de l'étude.

L'écoulement de puissance a été effectué en tenant compte de l'état actuel du réseau, des projets en cours et des projets planifiés par la CEB et le système d'échanges régional d'énergie électrique de la CEDEAO.

Se basant sur les résultats de ces travaux, le Consultant a fait des propositions de développement des réseaux de transport HTB 330kV en complément à celui en cours à la CEB ou à la CEDEOA. Ces propositions se présentent comme il suit.

4.1. RESEAU DE TRANSPORT DE LA CEB

Ligne 330 kV Davié - Lomé

Les lignes en 161 kV existantes à Lomé ne permettront pas d'évacuer la puissance générée dans le cas du scénario haut de la demande d'énergie. **Il sera nécessaire de construire une liaison en 330 kV vers Davié depuis Lomé**. Cette ligne est nécessaire dans les Scénario Haut (2030) mais ne paraît pas nécessaire dans les Scénarios Moyen et Faible. **La construction de cette ligne devra être coordonnée avec la construction de nouvelles centrales débitant sur le poste de Lomé-Port. En effet les lignes actuelles ne pourront pas faire transiter plus de 150 MW supplémentaires.**

Ligne 330 kV SèmèKpodji-Saketé

Le site de Maria-Gléta ne permettra pas d'implanter plus de 450 MW supplémentaires environ. En effet l'évacuation de la puissance doit se faire par quatre lignes 161 kV permettant tout au plus de véhiculer chacune 150-200 MW ; le reste étant consommé sur place. **Il faudra donc créer un nouveau poste d'envergure dans les environs de Cotonou**. L'ouest de Cotonou est bien alimenté par Maria- Gléta qui dispose d'infrastructures de production et de transport.

Le poste de Védoko est situé en plein centre-ville et il parait très compliqué de rajouter des lignes pour augmenter l'importation d'énergie vers Cotonou au niveau de ce poste. **Il manque un point d'injection de puissance à l'est de Cotonou. Le site de SèmèKpodji paraît une bonne option, surtout s'il est couplé à la construction de nouvelles centrales de production.**

Le Consultant propose de construire une nouvelle ligne 330kV entre SèmèKpodji et Saketé pour amener vers Cotonou l'énergie disponible sur la dorsale sud. La construction de cette ligne sera nécessaire aux alentours de 2020 si la demande suit le Scénario Haut ou Moyen et que la stratégie de production à prédominance charbon se réalise. Dans le Scénario Faible cette ligne n'est pas nécessaire d'ici à 2035.

Interconnexions Nord

Deux autres grosses infrastructures de transport sont jugées nécessaires par le Consultant pour les trois scénarios de demande d'énergie. Il s'agit de l'interconnexion du nord du réseau de la CEB avec (1) le Niger et (2) le Nigéria. Ces interconnexions permettront d'alimenter les charges septentrionales sans avoir à faire transiter l'énergie le long des axes Atakpamé-Kara et Onigbolo-Parakou, ce qui engendrerait des pertes conséquentes. Le Consultant souligne que **les interconnexions 330 kV entre Malanville et Dosso au Niger et entre Bembéréké et Kainji au Nigéria seraient très profitables pour l'exploitation des réseaux nord de la CEB**.

Il recommande que l'interconnexion avec le Niger soit effective en 2025 au plus tard, et celle avec le nord Nigéria en 2030.

Par contre le prolongement de la dorsale médiane prévu par le WAPP entre Kainji et Kara puis Yendi au Ghana ne lui parait pas nécessaire au vu des charges effectives au nord du Togo. Cette ligne, fait-il observer, poserait plus de problèmes de compensation de l'énergie réactive qu'elle n'apporterait de bénéfices à l'écoulement de charge dans cette zone.

Peu d'autres lignes importantes seront nécessaires. Il faudra cependant envisager de renforcer la liaison Parakou-Djougou et Onigbolo-Sakété dans le Scénario Haut.

La synthèse des propositions de construction de lignes par le Consultant est faite dans le tableau 25 ci-dessous.

Tableau 25 : Synthèse des propositions de construction de lignes de transport dans l'espace CEB

	SCENARIO			ANNEE DE PLANIFICATION			OBSERVATIONS
	HAUT	MOYEN	FAIBLE	2020	2025	2030	
Ligne 330 kV Davié-Lomé							Les lignes en 161kV existantes à Lomé ne permettront pas d'évacuer la puissance générée dans le scénario haut
Ligne 330 kV SèmèKpodji-Saketé							Il conviendra de construire une nouvelle ligne 330kV entre SèmèKpodji et Sakété pour amener vers Cotonou l'énergie disponible sur la dorsale sud
Interconnexion du réseau de la CEB du Nord-Bénin avec le Niger							Ces interconnexions permettront d'alimenter les charges septentrionales sans avoir à faire transiter l'énergie le long des axes Atakpamé-Kara et Onigbolo-Parakou
Interconnexion du réseau de la CEB du Nord-Bénin avec le Nigéria							

Source : D'après les informations du rapport d'étude du plan directeur

4.2. RESEAU DE TRANSPORT DE LA SBEE

Le fort développement de la demande en dehors des grands centres urbains que sont Cotonou, Porto-Novo, Abomey-Calavi, Abomey, Bohicon et Parakou, va poser la question du développement d'un réseau 63 kV conséquent pour alimenter toutes ces charges éloignées des centres de production et du réseau de transport. Le Consultant préconise la construction des lignes 63 kV suivantes :

- Avakpa-Ouidah-Grand Popo
- Avakpa-Zé-Toffo
- Bohicon-Agbanzinzoun
- Bembereke-Alafiarou-Perere
- Bembereké-Sinende
- Lokossa-Houeyogbe
- Adjaralla-Aplahoué-Lalo
- Dassa-Savalou
- Ogoutedo-Ouesse-Banté-Bassila
- Pehunco-Kerou- Banikoara

La plupart de ces lignes étant en antenne, il sera possible de les boucler pour sécuriser l'approvisionnement, mais les investissements nécessaires seront importants au regard des gains de fiabilité, d'autant que le réseau MT pourra servir de secours partiel.

La plupart de ces zones sont déjà alimentées par des réseaux MT en 20 ou 33 kV, mais les distances à couvrir sont bien trop grandes pour qu'à terme, les conditions normales de tension soient respectées. Il faut dès à présent prévoir le développement de réseaux 63 kV. **Des postes sources additionnels 161kV/MT sont également à prévoir le long des lignes 161 kV existantes** :

- Adjohoun (ligne Sakété-Vedoko) ;
- Dogbo (Ligne Avakpa-Adjarala) ;
- Pobe (ligne Sakete-Onigbolo)
- Covè (Ligne Onigbolo-Bohicon)
- Bohicon-Rural (ligne Onigbolo-Bohicon) ;
- Tchatchou (ligne Onigbolo-Parakou) ;
- N'dali (ligne Parakou-Bembéréké) ;
- Tanguieta (ligne Natitingou-Porga).

Par ailleurs, les villes de Cotonou et d'Abomey-Calavi ne sont aujourd'hui alimentées que par un nombre restreint de postes sources. Il faudra envisager de renforcer ce réseau par des postes secondaires pour soulager les jeux de barres et les transformateurs HTB/HTA. Un réseau de distribution 63 kV doit être développé entre Abomey-Calavi, Cotonou, SèmèKpodji et Porto-Novo.

Pour ce faire, le Consultant propose la construction à Cotonou et Abomey-Calavi de quatre postes sources supplémentaires 63/15 kV afin de soulager les postes existants. Le réseau 63 kV correspondant doit être développé. Une tranche 63 kV doit être rajoutée à Maria-Gléta pour évacuer la puissance qui y sera produite directement vers les postes sources avoisinants de Calavi, Cococodji et Godomey sans avoir à transiter par la ligne 161 kV entre Maria-Gléta et Védoko qui sinon sera très vite surchargée.

4.3. STABILITE DYNAMIQUE

Le Consultant fait observer que les études de stabilité dynamique ont montré que le réseau est stable tant en fonctionnement iloté, c'est-à-dire coupé de ses voisins, que lorsque les interconnexions avec le Nigéria et le Ghana sont en service.

Les cartes de réseaux HTB avec la prise en compte des propositions de construction de lignes faites par le Consultant sont présentées ci-dessous.

Figure 4 : Bénin, carte des réseaux Cotonou, Porto-Novo, Abomey-calavi

Développement du réseau de transport

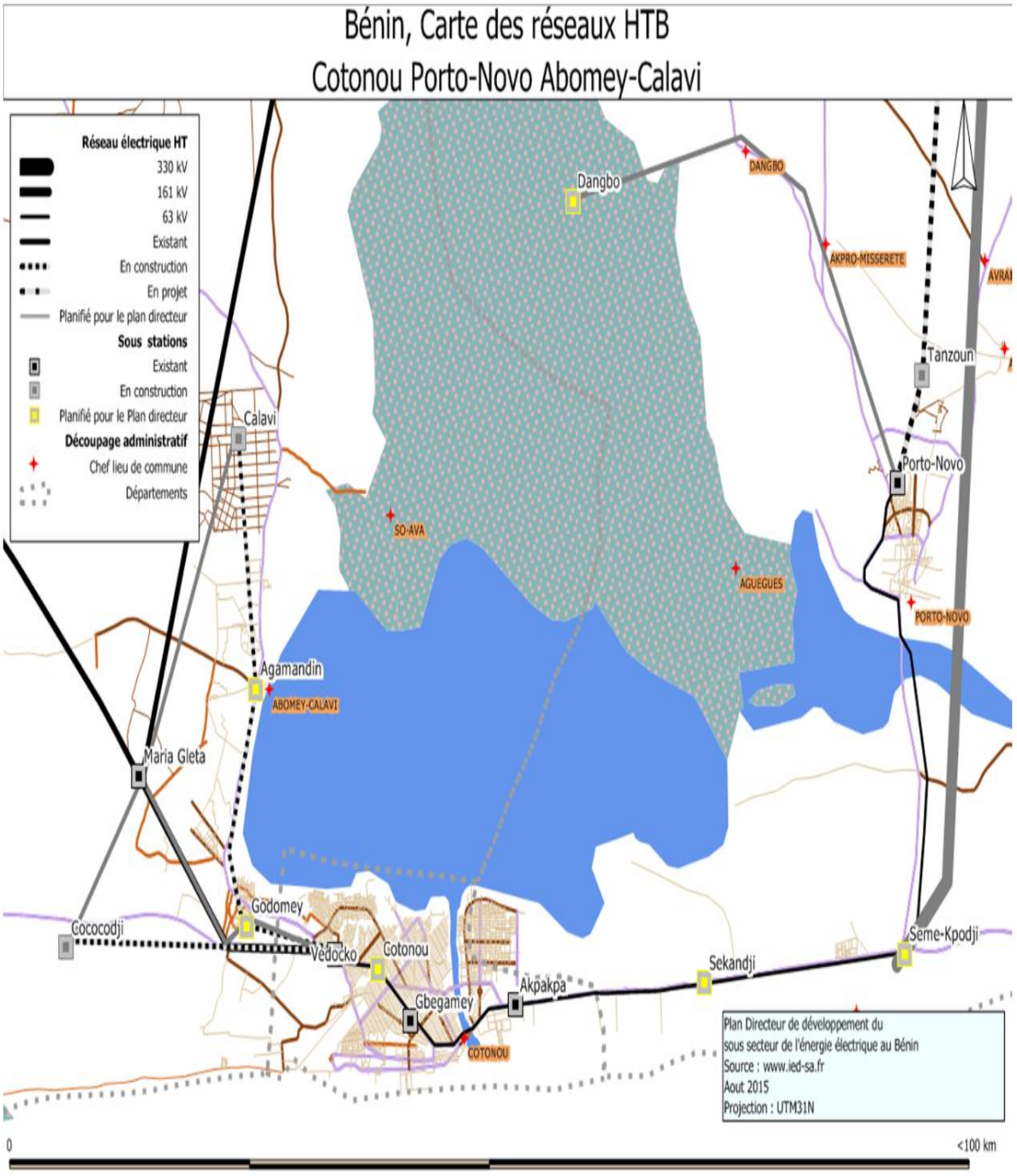
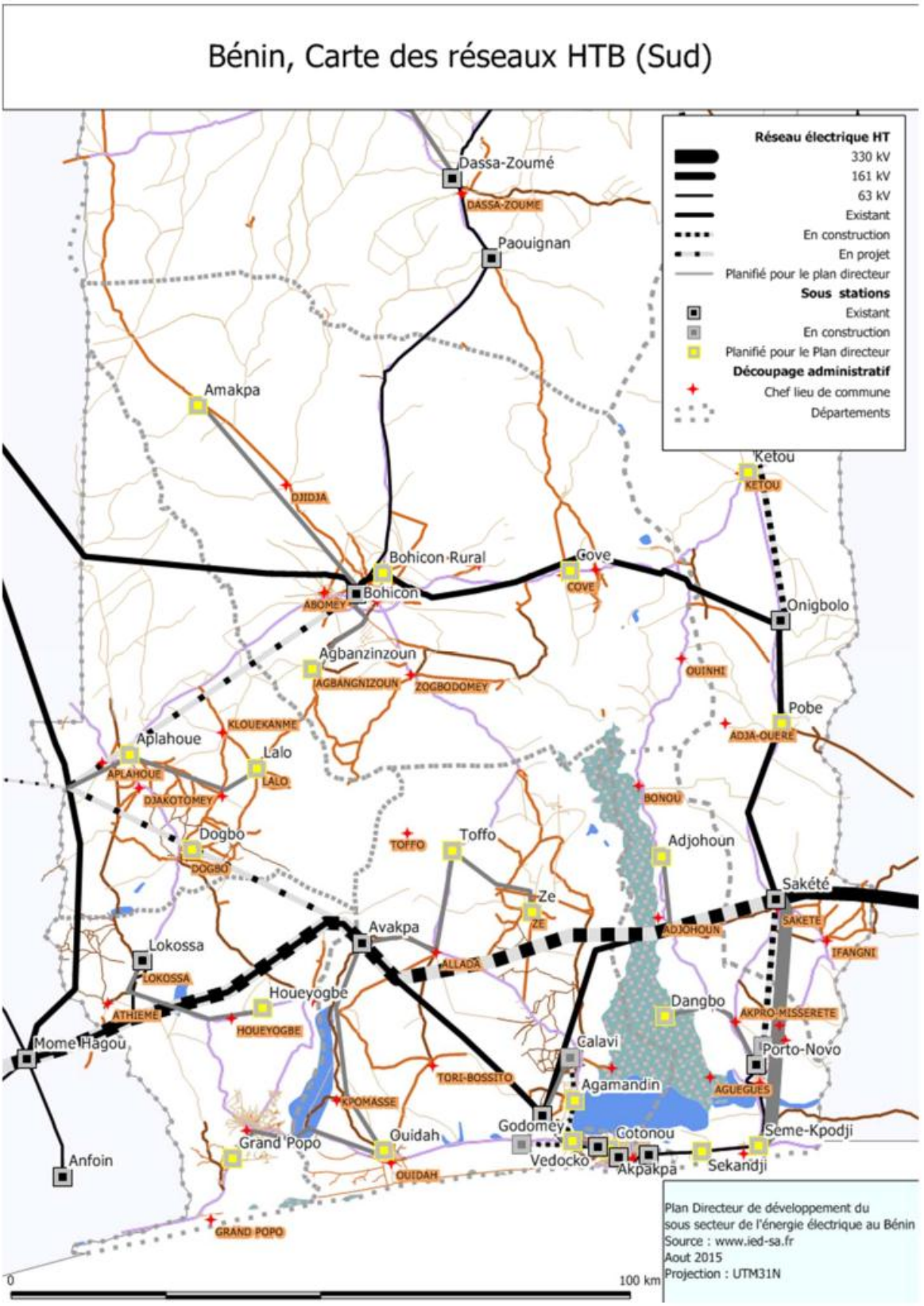


Figure 5 : Réseau HTB (Nord)

Carte 2 : Bénin - carte des réseaux HTB (Nord)

Figure 6 : Réseau HTB (SUD)



Carte 3 : Bénin – carte des réseaux HTB (Sud)

CHAPITRE IV: ELECTRIFICATION RURALE

I. INTRODUCTION

Les résultats des travaux d'élaboration du programme d'électrification rurale sont présentés dans le tome 4 du rapport de l'étude. Les principaux travaux réalisés par le Consultant comprennent :

- La constitution d'une base de données géo-référencée
- La sélection des localités à électrifier
- La détermination des extensions de réseaux MT pour le raccordement des localités et les coûts d'investissements
- La validation électrique du réseau MT
- L'établissement d'un programme d'électrification

II. METHODOLOGIE SUIVIE

2.1. CONSTITUTION D'UNE BASE DE DONNEES

Partant d'un SIG datant de 2009 mis en place à la SBEE et d'une liste de localités géo référencée plus précise obtenue à partir du SIG de la DGE, le Consultant a réalisé des travaux de collecte de donnée complémentaires et de recherches d'informations sur internet qui lui ont permis de mettre à jour la base données existante notamment sur les points centraux suivants :

- actualisation du statut électrifié ou non des localités :
- actualisation de la liste des localités ;
- amélioration de la précision géographique de la couche des localités ;
- actualisation de la population des localités ;
- actualisation de la couche des réseaux MT.

Suite à ce travail, une base de données géo-référencée actualisée comportant des données sur les localités et les lignes MT interurbaines (existantes, en construction, planifiées) est désormais disponible et mise à la disposition de la DGE, de la SBEE et de l'ABERME.

2.2. SELECTION DES LOCALITES A ELECTRIFIER

2.2.1. Analyse de la situation en 2015

Le Consultant a procédé à un état des lieux de l'électrification des localités au Bénin. Ce travail révèle qu'en 2015, conformément au recensement de l'INSAE, le Bénin compte 3817 localités dont 3810 sont géo-référencées. Sur les 3817 localités, 1450 sont électrifiées en dehors des Grands Centres Urbains (GCU, Cotonou, Porto-Novo, Seme-Kpodji, Abomey-Calavi, Abomey, Bohicon, Parakou).

Le réseau MT interurbain de la SBEE est relativement développé, ce qui fait que la plupart des localités du Bénin sont à moins de 20 km des lignes existantes ou planifiées. Environ 82% des localités non électrifiées sont à moins de 1km du réseau existant, seulement 2% des localités non électrifiées sont à plus de 20 km du réseau existant, 12% des localités sont entre 5 et 20 km du

réseau existant. 78% de la population vivant dans des localités non électrifiées sont à moins de 1 km du réseau, seulement 3% sont à plus de 20 km du réseau, 16% sont entre 2 et 5 km.
Le Consultant fait observer que cette situation justifie pleinement une politique d'électrification basée sur un raccordement intégral des localités au réseau interconnecté.

2.2.2. Objectifs de la politique nationale d'électrification des localités rurales

Le Consultant précise que le document qu'il a obtenu et auquel il s'est référé en ce qui concerne l'extension du réseau MT de raccordement des localités est le programme d'actions pour l'électrification des localités rurales du Bénin-2005. Les objectifs mentionnés dans ce document sont les suivants :

- raccordement MT pour les localités de plus de 1000 habitants si elles sont situées à moins de 20 km des lignes MT existantes ou planifiées ;
- solutions décentralisées pour les « localités importantes » (plus de 1000 habitants, chefs lieu d'arrondissement) se situant à plus de 20 km du réseau MT.

Suite à la demande de la DGE pour que le scénario haut prenne comme cible toutes les localités de plus de 1000 habitants au moment de l'électrification ; le Consultant a proposé pour les scénarios moyen et bas les limites de 1500 et 2000 habitants. Afin de rester réaliste par rapport aux différents scénarios, le consultant a retenu avec la DGE de considérer un rythme de nombre localités à raccorder par an. Ce nombre est, respectivement pour les scénarios haut/ moyen/et bas, de 100/ 90/ et 80 localités à raccorder par an afin de réaliser l'objectif d'électrification de toutes les localités d'ici les 20 prochaines années.

L'objectif d'électrification de tous les chefs-lieux d'arrondissement est également maintenu.

2.2.3. Approche méthodologique pour la programmation des localités

Sur la base des discussions qu'il a eu avec la DGE, le Consultant a défini comme ci-dessus rappelé trois scénarios d'électrification tout en restant dans la vision de l'Etat de prioriser les chefs-lieux d'arrondissements et les localités à forte densité démographique, c'est-à-dire ayant plus de 1000 habitants:

- scénario haut : prise en compte des localités de plus de 1000 habitants ;
- scénario moyen : prise en compte des localités de plus de 1500 habitants ;
- scénario bas : pris en compte des localités de plus de 2000 habitants.

La programmation des localités a été faite suivant les deux phases ci-après :

- la phase 1 dite « électrification prioritaire » prendra en compte les chefs-lieux d'arrondissement et les localités à fort potentiel de développement ;
- la phase 2 dite « accès universel » quant à elle prendra en compte le reste des localités.

La priorité dans la sélection des localités a été donnée aux localités dont l'accès à l'électricité aura un bénéfice maximal sur les populations. Ainsi le consultant a hiérarchisé les localités selon la présence d'infrastructures socio-économiques. Un autre critère, utilisé dans la sélection des localités à raccorder dans l'avenir proche, reflète la politique du Gouvernement d'électrifier tous chef lieux d'arrondissement. Les 127 chefs-lieux qui ne sont pas encore électrifiées sont pris en compte dans le plan préparé pour la période de 2016 à 2018.

Le Consultant fait ressortir dans le rapport de l'étude qu'il a également veillé à respecter une certaine équité entre le sud et le nord du pays afin que les deux zones du pays bénéficient en même temps du programme d'électrification rurale.

2.2.3.1. Choix et création d'ordre de priorité des localités à électrifier (application du logiciel GEOSIM)

Pour la sélection de la liste des localités à électrifier et leur priorisation dans le cadre du Plan Directeur, le Consultant a travaillé avec le logiciel GEOSIM© qui est présenté comme un outil d'aide à la décision en matière d'électrification rurale. Il s'agirait d'un outil utilisé ces dernières années dans plusieurs pays (Bénin, Burkina Faso, Cameroun, Ethiopie, Mali, Niger, Laos, Cambodge etc.) et qui permet de couvrir l'ensemble des étapes de la planification de l'électrification rurale, depuis l'aménagement du territoire jusqu'à la définition des options d'approvisionnement.

Le logiciel exploite les fonctionnalités des Systèmes d'Information Géographique (SIG). Il est constitué de 4 modules interdépendants, permettant de couvrir l'ensemble des étapes de la planification.

1 **GEOSIM Spatial Analyst® - *Analyse spatiale et aménagement du territoire :*** Quelles localités cibler en priorité pour optimiser l'impact du programme d'électrification et toucher la population la plus large possible?

2 **GEOSIM DemandAnalyst® - *Prévision de la demande :*** Quelle sera l'évolution de la demande dans les années à venir?

3 **GEOSIM Network Options® - *Optimisation des options d'alimentation :*** Quelles options d'approvisionnement s'avèrent être les plus adaptées pour alimenter les localités identifiées (réseau MT, projets ENR, projets diesel)?

4 **GEOSIM DistributedEnergy® - *Systèmes indépendants, énergie répartie :*** Quelles options proposer aux localités les plus isolées ne bénéficiant pas d'une option conventionnelle ?

2.2.3.2. Hiérarchisation des localités

Partant d'un système d'information géographique, GEOSIM détermine l'indice de potentiel de développement (IPD) de chaque localité candidate. Il est entendu que plus la localité bénéficie d'infrastructures sociocommunautaires (santé, éducation, AEV, etc), plus élevé sera son IPD.

Chaque localité se voit attribuer un score entre 0 et 1 représentant son potentiel de développement.

Plus ce score est proche de 1 plus la localité à un fort potentiel de développement.

L'IPD, à l'instar de l'IDH, prend en compte trois thèmes du développement :

- La santé
- L'éducation
- L'économie

GEOSIM attribue une note à chaque localité à partir de la formule suivante :

$$IPD = \frac{Note\ Santé}{3} + \frac{Note\ Education}{3} + \frac{Note\ Economie}{3}$$

Les notes pour les thèmes santé, l'éducation et l'économie sont calculées comme suit :

$$Note\ thème = \sum poids * Valeur\ indicateur$$

Les indicateurs sont définis par la grille présentée dans le tableau 26 ci-dessous.

Tableau 26 : Paramètres de calcul de l'indice de potentiel de développement

Thème	Indicateur	Valeur
Santé		
Accès à l'eau potable (poids : 1/2)		
	AEV	1
	Pompe manuelle	0.6
	Puits protégé	0.4
	Puits non protégé	0.2
	Rien	0
Infrastructure de santé (poids : 1/2)		
	Centre de santé Communal	1
	Centre de santé d'Arrondissement	0.6
	Maternité/Dispensaire	0.3
	Rien	0
Education (1/3)		
Etablissement scolaire (poids : 1)		
	Collège 2ème cycle	1
	Collège 1er cycle	0.6
	Ecole primaire	0.3
	Rien	0
Economie		
Population (poids : 1)		
	10000	1
	5000	0.7
	2000	0.4
	1000	0.2
	0	0

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015.

La valeur de l'IPD est déterminée, comme dans les exemples ci-dessous, suivant la meilleure infrastructure la plus cotée présente dans un village donné.

- Economie
  - 2000 habitants -> indicateur = 0,4

  Note Economie = 0,4 * 1 = 0,4

- Education
  - 1 école primaire -> indicateur = 0,3
  - Un collège premier cycle -> indicateur = 0,6

  Meilleur infrastructure = Collège 1er cycle -> 0,6

  Note Education = 0,6 * 1 = 0,6

- Santé
    - Un dispensaire -> indicateur = 0,3
    - Un puits protégé -> indicateur = 0,4

  Note Santé = 0,3 * ½ + 0,4 * ½ = 0,35

Note totale du village = 0,4/3 + 0,6/3 + 0,35/3 = 0.45

Environ 10% des localités ont un IPD supérieur à 0,4, ces localités sont celles qui ont le potentiel de développement le plus intéressant et doivent bénéficier prioritairement des politiques d'électrification.

2.3. DETERMINATION DES EXTENSIONS NECESSAIRES DE RESEAUX MT

Ce travail a été fait avec le GEOSIM Network Options. Il s'est basé sur des calculs itératifs d'optimisation technico-économique permettant de minimiser les longueur de lignes nécessaires au raccordement de l'ensemble des localités visées, en optimisant leur tracé sur la base des contraintes de terrain et/ou en privilégiant le suivi des axes routiers.

Pour chaque phase du programme d'électrification rurale, le nombre et le coût des équipements à mettre en place (km MT, km BT, EP, transformateurs, etc.) ont été déterminés.

Pour chacune des phases d'investissement, l'évolution du réseau MT de raccordement des localités a été matérialisée sur une carte du réseau électrique national intégrée au SIG.

2.4. VALIDATION ELECTRIQUE DU RESEAU MT

Les travaux de validation électrique du réseau MT ont porté sur :

- l'identification des besoins d'implantation des nouveaux postes sources ;
- l'évaluation de la faisabilité électrique des tensions des lignes HTA ;
- l'estimation des chutes de tension et le choix des conducteurs.

III. RESULTATS DE L'ETUDE

Sur la base des travaux ci-dessus décrits, le Consultant a identifié et programmé les localités à électrifier suivant chacun des scénarios d'électrification définis. Les résultats se présentent comme il suit.

3.1. SCENARIO HAUT : ELECTRIFICATION DE 100 LOCALITES PAR AN

1994 localités ont été identifiées pour être électrifiées parmi lesquelles 144 sont déjà intégrées dans différents projets. Il reste donc 1850 localités dont 706 sont dans le Nord (131 pour la phase 1 et 575 pour la phase 2) et 1144 dans le sud (176 pour la phase 1 et 968 pour la phase 2).

3.2. SCENARIO MOYEN : ELECTRIFICATION DE 90 LOCALITES PAR AN

1641 localités ont été identifiées pour être électrifiées : 634 sont dans le Nord (64 pour la phase 1 et 570 pour la phase 2) et 1007 dans le sud (116 pour la phase 1 et 891 pour la phase 2).

3.3. SCENARIO BAS : ELECTRIFICATION DE 80 LOCALITES PAR AN

1385 localités ont été identifiées pour être électrifiées : 559 sont dans le Nord (57 pour la phase 1 et 502 pour la phase 2) et 826 dans le sud (103 pour la phase 1 et 723 pour la phase 2).

La proposition de programme d'électrification découlant de ces travaux (liste des localités programmées année par année) est fournie à l'annexe 1 du tome 4 du rapport de l'étude. Les résultats concernant les investissements à réaliser sont présentés dans le tome 5 « Analyses financières » du rapport de l'étude.

La liste de programmation des localités est jointe en annexe au présent document synthèse du plan directeur.

IV. CONCLUSIONS DE L'ETUDE

Avec la mise en œuvre de ce programme d'électrification proposé par le Consultant, entre 79% (Scénario Faible) et 92% (Scénario Haut) des localités du Bénin seront donc raccordées au réseau en 2035, permettant à 90% -94% de la population béninoise de vivre dans les localités électrifiées. A l'intérieur des localités qui sont électrifiées à partir de 2016, le taux d'électrification varie selon le scénario et la date d'électrification. Dans le Scénario Moyen, par exemple, il est d'environ 66% dans les localités raccordées en 2016 et d'environ 20% dans les localités raccordées en 2034.

Un tel programme d'électrification par raccordement au réseau nécessitera l'installation de 4400 à 5200 km de lignes MT supplémentaire (la SBEE exploite déjà un réseau d'environ 10 000 km de long).

L'augmentation de la taille du réseau devra être accompagnée de la multiplication des postes sources afin de permettre une exploitation dans des conditions de qualités normées.

Les extensions de réseau proposées ont été validées électriquement au regard de l'implantation de nouveaux postes. Les détails de chaque extension proposée devront cependant faire l'objet d'études spécifiques et détaillées.

.

V. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE

L'utilisation faite du logiciel GEOSIM dans le cadre de la présente étude du plan directeur revient à une démarche de sélection des localités basée sur une analyse multicritères basée sur la détermination d'un Indice de Potentiel de Développement qui comporte quelques faiblesses.

1) Outre le statut administratif des localités (Chefs-Lieux d'Arrondissement), les localités traversées par un réseau Moyenne Tension devraient être privilégiées afin de minimiser les investissements.

2) Le choix des localités par le logiciel GEOSIM n'accorde automatiquement pas la priorité aux localités de grande taille (forte population) mais tient compte uniquement de leur potentiel de développement. Ainsi, une localité de 1200 habitants pourrait privilégiée au détriment d'une autre de 3500 habitants si l'IPD de la 1ère (1200) est plus élevé que celui de la 2ème . Or, d'après la Politique d'électrification rurale, les localités à forte population devraient être prioritairement considérées. De ce fait, tout en restant dans le cadre de l'approche développée par le Consultant en termes de scénarios et phases d'électrification, la sélection des localités à retenir devrait prendre en considération non seulement leur IPD, mais aussi leur taille en termes de population et surtout leur position par rapport au réseau (privilégier les localités traversées par un réseau Moyenne Tension). Cette analyse pourrait alors se faire en deux temps :
   - d'abord sur la base de l'IPD ;
   - ensuite en surclassant les localités par rapport à leur taille ou à leur position par rapport au réseau.

3) **Par ailleurs, comme retenu par la politique d'électrification rurale définie par l'Etat, il convient en ciblant une localité de grande taille démographique, de prendre en même temps en compte les autres localités plus petites se trouvant sur le tracé de la ligne MT de raccordement au réseau SBEE**. En effet pour accélérer l'électrification des localités avec les coûts minimums possibles, il est recommandé que la formulation des projets soit axée sur la desserte par grappes de localités à électrifier. Ceci faciliterait également le suivi de la mise en œuvre du programme d'électrification.

   Pour pallier à ces insuffisances, il conviendrait, à la mise en oeuvre de la composante « électrification rurale du plan directeur » que l'ABERME continue de suivre les principes ci-dessus rappelés lors de la formulation des projets.

CHAPITRE V : ANALYSES FINANCIERES

I. INTRODUCTION

Les résultats des travaux d'analyses financières sont présentés le tome 5 du rapport de l'étude. Ces travaux sont consacrés à la détermination des tarifs qui permettent de recouvrir les dépenses de mise à disposition de l'électricité. Les tarifs ont été calculés pour la CEB et pour la SBEE en prenant en compte toutes les dépenses entrant dans le coût du service de fourniture d'électricité aux consommateurs.

Il s'agit des dépenses ci-après :

a) Les dépenses pour l'achat de l'énergie auprès de la CEB.

b) Les dépenses pour la production d'énergie électrique par des centrales qui ne font pas partie du portefeuille de la CEB.

c) Les dépenses d'achat d'énergie auprès de producteurs indépendants.

d) Les dépenses pour l'extension du réseau de transport de la SBEE.

e) Les dépenses pour les projets de densification (électrification dans les localités déjà électrifiées à la fin de 2014).

f) Les dépenses pour la mise en œuvre du programme d'électrification rurale.

g) Les dépenses O&M pour le réseau existant de la SBEE.

h) Le budget de fonctionnement de la SBEE et un fonds de roulement pour la SBEE.

Les subventions sous forme de financement par le budget national ou de dons reçus des bailleurs de fonds n'entrent pas dans les calculs. Les subventions financent une partie importante des investissements en électrification rurale et des investissements de la SBEE pour la densification et l'extension de son réseau de transport.

Les tarifs sont déterminés pour les solutions d'approvisionnement en énergie électrique qui constituent les solutions à moindre coût économique. Ceux sont des tarifs hors taxes calculés au prix constant de 2015.

II. APPROCHE METHODOLOGIQUE ET HYPOTHESES

Les hypothèses utilisées sont les suivantes :

2.1. POUR LES DEPENSES DE PRODUCTION ET D'ACHAT D'ENERGIE

- Les productions des centrales suivantes qui ne font pas partie du portefeuille de la CEB ont été prises en compte pour la satisfaction de la demande du Bénin : les diesel de la SBEE, les centrales en location (MRI, Agrekko), la centrale CAI, la centrale dual-fuel dont l'installation est envisagée à Maria Gléta (120 MW), les centrales PV qui seront installées jusqu'en 2019 et les centrales à biomasse à installer au Bénin.

- La CEB vend au Togo et au Bénin l'énergie qu'elle importe en plus de la production de ses propres centrales et la production qu'elle achète auprès des IPP. Le tarif de la CEB est identique pour le Togo et le Bénin. Les éléments qui entrent dans le calcul des prix de vente de la CEB sont :
    - Les coûts d'achat des importations d'énergie.
    - Les coûts de production d'énergie des centrales de la CEB.

- Les coûts d'achat d'énergie auprès des IPP.
- Les pertes de transport jusqu'au postes de sources (5% de l'énergie produite et achetée).
- Le budget de fonctionnement de la CEB.

- Les dépenses pour la centrale hydroélectrique de Nangbeto (65 MW) sont limités aux coûts O&M de 2,65 millions de US$ par an. La centrale existe depuis 1987.

- La centrale hydroélectrique d'Adjarala (147 MW) est en construction. Sa mise en service est prévue pour 2020. Les coûts d'investissement sont de 315 millions US$4. Le Consultant suppose que le financement sera fait par des crédits conditionnés : taux d'intérêt 2% par an, pas de paiement des intérêts durant la période de construction (2015 – 2019), période de grâce 5 ans (dernière année 2019), remboursement des crédits sur 20 ans (à compter à partir de la fin de la période de grâce). Les intérêts à payer, les montants de remboursement (16,4 millions US$ par an entre 2020 et 2039) et les coûts O&M (6,0 millions de US$ par an) entrent dans le calcul du tarif de la CEB.

- Hormis la centrale hydroélectrique d'Adjarala, toutes les nouvelles centrales sont traitées dans le modèle comme des centrales appartenant à des IPP. Un prix de vente est donc calculé qui assure une certaine rentabilité (environ 10% sur fonds propres). L'approche IPP est en ligne avec la politique du Gouvernement qui a ouvert le secteur aux producteurs privés. Le prix d'achat d'énergie auprès des IPP est déterminé à partir des hypothèses :
  - de coûts spécifiques d'investissements pour la construction des centrales ;
  - des conditions de financement des coûts d'investissement ;
  - des coûts de O&M ;
  - des coûts de combustibles ;
  - des prévisions de production d'énergie ;

- Le Bénin (SBEE) est l'acheteur de la production des centrales en location (MRI, Agrekko), de la centrale CAI, de la nouvelle centrale à Maria Gleta (120 MW), des centrales PV qui sont installées jusqu'en 2019 et des centrales à biomasse. Comme rappelé ci-dessus, toutes les autres nouvelles centrales sont dans le modèle des centrales qui vendent à la CEB, donc notamment les grandes centrales : cycles combinés à gaz et centrales à charbon.

- La centrale CAI tourne au Jet A1 dans le modèle si le gaz est limité à 10 MPC/jour. Cela fait que la production de cette centrale est très chère ; environ 0,35 US$/kWh (≈ 208 FCFA/kWh) au prix du Jet A1 en 2015 (29 US$/GJ). Si le prix du pétrole augmente à 100 US$/baril, le prix du Jet A1 est de 48,7US$/GJ dans le modèle et le kWh produit par la centrale coûte environ 0,50 US$/kWh. L'utilisation du gaz permettrait une forte réduction. A un prix du gaz de 11 (14) US$/MMBTU, le coût d'un kWh est d'environ 0,13 (0,17) US$/kWh (≈ 77 et 100 FCFA/kWh). La centrale est retirée du parc de production à partir de 2026.

- Les coûts de production avec les centrales en location (MRI et Agrekko) varient en fonction de leur niveau de sollicitation entre 0,18 et 0,35 US$/kWh. Cela suppose

qu'une prime fixe de 5,0 millions de US$ est à payer par an. Les centrales tournent au diesel dont le prix actuel est de 13,1 US$/GJ. Si le prix du pétrole brut est de 100 US$/baril, le prix du diesel est de 21,9 US$/GJ. Les centrales sont retirées du parc de production à partir en 2020.

- La centrale de Contour Global à Lomé continue de vendre sa production à la CEET. Le Bénin n'obtient pas d'énergie de cette centrale. Les coûts de la centrale n'entrent donc ni dans le calcul du tarif de la CEB ni dans le calcul du tarif pour le Bénin.

- Les sources potentielles d'importation considérées sont le Nigéria, le Ghana (VAR) et le Niger. Les prix d'importation du Nigéria et du Ghana sont liés aux prix du pétrole brut sur le marché mondial. L'énergie importée par la CEB du Niger est supposée être produite par une centrale à charbon. L'hypothèse du prix d'importation est 0,10 US$/kWh si le prix du charbon est de 4 US$/MBTU et de 0,11US$/kWh si le prix du charbon est de 5 US$/MBTU. Les prix d'importations incluent les prix de transport jusqu'à la frontière.

- Les dépenses pour la production et l'achat d'électricité comptent toujours pour la plus grande partie des dépenses. Pour 85 – 95% des dépenses de la CEB et pour environ 75% - 85% des dépenses de la SBEE.

- Les hypothèses de coûts de production par les différents moyens entrant dans l'approvisionnement du Bénin et des prix d'achats d'énergie sont présentées dans le tableau 27 ci-dessous.

Tableau 27 : Hypothèses de coûts de production et de prix d'achat d'énergie électrique

Centrale	Fioul	Prix de combustible (PV : prix par kWc installé)	Coûts production. Prix d'achat. (FCFA/kWh)
Centrales SBEE	Gasoil	13,1 / 21,9 US$/GJ	83 / 119
Centrales location	Gasoil	13,1 / 21,9 US$/GJ	107 / 208
Centrale CAI	Jet A1	29,2 / 48,7 US$/GJ	208 / 340
Centrale CAI	Gaz	Gaz : 11 / 14 US$/MMBTU	77 / 100
TAG CEB	Gaz	Gaz : 11 / 14 US$/MMBTU	71 / 89
Import. Nigeria	Mixte		60 / 71
Import Ghana/CdI	Mixte		66 / 77
Import Niger	Charbon	Charbon : 4 / 5 US$/MMBTU	60 / 66
Centrale dual fuel	HFO	8,5 / 12,9 US$/GJ	67 / 92
Centrale dual fuel	Gaz pipe	Gaz : 11 / 14 US$/MMBTU	75 / 91
Cycle combiné	Gaz pipe	Gaz : 11 / 14 US$/MMBTU	61 / 73
Cycle combiné	GNL (Barge)	GNL : 12,7 / 16,1 US$/MMBTU	79 / 93 *
Centrale à charbon	Importation de charbon	Charbon : 4 / 5 US$/MMBTU	58 / 63
Centrale PV	Solaire	1000 / 2000 US$/kWc	45 / 89
Centrale biomasse	Biomasse	Biomasse : 20 US$/MWh	64

* Une surcharge d'environ 12 FCFA/kWh est à ajouter pour les coûts de location d'une barge pour le stockage et la regazéification du GNL.

2.2. POUR LES COUTS D'INVESTISSEMENT EN RESEAU DE TRANSPORT DE LA CEB ET DE LA SBEE

Les hypothèses portent sur les coûts unitaires utilisés (voir tableau 28 ci-dessous) et les coûts d'investissement résultant et les conditions ci-après de financement des investissements :

- **CEB :** 15% sur fonds propres. Le restant (85%) est financé par crédits avec des conditions : taux d'intérêt 4%, début de remboursement dans l'année qui suit la dernière année de la période sous considération (exemple : le remboursement des montants déboursés dans la période 2016 – 2020 commence en 2021), durée de remboursement 10 ans.

- **SBEE :** 25% sur fonds propres. Le budget national finance 10% et les bailleurs de fonds financent 25% sous forme de dons. Le restant (40%) est financé par crédits avec des conditions : taux d'intérêt 4%, début de remboursement dans l'année qui suit la dernière année de la période sous considération ; durée de remboursement 10 ans.

Tableau 28 : Coûts unitaires utilisés dans les calculs des réseaux de transport à construire

Composante	Coût	Unité		Composante	Coût	Unité
ligne aérienne 63kV	78,750	US$/km		TFO 63-MT 5 MVA	67,526	US$
ligne souterraine 63kV	210,000	US$/km		TFO 63-MT 20 MVA	135,051	US$
				TFO 63-MT 40 MVA	270,102	US$
ligne 161kV simple terne	115,500	US$/km				
ligne 161kV double terne	210,000	US$/km		TFO 161-MT 5 MVA	441,000	US$
ligne 330 simple terne	157,500	US$/km		TFO 161-MT 20 MVA	882,000	US$
ligne 330 double terne	279,300	US$/km		TFO 161-MT 40 MVA	1,764,000	US$
poste 63/20 ou 63/33 hors TFO	2,100,000	US$		TFO 161-63 50 MVA	2,100,000	US$
poste 161/20 ou 161/33 hors TFO	2,100,000	US$		TFO 161-63 100 MVA	4,200,000	US$
poste 161/63 hors TFO	2,100,000	US$		TFO 161-63 200 MVA	8,400,000	US$
poste 330/161 ou 330/63	3,150,000	US$				
				capacité	525	US$/MVAr
TFO 330-161 200MVA	10,500,000	US$		inductance 161kV	44,100	US$/MVAr
TFO 330-63 200MVA	10,500,000	US$				

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015.

2.3. POUR LES COUTS D'INVESTISSEMENT EN RESEAU DE DISTRIBUTION (DENSIFICATION ET EXTENSION) DANS LES GCU ET LES LOCALITES DEJA ELECTRIFIES EN 2014

Les déterminants entrant dans le calcul des tarifs pour ce volet sont :

- Les projections de taux d'électrification étendus selon les différents scénarios de demande (haut, moyen et faible).

- Les hypothèses de nombres d'abonnés BT par km de ligne BT et MT et les longueurs de lignes BT et MT induites.

- Les coûts unitaires des lignes BT et MT et les coûts d'investissements induits.

- Les coûts des branchements.
- Les coûts annuels O&M (estimés à 2 % des coûts d'investissement).
- Les sources et conditions de financement des coûts d'investissement. Cinq (05) sources de financement prévues :
    - Frais de branchement payés par les abonnés BT (qui passeront de 100.000 FCFA en 2014 à 39.000 FCFA (prix de 2015) en 2035).
    - Autofinancement de la SBEE (supposé 20% des coûts restant à financer en tenant compte des frais de branchement).
    - Financement par le budget national traité comme subvention (fixé à 10% des coûts restant à financer).
    - Subventions (dons) des bailleurs de fonds (supposées 30% des coûts restant à financier).
    - Crédits bancaires (reste du financement) aux conditions de : taux d'intérêt 4%, début de remboursement dans l'année qui suit la dernière année de la période sous considération ; durée de remboursement 10 ans.

Le tableau 29 ci-dessous récapitule les valeurs de certains paramètres utilisés.

Tableau 29 : Paramètres utilisés pour le calcul des coûts d'investissement (Densification dans les GCU et les localités déjà électrifiées en 2014)

Paramètres	Grands Centres Urbains	Localités hors GCU déjà électrifiées en 2014
Abonnés BT par km BT	50	35
Abonnés BT par km MT	1100	1000
Coût ligne BT (US$/km)	15 000	11 000
Coût ligne MT (US$/km)	16 000	14 000
Coût de branchement (US$/abonné BT)	250	250
Coûts des transformateurs	8% des coûts totaux	

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015.

2.4. POUR LES COUTS DE MISE EN ŒUVRE DU PROGRAMME D'ELECTRIFICATION RURALE

Les hypothèses spécifiques utilisées sont :

- Un nombre de 20 abonnés BT par km de ligne BT ; 200 m de ligne MT par km de ligne BT ; une majoration de 5% des coûts des extensions de ligne BT+MT pour prendre en compte les coûts des transformateurs ; une majoration de 15% des investissements pour les frais des études.
- Les sources et conditions de financement des coûts d'investissement. Cinq (05) sources de financement également. Parmi lesquels :

- Financement de l'ABERME (à partir du prélèvement d'une taxe équivalent à 2,6% du montant hors TVA des consommations facturées). Le Consultant suppose que 2% sont utilisés pour l'électrification des localités rurales et 0,6% pour la maîtrise d'énergie.
- Subventions (dons) des bailleurs de fonds (supposées 50% des coûts restant à financer).
- Crédits bancaires (reste du financement) aux conditions de : taux d'intérêt 2% ; période de grâce 4 ans ; durée de remboursement 15 ans à compter de la fin de la période de grâce.

Il résulte de toutes évaluations des coûts d'investissements en réseau et électrification qui se présentent comme ci-après (Scénario Haut / Moyen / Faible). Il s'agit des coûts moyens sur la période 2015 – 2035. Les coûts annuels montrent des (fortes) variations d'une année à l'autre.

- CEB, réseau de transport : 8,3 / 4,3 / 3,8 milliards de FCFA. Pas de subvention.
- SBEE, réseau de transport : 8,9 / 8,2 / 6,7 milliards de FCFA. Les subventions au financement ≈ 35%.
- SBEE, densification : 26,6 / 23,1 / 18,1 milliards de FCFA. Les subventions au financement ≈ 40%[1].
- Bénin, électrification rurale : 18,7 / 15,2 / 10,8 milliards de FCFA. Subvention au financement ≈ 55%[2].

2.5. POUR LA PRISE EN COMPTE DES BUDGETS DE FONCTIONNEMENT ET FONDS DE ROULEMENT DE LA CEB ET DE LA SBEE

- CEB. Le budget de fonctionnement de la CEB est estimé à 28 millions de US$ correspondant au budget de 2015 (taux de change 1,10 US$/Euro). Cette estimation est basée sur le document « Simulation de relèvement des tarifs de la CEB » de 2012. Le Consultant fait l'hypothèse qu'il augmente chaque année à hauteur de 25% de l'accroissement des ventes de la CEB.
- SBEE. Le budget de la SBEE est de 31 millions de US$ pour 2013 (taux de change 1,30 US$/Euro). L'estimation est basée sur le rapport d'activités et états financiers 2013 de la société. Le Consultant fait l'hypothèse qu'il augmente chaque année à hauteur de 25% de l'accroissement des ventes de la SBEE.

  Il est également prévu à partir de 2015 un fonds de roulement correspondant à un mois des dépenses suivantes : achat CEB, achat auprès des IPP qui vendent à la SBEE (centrales PV mise en service jusqu'en 2019, centrales à biomasse, nouvelle centrale à Maria Gleta), production de la SBEE, MRI, Aggreko, CAI, O&M de tous réseaux, budget de fonctionnement.

[1] Environ 17% des coûts d'investissement sont payés par les abonnés sous forme de frais de branchement.

[2] Environ 9% des coûts d'investissement sont payés par les abonnés sous forme de frais de branchement.

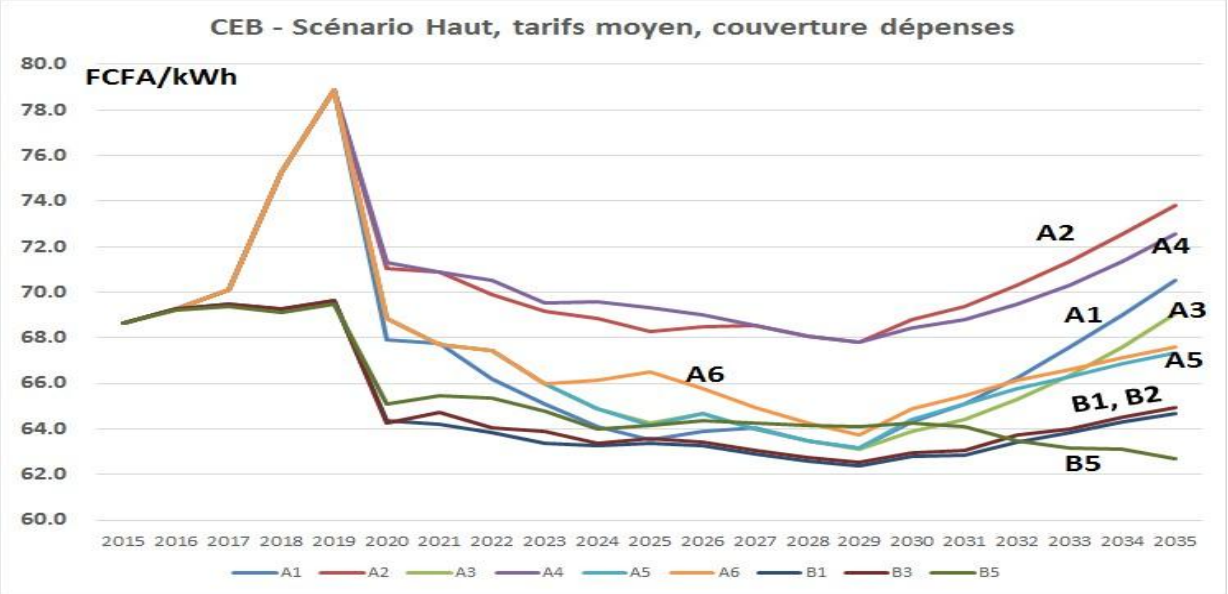
III. RESULTATS DES CALCULS DE TARIFS

Sur la base des paramètres et hypothèses ci-dessus exposés, les résultats des calculs des tarifs se présentent comme il suit pour la CEB et pour le Bénin (SBEE).

3.1. TARIFS DE LA CEB

Le Figure 7 montre le développement du tarif de vente de la CEB si la demande au Bénin et au Togo suit le Scénario Haut.

Figure 7 : Développement du tarif de la CEB dans le Scénario Haut



Légende : Disponibilité de gaz : Jusqu'à et compris 2019, 10 MPC/jour. Ensuite 10 MPC/jour dans les cas B1, A1 et A2, 50 MPC/jour dans les cas B3, A3, A4 et jusqu'à 200 MPC/jour dans les cas B5, A5 et A6.

Prix du gaz : toujours 11 US$/MMBTU dans B1, B3 et B5. Dans les cas A1, …, A6, 14 US$/MMBTU à partir de 2020.

Prix charbon : 4 US$/MMBTU (B1, B3, B5, A1, A3, A5) et 5 US$/MMBTU (A2, A4, A6).

PV : 1000 US$/kWc dans tous les cas.

Le tarif qui permettra de recouvrir les dépenses de la CEB est en 2015 de l'ordre de 69 FCFA/kWh. Le tarif reste plus ou moins à ce niveau jusqu'en 2019 si les prix des produits pétroliers et du gaz ne changent pas en termes réelles (cas B1, B3, B5). S'ils augmentent, le tarif augmente et un tarif de 79 FCFA/kWh sera nécessaire en 2019 (A1, …, A6).

En 2020, le tarif chute dans tous les cas ; à 64 – 65 FCFA/kWh (prix produits pétroliers/gaz au niveau actuel) et à 68 – 71 FCFA/kWh respectivement (prix plus élevés). La chute est notamment due à la mise en service des centrales à charbon ou des cycles combinés à gaz (B5).

La tendance à la baisse continue jusqu'en 2029 pour la raison principale que plus de capacité charbon ou de cycle combiné est installée. Les centrales PV et les importations du Niger à partir de 2025 contribuent également à la réduction du tarif. Ces importations deviennent la source d'importation la plus importante. Les importations du Ghana/Côte d'Ivoire deviennent

marginales et les importations du Nigéria sont, dans la plupart des cas examinés, aussi nettement plus faibles qu'aujourd'hui.

La principale raison pour l'augmentation du tarif à partir de 2030 est que la capacité des centrales à charbon atteint la limite de 1000 MW. Cela conduit à l'installation des cycles combinés à gaz naturel s'il y a suffisamment de gaz (200 MPC/jour dans les cas A5 et A6), ou des centrales qui utilisent le HFO ou le GNL (après regazéification). Toutes ces technologies coûtent plus cher que la production des centrales à charbon. Le tarif est en 2035 à 64 – 65 FCFA/kWh (prix produits pétroliers/gaz au niveau actuel) et à 68 – 71 FCFA/kWh respectivement (prix plus élevés).

Les tarifs dans le Scénario Moyen et Faible montrent les mêmes tendances et les tarifs ne sont que peu différents. Raison : La structure du parc de production est sensiblement la même et les prix unitaires des sources d'approvisionnement sont identiques au prix dans le Scénario Haut.

3.2. TARIFS POUR LE BENIN (SBEE)

Un exemple de calcul des tarifs pour le Bénin est présenté dans le tableau 32 ci-dessous pour le cas du bouquet énergétique A5 (scénario haut) défini au plan d'expansion sur la base sur des hypothèses ci-après :

- le gazoduc fournit 10 MPC/jour dans la période 2015 – 2019 ;
- le gazoduc fournit jusqu'à 200 MPC/jour à partir de 2020 ;
- le prix du gaz fournit par le gazoduc est de 11 US$/MMBTU entre 2015 et 2018, de US$/MMBTU en 2019 et de 14 US$/MMBTU à partir de 2020 ;
- le prix du charbon est de 4 US$/MMBTU ;
- le prix des centrales PV est de 1000 US$/kWc.

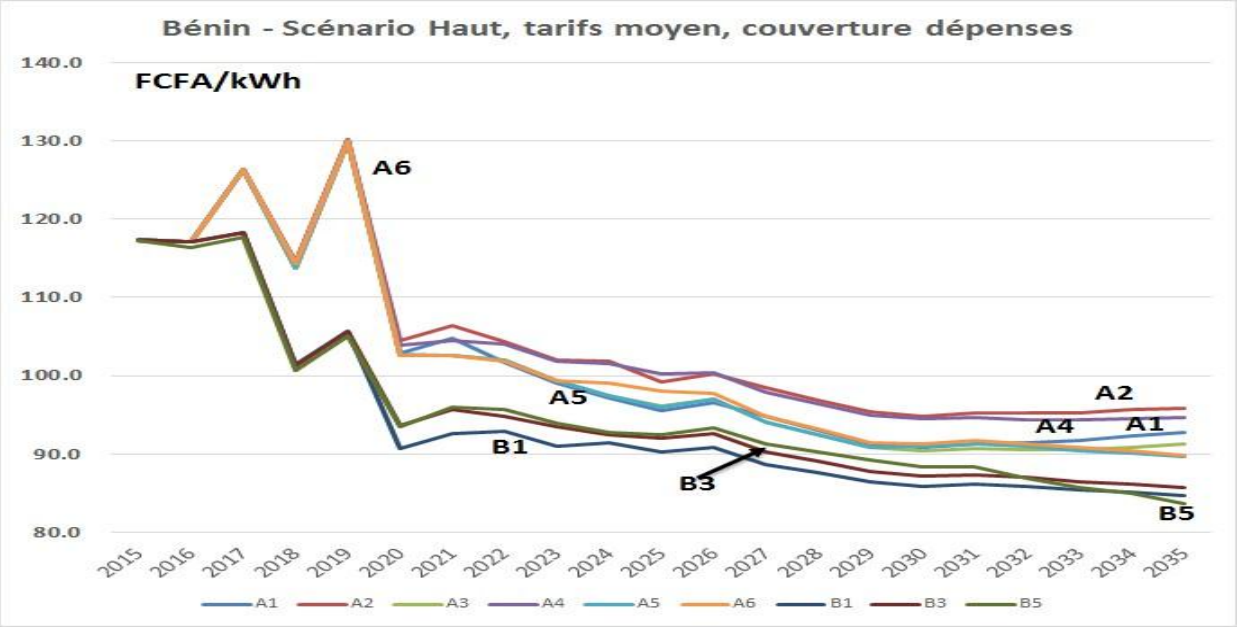
Tableau 30 : Exemple de calcul de tarifs pour le Bénin. Cas A5. Scénario Haut

	Achat par SBEE à CEB	Production SBEE et achat par SBEE (ex CEEB)	Achat à CEB	Production et achat à SBEE	Densifi-cation	Réseau SBEE	Electr. Rurale	O&M réseaux	Budget fonct.	FdR	Total	Total	Ventes	Tarif
	GWh	GWh	Millions US$		Millions US$ #			Millions US$			Millions US$	Milliards FCFA	GWh	FCFA par
2015	252	212	131.7	45.8	2.4	3.0	-	5.0	25.0	17.3	230.1	137.0	1,168	**117**
2016	265	429	121.0	83.7	2.6	5.9	2.7	5.8	25.5	2.4	249.5	148.6	1,269	**117**
2017	271	697	106.7	139.4	3.0	5.4	3.0	7.1	26.1	3.6	294.2	175.2	1,387	**126**
2018	258	1,341	51.4	191.6	3.4	4.5	3.4	8.6	26.7	-	289.7	172.5	1,516	**114**
2019	292	1,522	50.5	255.2	3.8	4.7	3.5	10.5	27.4	5.4	361.0	215.0	1,655	**130**
2020	400	1,110	111.4	145.5	4.3	6.7	3.8	11.7	28.0	-	311.4	185.4	1,806	**103**
2021	462	1,093	137.5	142.8	10.5	7.7	6.1	13.1	28.8	-	346.6	206.4	2,011	**103**
2022	502	1,118	162.2	146.8	11.3	9.8	6.7	14.8	29.6	0.8	382.1	227.5	2,232	**102**
2023	564	1,101	190.0	144.0	12.2	8.7	7.4	16.9	30.4	2.3	411.8	245.2	2,470	**99**
2024	627	1,094	218.7	143.0	13.1	11.3	7.7	19.0	31.1	2.5	446.4	265.8	2,726	**98**
2025	706	1,083	250.2	141.2	14.0	14.2	8.2	21.1	31.9	2.7	483.7	288.0	3,001	**96**
2026	777	1,077	288.3	139.4	22.1	17.1	9.9	23.6	32.7	3.3	536.5	319.4	3,295	**97**
2027	846	1,076	322.8	139.4	22.8	11.8	10.6	26.2	33.5	3.2	570.3	339.6	3,609	**94**
2028	919	1,076	359.7	139.4	23.6	12.6	11.4	28.6	34.3	3.3	612.8	364.9	3,945	**92**
2029	998	1,077	399.5	139.4	24.4	11.5	12.0	31.2	35.0	3.6	656.7	391.0	4,304	**91**
2030	1,108	1,076	452.8	139.4	25.2	11.3	12.8	33.7	35.8	4.7	715.8	426.2	4,687	**91**
2031	1,217	1,076	506.2	139.4	32.4	10.4	15.4	36.2	36.6	4.7	781.4	465.3	5,094	**91**
2032	1,334	1,077	563.5	139.5	33.0	10.3	16.3	39.0	37.4	5.1	844.0	502.5	5,524	**91**
2033	1,451	1,076	623.1	139.4	33.6	10.2	17.2	41.9	38.1	5.3	908.8	541.1	5,981	**90**
2034	1,581	1,076	687.3	139.4	34.2	10.0	18.0	45.0	38.9	5.7	978.6	582.7	6,465	**90**
2035	1,714	1,077	753.8	139.4	34.2	12.7	14.9	48.1	39.7	5.9	1,048.7	624.5	6,968	**90**
#	**Dépenses liées aux investissements**				**Taux de change : 1 Euro = 1,10 US$. 1 Euro = 655**									

Source: Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin ; Rapport final ; août 2015.

La Figure 8 ci-dessous montre le développement du tarif pour le Bénin si la demande au Bénin et au Togo suit le Scénario Haut.

Figure 8 : Développement du tarif pour le Bénin dans le Scénario Haut



En 2013, le tarif moyen hors taxes était de 110 FCFA/kWh. La Figure montre que **le tarif qui recouvre les dépenses en 2015 devrait être de 117 FCFA/kWh**. Si le prix du gaz et des produits pétroliers reste au niveau actuel, le tarif de 117 FCFA/kWh suffit en 2016 et 2017. En 2018, la mise en service de Maria Gléta permet de réduire le tarif à 101 FCFA/kWh, suivi d'une légère augmentation à 106 FCFA/kWh en 2019. Si les prix des produits pétroliers et du gaz augmentent, ce qui se réalise dans les cas A1, …, A6 à partir de 2017, le tarif augmente à 130 FCFA/kWh en 2019. La nouvelle centrale à Maria Gléta (prix d'achat d'environ 67 FCFA/kWh) réduit l'augmentation mais ne l'évite pas. Entre 2017 et 2019, une forte augmentation du tarif est nécessaire ; jusqu'à 130 FCFA/kWh.

La raison de la chute du tarif en 2020 est la raison mentionnée pour le tarif de la CEB : la disponibilité des centrales à charbon ou des cycles combinés. L'arrêt des centrales en location et le fonctionnement de la centrale CAI au gaz au lieu de Jet A1 si le gazoduc fournit 50 MPC/jour ou plus contribuent à la chute.

Les raisons mentionnées plus haut pour la CEB expliquent aussi essentiellement le développement jusqu'en 2035 : une tendance à la baisse jusqu'en 2035 ou jusqu'en 2029 suivi d'une faible augmentation. En 2035, le tarif est entre 83 et 86 FCFA/kWh (prix des combustibles au niveau actuel en termes réelles) et entre 90 et 95 FCFA/kWh respectivement (prix plus élevés en termes réelles).

A partir de 2020, les dépenses pour le réseau deviennent importantes : densification, extension du réseau de transport, dépenses liées à l'électrification rurale (extension des réseaux construits sous l'égide de l'ADERME, O&M des tous réseaux construites en milieu rural), O&M du réseau existant. Mais ces dépenses ne dépassent normalement pas 15% des dépenses totales. C'est le prix de l'énergie qui est la déterminante principale du tarif.

Trois résultats des analyses complémentaires méritent mention :

- Si le prix des systèmes PV est de 2000 US$/kW au lieu de 1000, une augmentation du tarif de 3 – 5 FCFA/kWh est nécessaire à partir de 2020.
- Sans subventions pour l'électrification rurale et les investissements de la SBEE en réseau de transport et de distribution (densification), le tarif est de 3 – 6 FCFA/kWh plus élevé à partir de 2020.
- Les résultats présentés en haut supposent que le fonds de roulement couvre un mois de dépenses. Un mois est considéré le minimum. Si on calcule avec deux mois, le tarif serait en 2015 de 126 FCFA/kWh au lieu de 117. Dans les années suivantes, les augmentations par rapport au tarif « un mois » seraient faibles ; typiquement 1 ou 2 FCFA.

La tendance des tarifs est dans le Scénario Moyen et Faible identique à la tendance dans le Scénario Haut. On constate également que les tarifs sont peu différents de ceux du Scénario Haut et cela pour essentiellement les mêmes raisons qui expliquent pourquoi il n'y a que de très faibles différences entre les tarifs de la CEB dans les trois scénarios de demande : la structure du parc de production est sensiblement la même et les prix unitaires des sources d'approvisionnement sont identiques.

IV. OBSERVATIONS

4.1. IMPACTS DU COUT DE CONSTRUCTION D'UN PORT MINERALIER SUR LES TARIFS

Comme indiqué au chapitre II (plan d'expansion des moyens de production), dans le cas d'installation d'une centrale à charbon au Bénin, il faudrait construire un port minéralier. Une estimation grossière par le Consultant du coût d'investissement d'un tel port est de 100 US$ par kW installé. Le coût est inclus dans les calculs économiques faites avec le logiciel WASP. **Il n'a cependant pas été pris en compte dans le prix de vente d'un IPP qui construit et exploite la centrale**.

Un simple calcul a été fait pour obtenir une idée sur l'impact sur le tarif si la politique tarifaire envisage de recouvrir les coûts d'investissement pour la construction d'un port minéralier. Les coûts ont été liés à la capacité de 1000 MW en centrales à charbon qui est la capacité maximale dans le modèle. Les investissements s'élèvent donc à 100 millions de US$. Pour recouvrir ce montant sur la période 2020 – 2029 (10 millions de US$ par an), il faudrait augmenter le tarif dans la période 2020 – 2022 de 3 FCFA et ensuite de 2 FCFA[3]. L'augmentation en pourcentage est de 3% dans la période 2020 – 2022 et de 2% après.

4.2. IMPACTS DE LA MONTEE DES COUTS DES CENTRALES SOLAIRES PV

Les résultats des calculs de tarifs pour le Bénin présentés ci-dessus supposent que le prix d'achat de la production des centrales PV est de 45 FCFA/kWh. Ce prix est basé sur le coût de 1000 US$/kWc. **Le Consultant fait observer que ce coût n'est aujourd'hui pas réalisable au Bénin sans subvention. Il estime que sans subvention, le coût est au moins de 2500 US$/kWc. Le prix de vente de l'électricité serait au moins de 110 FCFA/kWh. Mais les bailleurs de fonds sont prêts à subventionner des projets d'installations des centrales PV.**

Après 2020, le prix de 1000 US$/kWc serait peut-être réalisable sans subvention si la baisse des coûts des systèmes PV continue – voir l'Annexe 1 du rapport «Plan des Moyens de Production ». Mais il se peut aussi que les centrales PV coûtent 2000 US$/kWc après 2020 ce qui se conduit à un prix d'achat de 90 FCFA/kWh (au prix de 2015). L'impact du prix d'achat sur le tarif a été examiné pour le cas A5 et le Scénario Haut. Il en résulte ce qui suit :

- L'impact du tarif est d'abord que cela change le parc de production à partir de 2020[4]. Au lieu d'installer jusqu'en 2035 1120 MWc en PV, seulement 680 MWc sont installés dans la solution à moindre coût économique.

- La réduction de la production des centrales PV est notamment compensée par l'augmentation de la production des cycles combinés à gaz qui vendent leur production à 73 FCFA/kWh.

Cela a pour conséquence que les tarifs au Bénin sont dans la période 2020 - 2035 entre 1 et 5 FCFA/kWh plus élevés. L'augmentation en termes de pourcentage est entre 1% et 6% ; 1% seulement dans les années 2020 – 2022 ; ensuite typiquement entre 3% et 5%.

V. CONCLUSIONS DE L'ETUDE

Les résultats montrent que le tarif qui permet de recouvrir les dépenses pourrait beaucoup diminuer en termes réels si les centrales à charbon ou les cycles combinés à gaz constituent la source principale d'approvisionnement dans le futur. L'installation de capacité PV aide à réduire les tarifs si le coût des centrales est dans l'ordre de 1000 US$/kWc. Cela nécessite aujourd'hui des subventions importantes mais pourrait se réaliser après 2020 avec des faibles subventions ou même sans subvention si la baisse des coûts des systèmes PV continue. Signalons que la réduction du tarif tient compte qu'un programme ambitieux d'électrification est réalisé. Ce programme est supposé bénéficier des subventions. Sans subvention, la réduction serait plus faible mais encore importante.

[3] Les calculs ont été faits avec les tarifs dans le Scénario Haut. C'est seul dans le Scénario Haut que la capacité en centrales à charbon atteint le maximum de 1000 MW.

[4] L'installation de 140 MWc jusqu'en 2019 est dans le calcul indépendant du prix des systèmes PV parce que les projets, y compris 45 MWc que le MCC envisage financer, sont considérés se réaliser en tout cas.

VI. APPRECIATION DES RESULTATS DE L'ETUDE

Les tarifs déterminés sont des prix indicatifs de référence qui sont basés sur des hypothèses de production d'énergie à partir de différentes technologies, de prix d'importations d'énergie, de prix de combustibles etc.

Pour assurer une bonne gestion du secteur il est recommandé de prendre les dispositions nécessaires pour l'achèvement des travaux d'actualisation des résultats d'étude d'indexation des tarifs d'électricité et de mise en place effective du mécanisme d'ajustement des tarifs.

CHAPITRE VI : PLAN DE MSE EN OEUVRE

INTRODUCTION

Le plan directeur prévoit sur la période 2015 à 2035 la réalisation de plusieurs actions et de projets de construction d'infrastructures (unités de production d'énergie électrique, lignes de transport d'énergie, ligne de distribution d'énergie etc.). Ces actions et projets portent sur :

- la construction d'une centrale multi-fioul de 120 MW à Maria-Gléta ;
- l'instauration de la CEB comme « acheteur unique » et création d'un organe de régulation indépendant commun aux deux pays (Bénin et Togo) ;
- l'installation d'une centrale à charbon minéral avec les infrastructures associées.
- la sécurisation des approvisionnements en gaz naturel ;
- l'installation d'un cycle combiné de 150 MW au Bénin ;
- la mise en place d'un mécanisme pour promouvoir l'investissement privé dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables ;
- la stabilisation du réseau nigérian ;
- l'interconnexion électrique avec le Niger ;
- les extensions et renforcements du réseau 63 kV de la SBEE ;
- le renforcement des capacités de l'ABERME.

Le rapport d'étude ayant été déposé depuis août 2015, les dates de démarrage de certaines actions contenues dans le plan de mise en œuvre fourni par le Consultant sont dépassées. Il est apparu nécessaire d'actualiser le plan de mise en œuvre du plan directeur fourni par le Consultant.

Par ailleurs dans le cadre de cette actualisation certaines actions jugées nécessaires qui ne figuraient pas dans les propositions du Consultant ont été intégrées audit plan. Il s'agit de :

- de la réalisation d'études prospectives pour évaluation approfondie des potentialités qui existent et l'opportunité ou non de développer des capacités de production à partir (i) de centrale solaire thermique et (ii) de pars éolien dans la zone côtière du Bénin ;
- de l'actualisation des études technico-économiques et environnementales en vue de l'aménagement hydroélectrique de deux sites à savoir Vossa et Bétérou qui sont identifiées comme faisant partie des sites prioritaires avec Kétou-Dogo.

Pour rester cohérent avec l'analyse selon laquelle certains investissements lourds concernant le développement des capacités de production d'électricité ne peuvent économiquement être réalisés que dans le cadre communautaire (Bénin et Togo) ou au-delà, le Consultant a suggéré dans le plan d'actions que la CEB et le WAPP soient responsabilisés pour la conduite de certains projets, notamment :

- la construction d'un port minéralier et des centrales à charbon à commencer par la première unité de 250 MW (CEB) ;
- la construction d'une barge de regazéification du gaz naturel et des centrales à cycles combinés au gaz (WAPP).

Pour le moment ces propositions ont été maintenues comme telles dans le plan d'actions en attendant les réflexions sur les orientations concernant l'évolution du rôle de ces institutions. Il en va de même de la proposition du Consultant concernant la réalisation de l'étude en vue

l'instauration de la CEB comme « acheteur unique » et la création d'un organe de régulation indépendant commun aux deux pays (Bénin et Togo).

La réalisation de certaines actions et projets devra être anticipée par des études qui sont également prévues dans le plan directeur. Dans ce qui suit est présenté de façon relativement détaillée pour chacun des projets ci-dessus proposées, les activités à réaliser, ainsi qu'une proposition de chronogramme.

I. CONSTRUCTION D'UNE CENTRALE MULTI-FIOUL (FIOUL LOURD/ GAZ NATUREL) DE 120 MW A MARIA-GLETA.

Activité programmée : Etude de faisabilité, APD et Etudes des aspects logistiques, environnementaux et sociaux d'approvisionnement en gaz ou en fioul lourd de la centrale.
Proposition d'institution responsable : SBE/DGE
Recrutement cabinets pour les études : 2017
Phase Etudes : 2018 - 2019
Coûts : 700.000 US$
Programmation Phase Travaux : 2020-2022

Le Consultant justifie cette proposition d'études sur les aspects logistique et environnementaux par les raisons suivantes :

- En cas d'indisponibilité du gaz naturel si la centrale devra fonctionner au fioul lourd, ceci exigera une noria de camions pour assurer l'approvisionnement en combustible ou bien la construction d'un oléoduc calorifugé et d'une station de compression depuis le stockage pétrolier du port de Cotonou. Ces deux options sont problématiques avec des conséquences prévisibles pour la détérioration des chaussées et les risques et nuisances encourus par les populations riveraines dans le premier cas, ou alors du fait des investissements supplémentaires dans le second cas.

- Ces aspects n'avaient pas été pris en compte en 2015 par les études d'ingénierie réalisées par l'Ingénieur Conseil TRACTEBEL pour la centrale fioul/gaz dont le projet est déjà en cours.

- Les aspects socio- environnementaux sont aussi à examiner pour l'installation de la centrale à Lomé. Cela serait l'alternative au cas où l'installation à Maria-Gléta encourrait des graves impacts socio-environnementaux ou des coûts élevés de réduction des risques (investissements supplémentaires) qui mettraient en péril la faisabilité du projet.

II. INSTAURATION DE LA CEB COMME « ACHETEUR UNIQUE » ET CREATION D'UN ORGANE DE REGULATION INDEPENDANT COMMUN AUX DEUX PAYS (BENIN ET TOGO).

Activité programmée : réalisation d'une étude de faisabilité technique, institutionnelle, juridique et commerciale à mener en vue d'investir la CEB du statut de véritable acheteur unique et d'opérateur de réseau en charge d'optimiser au jour le jour ainsi qu'à court, moyen et long terme le bouquet énergétique des deux pays. L'étude devrait faire des recommandations sur les changements nécessaires au niveau de la législation, de la réglementation du secteur de l'électricité et de la fiscalité pour inciter le secteur privé à s'impliquer comme IPP au Togo ou au Bénin.

Proposition d'institution responsable : Ministères en charge de l'énergie du Bénin et du Togo.
Recrutement cabinet pour l'étude : 2017
Phase Etude : 2018 (12 mois)
Coûts : 300.000 US$.

III. INSTALLATION D'UNE CENTRALE A CHARBON MINERAL (250 MW) AVEC LES INFRASTRUCTURES ASSOCIEES

Activités programmées : Trois activités ci-après sont programmées

3.1. Etudes et construction d'un port minéralier.

Etudes de faisabilité, APS, APD, études environnementales et rédaction des DAO pour la construction d'un port minéralier
Proposition d'institution responsable : DGE/Ministère de l'économie/Ministère des transports (Bénin + Togo).
Recherche et mise en place financement pour études du port : 2017
Recrutement cabinets pour les études : 2018
Phase Etudes : 2019 – Mi 2020 (18 mois)
Coûts : 600 000 US$
Construction d'un port minéralier
Sélection des entreprises : mi-2020 – mi-2021
Phase Travaux : Mi 2021 – mi-2024 (36 mois)

Le Consultant justifie cette proposition par le besoin de grandes surfaces pour le stockage de grande quantité de charbon nécessaires au fonctionnement des centrales associées : environ 3300T/an/MW installé. Ce que les infrastructures portuaires existantes actuellement à Cotonou ne permettent pas.

Il fait observer que le Bénin et le Togo ont tous deux besoin d'importer du charbon pour la production d'électricité charbon importé bénéficiera aussi bien au Togo qu'au Bénin. Néanmoins il ne paraît pas raisonnable de doubler les infrastructures portuaires pour l'importation de charbon dans les deux pays. Il faudra une coordination entre Lomé et Cotonou pour décider du meilleur emplacement d'un tel port.

Enfin, il propose le choix du Bénin pour la construction du port et de la centrale, en raison de l'avantage que présent le site de Sèmè-Kpodji de pouvoir facilement être relié au réseau 330kV et de pouvoir accueillir un port minéralier, contrairement au littoral togolais dont le raccordement au réseau 330kV sera problématique.

3.2. Etudes et construction d'une centrale à charbon 250 MW (2x125 MW)

Etudes de faisabilité, APS, APD, études environnementales et rédaction des DAO pour une centrale 250 MW (2x125MW) à charbon
Proposition d'institution responsable : CEB
Recrutement des cabinets pour les études : 2017- Mi 2018
Phase Etudes : Mi 2018 – 2019 (18 mois)
Coûts : 600.000 US$
Construction d'une centrale 250 MW (2x125MW) Charbon
Sélection des entreprises : 2020 – Mi 2021

Phase Travaux : Mi 2021 – Mi 2024 (36 mois)

Il s'agit d'une étude à mener parallèlement avec celle relative à la construction du port. Le Consultant fait observer que cette étude devra notamment statuer sur la possibilité de confier l'exploitation à un IPP. De même que pour la question du port, l'étude de cette centrale devra être réalisée en coordination avec les autorités du Togo.

3.3. Etudes et construction d'une ligne 330kV Sèmè Kpodji – Sakété

Recrutement cabinet pour l'étude : 2017
Phase Etude : 2018 (06 mois)
Coûts : 200.000 US$
Construction d'une centrale 250 MW (2x125MW) Charbon
Sélection des entreprises : mi-2018 – mi-2019
Phase Travaux : mi-2019 – mi-2021 (24 mois)

C'est la construction de centrales à charbon à proximité du port minéralier de Sémé- Kpodji qui rend nécessaire la construction d'une ligne en 330 kV double terne pour évacuer l'énergie produite sur la dorsale sud au niveau de Sakété.

IV. SECURISATION DES APPROVISIONNEMENTS EN GAZ NATUREL

Activités programmées : Trois activités ci-dessous présentées sont prévues :

4.1. Etude sur la disponibilité du gaz naturel au Nigéria et au Ghana pour la fourniture via le gazoduc du WAPCo

Etude sur la disponibilité du gaz naturel au Nigéria et au Ghana pour la fourniture via le gazoduc du WAPCo
Proposition d'institution responsable : DGE
Recrutement cabinet pour l'étude : 2016 – mi-2017
Phase Etude : 2017 (2ème semestre)
Coût de l'étude : 200 000$

La proposition de la réalisation de cette étude découle des difficultés que le Bénin et le Togo et le Ghana rencontrent depuis plusieurs années pour l'approvisionnement en gaz à partir du Nigéria, par le gazoduc de l'Afrique de l'Ouest. En effet des contrats avaient été signés en 2003 entre le Nigéria, pays fournisseur, WAPCo et les différents clients, notamment le Ghana qui devait recevoir 123 MPC/jr contre 5 promis au Togo et au Bénin dans un premier temps. A ce jour le contrat avec le Ghana n'est pas honoré et les demandes de livraisons supplémentaires du Togo et du Bénin, en vue de tourner la centrale de Contour Global et celle de Maria Gléta, sont restées sans suite.

Outre le problème de disponibilité du gaz, des problèmes d'ordre technique existent également. A son plein potentiel, la station de compression d'Ikedi serait capable de délivrer une pression de 140 bars, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Des pressions insuffisantes sont parfois observées à Maria Gléta et à Lomé.

Le Consultant estime qu'il importe pour le Bénin et le Togo de reconsidérer leur stratégie gazière et dans cette perspective de faire une étude approfondie des difficultés actuelles et des

opportunités d'autres sources d'approvisionnement en gaz naturel de réseau. Cette étude doit permettre d'atteindre les objectifs spécifiques ci-après :

- Connaître précisément les conditions techniques et financières d'approvisionnement actuelles en gaz naturel par le WAPCo.
- Estimer les quantités de gaz naturel réellement disponibles pour l'exportation par le WAPCo vers le Bénin et le Togo à partir du Nigéria et/ou du Ghana aujourd'hui et d'ici 2025.
- Prévoir les conditions techniques et financières d'approvisionnement futur du Bénin et du Togo en gaz naturel par gazoduc.

Une proposition de termes de référence (TDR) pour la réalisation de cette étude est faite par le Consultant dans le tome 6 (plan de mise en œuvre du rapport de l'étude du plan directeur.

4.2. Etude de l'opportunité d'importation de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Etude de l'opportunité d'importation de GNL au Ghana, Togo, Bénin ou Nigéria
Proposition d'institution responsable : WAPP
Mis en place financement pour l'étude : 2017
Recrutement cabinet pour l'étude : 2018
Phase Etude : Fin 2019 (06 mois)
Coût de l'étude : 300.000$

Tous les pays alimentés en gaz par le gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (Bénin, Togo, Ghana) sont concernés pas la question d'un autre moyen d'approvisionnement en gaz pour compléter l'offre venant du gazoduc. Chacun des pays mise alors sur l'importation de GNL. Le Consultant recommande au Bénin de se joindre aux autres pays pour deux raisons :

- amoindrir les coûts finaux de livraison du gaz ;
- former le marché le plus large possible qui sera à même d'intéresser des investisseurs privés pour la construction et l'exploitation telle installation de regazéification (la demande de GNL pour un seul pays étant trop faible pour que la construction et l'exploitation d'une barge soit rentable)

Ainsi il est de l'intérêt du Bénin d'initier une démarche au niveau régional pour étudier l'opportunité d'importer du GNL. Voila pourquoi le WAPP est proposées comme institution pour le pilotage de l'étude proposée ; surtout qu'elle-même a un projet de centrale à cycles combinés au gaz de 400 MW à vocation régionale.

Cette étude devra :

- Evaluer les quantités de gaz pour satisfaire le marché des trois pays.
- Etudier l'offre en GNL et les conditions d'approvisionnement, notamment la mobilisation d'une flotte de navires pour assurer les livraisons régulières de GNL adaptées à la capacité de stockage et au flux de consommation.
- Etudier les arrangements institutionnels qui permettront de mettre à disposition le GNL pour les quatre pays.
- Collecter les informations sur les barges existantes : coûts d'investissement, coûts

d'opération et de maintenance.

- Etudier le prix de vente en supposant qu'un opérateur privé importe, stocke, regazéifie et vend via le gazoduc.
- Etudier l'emplacement optimal de la barge le long de la côte entre le Ghana et le Bénin.
- Proposer la Réglementation de la zone de sécurité autour de la barge et notamment le trafic maritime.
- Rédiger une étude de faisabilité sommaire d'un terminal méthanier (choix de l'emplacement, implantation marine ou terrestre, dimensionnement, stockage, connexion au gazoduc, pression, coût des installations, coûts de maintenance).
- Evaluer les scénarios plausibles d'évolution des prix du gaz naturel en réseau et du GNL.
- Fournir des modèles de contrat « take or pay » de gaz naturel de réseau ou de GNL.

4.3. Etude d'Avant- Projet Détaillé et construction d'un terminal méthanier

A condition que les études sur l'opportunité d'importer le GNL concluent à la faisabilité du projet, il faudra réaliser une étude d'avant- projet détaillé pour la construction d'une barge permettant l'importation de GNL.

Dans ce cas les activités programmées portent comme ci-après sur la réalisation des études et la construction de la barge.

4.3.1. Etude détaillées d'implantation d'un terminal méthanier

Proposition d'institution responsable : WAPP
Recrutement cabinet pour l'étude : 2017
Phase Etude : 2018 – Mi 2019 (18 mois)
Coût de l'étude : 200.000$

Ces études comporteront les composantes suivantes :

- études détaillées de l'implantation de la barge de regazéification ;
- études détaillées de la connexion au gazoduc de l'Afrique de l'Ouest ;
- études détaillées des conditions de stockage du GNL ;
- études détaillées des conditions de regazéification ;
- études détaillées des conditions tarifaires de vente aux pays alimentés par le gazoduc ;
- études d'impact environnemental ;
- rédaction des Dossiers d'Appels d'Offres pour la construction et l'exploitation d'une barge de regazéification.

4.3.2. Construction d'un terminal méthanier

Proposition d'Institution responsable : WAPP/Ministère de l'énergie Ghana et Togo/DGE
Sélection des entreprises : Mi 2019 - 2020
Phase Travaux : 2021 - 2022 (2 ans)

A condition que les études sur le gaz prouvent la faisabilité du projet et à la suite des études d'implantation détaillées, le Consultant recommande que la construction et l'exploitation du terminal méthanier soient confiées à un opérateur privé.

V. INSTALLATION D'UN CYCLE COMBINE DE 150 MW AU GAZ AU BENIN

Activité programmée : Etude de faisabilité et APD d'installation d'un cycle combine de 150 MW au Bénin
Proposition d'institution responsable : CEB/DGE
Recrutement cabinet pour l'étude : Mi 2017 – Fin 2018
Phase Etude : Mi 2018 – Mi 2019 (1 an)
Coûts : 200.000 US$
Sélection des entreprises : Mi 2019 - 2020
Phase Travaux : 2021 - 2022 (2 ans)
L'étude portera sur les aspects techniques, économiques, financiers et juridiques du projet et la possibilité de la réalisation par un producteur indépendant entre 2020 et 2025.

Le Consultant estime que cette centrale peut être construite dans le cadre du projet promu par le WAPP et être considérée comme sa première tranche.

VI. MISE EN PLACE D'UN MECANISME POUR PROMOUVOIR L'INVESTISSEMENT PRIVE DANS LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DES ENERGIES RENOUVELABLES.

Au vu des quantités importantes de centrales de production renouvelables, notamment des centrales PV, recommandées dans le volet production du plan directeur et du fait de leur développement préconisé par des IPP, une étude sur la rémunération des IPP par des Feed- in Tariffs est recommandée.

Activité programmée : Etudes de faisabilité d'une politique Feed-in Tarifs et aspects institutionnels pour sa mise en oeuvre
Proposition d'institution responsable : DGE/ANADER/Régulateur
Recrutement cabinet pour l'étude : 2017
Phase Etude : 2018 (6 mois)
Coût des études : 200.000 US$

L'étude devra :

- Présenter dans les détails les mécanismes similaires existants dans d'autres pays africains.
- Détailler les conditions juridiques et institutionnelles de leur mise en œuvre.
- Recommander des Feed-in Tariffs et décrire la méthodologie appliquée pour déterminer les FiT.
- Décliner les tarifs suivant les technologies : PV, éolien, biomasse, hydro.
- Recommander la limite des capacités installées des FiT ; tant pour la capacité des projets individuel, que pour la capacité totale par technologie.
- Analyser comment articuler les tarifs de rachat avec la CEB.

- Déterminer les institutions et leur rôle dans le système des FiT.
- Proposer des contrats standards.

VII. RESOLUTION DES PROBLEMES DE STABILITE DU RESEAU NIGERIAN.

Activité programmée : Suivi de l'étude du WAPP sur la stabilisation du réseau nigérian

Le Consultant recommande que La DGE et la CEB se tiennent au courant des développements de l'étude du WAPP sur la résolution des problèmes de réglage et de stabilité du réseau nigérian.

Il fait observer que la résolution de ces problèmes pourrait exiger beaucoup de temps, compromettre les importations depuis le Nigéria et conditionner les schémas d'exploitation voire les développements du réseau de transport prévus pour le Bénin. Certaines solutions envisagées (stations de conversion dos- à- dos) sont également contraignantes pour l'avenir.

VIII. INTERCONNEXION ELECTRIQUE AVEC LE NIGER

Activité programmée : Etudes de faisabilité, d'APS et d'APD et rédaction des DAO pour la construction de lignes :

- Une ligne Malanville-Niger en 330 kV (dans le cadre du projet de « dorsale Nord » du WAPP entre le Niger, le Nigéria, le Bénin et le Burkina).
- Une ligne en 161 kV deuxième terne entre Guéné et Malanville (proposition du Consultant)

Proposition d'institution responsable : CEB
Recrutement cabinet pour l'étude : 2021
Phase Etude : 2022 (1 an)
Coût des études : 200 000US$
Sélection des entreprises : 2023
Phase Travaux : 2024 - 2025 (2 ans)

La dorsale nord doit relier, entre autres, le poste nigérien de Gaya au poste Béninois de Malanville. L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation et de d'étoilement du nord Bénin : Bembéréké et Parakou. Ces infrastructures sont prévues à l'horizon 2025.

La partie Malanville- Niger est prévue en 330 kV. A cet horizon une ligne HTB reliant Parakou à Malanville via Bembéréké et Guéné sera déjà en service à la tension de 161 kV. Un seul terne est prévu entre Guéné et Malanville.

Le Consultant estime que ceci est insuffisant pour transiter la puissance issue de l'interconnexion avec le Niger et propose un renforcement de cette liaison. De même il recommande le suivi de l'évolution de la centrale de Salkadamna en vue de démarrer un processus de négociation avec les autorités nigériennes pour fixer un tarif d'achat.

IX. EXTENSIONS ET RENFORCEMENTS DU RESEAU 63 KV DE LA SBEE

Activités programmées : Cinq activités ci-dessous présentées sont prévues :

9.1. Etudes et travaux de renforcement du réseau 63 kV de Cotonou, Calavi et Sémè-Kpodji

Activités programmées : Etudes de faisabilité, d'APS et d'APD et travaux de renforcement du réseau 63 kV de Cotonou, Calavi et Sémè-Kpodji
Institution responsable : SBEE
Recrutement cabinet pour l'étude : mi-2017 – mi-2018
Phase Etude: mi-2018 – mi-2019 (1 an)
Coût des études : 200 000US$
Sélection des entreprises : mi-2019 – mi-2021
Phase Travaux : mi-2021 - 2022 (18 mois)

Dans le tome 3 du rapport du plan directeur du développement du sous-secteur de l'énergie électrique, le Consultant fait observer que les rames des postes sources de l'agglomération de Cotonou et les lignes alimentant ces postes sources risquent d'être surchargées dès 2020. Il convient donc d'envisager de renforcer le réseau 63 kV de l'agglomération de Cotonou de Calavi à Sémé- Kpodji par la construction par la SBEE des postes et lignes associées ci-après :

Postes	**Lignes 63 kV**
• Poste de Calavi • Poste de Cococodji • Poste de Godomey • Poste intermédiaire entre Godomey et Calavi (Agamandin) • Poste intermédiaire entre Védoko et Gbegamey • Poste intermédiaire entre Akpakpa et Sémé-Kpodji (Sekandji) • Poste de Sémé-Kpodji. • Tranche 63kV à Maria-Gléta	• Boucle Calavi - Maria-Gléta –Cococodji - Godomey • Ligne Védoko-Godomey • Ligne Godomey - Maria-Gléta • Renforcement de la ligne Védoko-Porto-Novo

Hormis les études déjà réalisées pour Calavi et Cococodji, la construction de ces infrastructures requiert la réalisation d'autres études. Aussi l'implantation de ces nouveaux postes mènera à la restructuration des réseaux MT associés. Les études de faisabilité pour la restructuration complète des réseaux MT sont à réaliser maintenant afin que les travaux de construction des ouvrages interviennent à temps (2020-2025).

Dans cette perspective, le Consultant propose que la SBEE acquière maintenant les terrains dont elle aura besoin pour plusieurs postes dont la nécessité est avérée quel que soit le scénario : Godomey et Sémé- Kpodji.

9.2. Etudes et construction de la ligne 63 kV Ouidah-GrandPopo et du poste 161/63 d'Avakpa

Activités programmées : Etude de faisabilité, d'APS et d'APD et construction de la ligne 63kV Avakpa – Ouidah - GrandPopo
Institution responsable : SBEE
Recrutement cabinet pour l'étude : mi-2017 – mi-2018
Phase Etude: mi-2018 – mi-2019 (1 an)
Coût des études : 200 000US$
Sélection des entreprises : mi-2019 – mi-2021
Phase Travaux : mi-2021 – mi-2022 (1 an)

L'alimentation des centres urbains de Ouidah et de Grand- Popo va nécessiter la construction d'une ligne 63 kV. En effet ces localités sont actuellement alimentées en MT mais la croissance de la charge dans ces zones va nécessiter de changer le plan de tension pour éviter les chutes de tensions excessives. Cette ligne d'environ 65 km sera tirée depuis Avakpa où il faudra rajouter une travée 63kV. Au vu des charges sur Ouidah et GrandPopo cette ligne est nécessaire à bref délai.

9.3. Etudes et construction d'un poste à Dogbo

Activités programmées : Etudes et construction d'un poste à Dogbo
Institution responsable : SBEE
Recrutement cabinet pour l'étude : 2018
Phase Etude: 2019 (1 an)
Coût des études : 100 000US$
Sélection des entreprises : 2020
Phase Travaux : 2021

L'alimentation de la commune de Dogbo pourra se faire grâce à un poste- source piqué sur la ligne Adjarala- Avakpa. Cette ligne est prévue avec la réalisation de la centrale d'Adjarala. Il faut associer à l'étude de cette ligne HTB celle du poste et de la restructuration des réseaux MT.

9.4. Etudes de la restructuration des réseaux MT associés au poste de Tanzoun en construction dans le cadre du projet DAEM

Activités programmées : Etudes de la restructuration des réseaux MT associés au poste de Tanzoun
Institution responsable : SBEE
Recrutement cabinet pour l'étude : 2017
Phase Etude: 2018 (1 an)
Coût des études : 100 000US$
Sélection des entreprises : 2019
Phase Travaux : 2020

La charge de la ville de Porto- Novo est entièrement desservie par le poste HTB/HTA 63kV/MT de la ville. Ce poste et les réseaux correspondants risquent d'être rapidement surchargés. Il faudra donc reporter une partie de la charge sur le poste 161/63 kV de Tanzoun en cours de construction. Il faut prévoir l'étude de la restructuration des réseaux associés.

9.5. Etudes et construction de réseaux ruraux 63 kV par la SBEE

Activités programmées : Etudes et construction de réseaux ruraux 63 kV
Institution responsable : SBEE
Démarrage de la recherche de financement : 2018
Recrutement cabinets pour les études : 2019
Période prévue pour la réalisation des études : 2020-2023
Coût des études : 300 000$
Sélection des entreprises : 2021
Phase Travaux : 2023 - 2025

De nombreux réseaux ruraux en 63 k V et postes 161 kV/MT sont à prévoir pour une mise en service à l'horizon 2022- 2030. La réalisation de tous ces réseaux devra être anticipée par des études qui se dérouleront entre 2020 et 2025. Les travaux pourront commencer en 2022. L'essentiel des mises en service devra être fait au cours de la période 2022 - 2030.

X. RENFORCEMENT DE L'ABERME

Deux types d'activités ci-dessous présentées sont prévues pour le renforcement des capacités d'intervention de l'ABERME

10.1. Etudes pour la construction des lignes de raccordement des localités rurales et pour la configuration des réseaux de distribution à l'intérieur des localités

Activités programmées : Etudes pour la construction des lignes de raccordement des localités rurales et la configuration des réseaux de distribution
Institution responsable : MERPMEDER / ABERME
Recrutement cabinets pour les études : 2017
Période prévue pour la réalisation des études : 2018-2025
Coût des études : 200 000$
Sélection des entreprises : 2021
Phase Travaux : 2020 - 2035

Le programme d'électrification rurale du Plan Directeur prévoit le raccordement au réseau de la SBEE de 80 à 100 localités chaque année. Cela constitue un vrai défi au niveau du financement ainsi que pour la réalisation des travaux préparatoires et des travaux d'électrification. Les travaux préparatoires consistent notamment dans la préparation des études d'Avant-projet Sommaire et Détaillé (APS – APD).

Ces études détermineront le tracé des lignes de raccordement, la configuration des réseaux de distribution à établir et fourniront une estimation des coûts d'investissement. Les études aboutiront à la passation des marchés de réalisation des travaux. Les travaux préparatoires porteront aussi sur l'intermédiation sociale qui informera les clients potentiels dans les localités sur les bénéfices liés à l'électrification et sur les frais qu'ils doivent assumer pour le branchement et la consommation.

10.2. Renforcement des capacités techniques de l'ABERME

10.2.1. Recrutement des cadres

L'ABERME a déjà acquis une certaine expérience dans la réalisation des projets d'électrification. Il est proposé que le personnel de l'ABERME soit renforcé par des cadres de profils ci-après :

a) Dans un premier temps au moins :

- Deux (2) ingénieurs de distribution.
- Un (1) spécialiste en passation des marchés.
- Et un (1) responsable des actions commerciales et des activités d'intermédiation sociale.

Cette équipe doit s'impliquer dans la préparation des APS et APD. Il faudra également prévoir :

- l'assistance de la SBEE et d'experts internationaux au démarrage ;
- ainsi que la formation de bureaux d'études locaux dans l'établissement des APS et APD.

Les bureaux d'études dont le personnel aura participé à cette formation seront invités à soumettre des offres pour l'exécution des APS/APD (contrats cadre).

b) Ensuite, pour assurer sa mission de maîtrise d'ouvrage, l'ABERME aura besoin d'être renforcée par au moins :

- Deux ingénieurs à plein temps pour le suivi des projets du programme dans sa globalité.
- Un assistant au responsable des actions commerciales.
- Un assistant au Spécialiste en passation des marchés.

10.2.2. Audit des ressources humaines et organisationnel

En plus du renforcement immédiat du personnel de l'ABERME par des cadres de profils ci-dessus mentionnés, la réalisation d'un audit des ressources humaines et organisationnel assorti d'une proposition de plan de mise en œuvre des mesures (recommandes) est vivement recommandée.

Institution responsable : Ministère en charge de l'Energie
Recrutement cabinet d'audit : 2017
Réalisation de l'audit : 2018
Phase de mise en œuvre des mesures : 2019-2021

Le tableau 31 ci-dessous présente une vue synthétique du chronogramme des actions à l'horizon 2025.

Tableau 31 : Plan d'actions période 2016 – 2025 (1/2)

Projet	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Coûts (US$)	Institution en charge
Etude CEB Comme acheteur unique et créatio											300 000	Ministère Energie/DGE
Centrale 120 MW Gazol/Fioul/Gaz Maria-Gléta et oléoduc pour fioul												Ministère/Energie/SBEE
Etudes faisabilité et APD et DAO pour centrale et oléoduc et station de compression											300 000	
Etudes environnementales et sociales et plans de mise en oeuvre											400 000	
Appel d'Offres (AO) pour oléoduc et centrale												Minitère Energie/SBEE
Construction oléoduc si les etudes sont concluantes												Privé
Construction centrale												Privé
Centrale Charbon 250 MW												Ministère Energie/ DGE/CEB
Recherche de financement pour études du port												Ministère Energie//Ministère Economie/Ministère du Transport
Etudes faisabilité, APD et DAO du port											300 000	
Etudes environnementales											300 000	
AO Port minéralier												
Construction du port												
Etudes faisabilité, APD et DAO centrale charbon											200 000	CEB
Etudes environnementales											300 000	
AO Centrale Charbon												CEB
Construction centrale charbon												Privé
Etudes, Financement, AO, construction Ligne 330 kV Sakété-SèmèKpodji											Etude 200 000	CEB
Projets 63 kV												**SBEE**
Ouidah-Grand Popo												SBEE
63 kV Cotonou												SBEE
Etudes 63kV Rural												SBEE
Construction du 63kV rural												SBEE
Interconnexion avec le Niger												**Ministère Energie/DGE/ CEB**
Etude de faisabilité, APS, APD, études environnementales et DAO travaux												
AO et Construction												

Tableau 33 : Plan d'actions période 2016 – 2025 (2/2)

Projet	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Coûts (US$)	Institution en charge
Centrale Cycle Combiné au Gaz (Gazoduc ou GNL)												Ministère Energie/WAPP /DGE/CEB
Etude disponibilité Gaz au Nigéria et Ghana											200 000	Ministère Energie/DGE
Assurer financement études GNL												Ministère Energie/WAPP /DGE
Etude disponibilité offres GNL et dispositions pour importation											300 000	Ministère Energie/WAPP /DGE
Etudes de faisabilité, APD Barge et DAO											200 000	Ministère Energie/WAPP
AO Barge												Ministère Energie/WAPP
Construction/Connection de la barge au gazoduc												WAPP/Ministère Energie
Etudes faisabilité , APD et DAO Centrale cycle combiné au Gaz											200 000	Ministère Energie/WAPP /CEB
AO Centrale cycle combiné au Gaz												Ministère Energie/ WAPP/CEB
Construction Centrale Cycle combiné au Gaz												WAPP/CEB
Etudes sur les Feed-in Tariff											200 000	**DGE/ANADER/Régulateur**
Mise en place mécanisme promotion investissements privés dans secteur ER												**DGE/ANADER/Régulateur**
Actualisation des études technico-économiques et environnementales pour les centrales hydro électriques de Vossa (79,2 MW) et Bétérou (23,2 MW) retenues comme sites prioritaires avec Kétou -Dogo											500 000	**Ministère Energie/DGE/ SBEE**
Recherche de financement (PTF ou Partenaires opérateurs stratégiques) et montage des projets												**Ministère Energie**
Etudes prospectives pour la mise en place de capacités solaire thermique											200 000	**Ministère Energie/ DGE/SBEE**
Etudes prospectives pour la construction d'un parc éolien en zone côtière (100 -150 MW)											200 000	**Ministère Energie/ DGE/SBEE**

CONCLUSIONS GENERALES ET RECOMMANDATIONS

L'étude a abouti à une prévision de la demande d'électricité dans l'espace de la Communauté électrique du Bénin (CEB) et au Bénin. Les résultats ont été présentés suivant trois scénario. Un scénario de croissance forte de la demande (scénario haut), un scénario de croissance moyenne (scénario moyen) et un scénario de croissance faible (scénario faible). Suivant le scénario haut, la demande de puissance au Bénin avoisinera 1400 MW en 2035. La demande en énergie sera de l'ordre de 7200 GWh.

Pour une bonne sécurisation de l'approvisionnement en énergie électrique, il est recommandé que le Bénin opte pour la mise en place dans l'espace CEB ou au plan national d'un plan d'expansion des moyens de production pouvant répondre à la demande projetée dans le cas du scénario haut. Nous savons bien qu'en cas d'offre excédentaire dans un pays de notre sous-région l'exportation du surplus dans d'autres pays du système d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest ne devrait pas poser problème, à condition que les coûts de production ne soient pas élevés. Le problème de notre pays est lié à la disponibilité en énergies primaires économiquement exploitables

S'agissement des moyens d'approvisionnement en énergie électrique, les travaux de l'étude ont distingués deux périodes :

1/ Le court terme (1915 -2019) pour laquelle trois les trois scénarios ci-après de stratégie de satisfaction de la demande d'énergie ont été analysés :

- Le scénario du mix énergétique selon lequel il revient à la CEB de réaliser l'équilibre global et permanent de l'offre et de la demande du Togo et du Bénin *en usant de tous les moyens disponibles dans les deux pays sans restriction et en respectant l'ordre de mérite des moyens de production et des possibilités d'importation depuis le Nigéria et le Ghana (*scénario dénommé bouquet énergétique unique).

- La poursuite de la situation actuelle dans laquelle la CEB répartit les importations du Nigéria et du Ghana, la production de ses moyens propres *mais ne peut faire appel qu'exceptionnellement aux autres producteurs dépendant de la CEET ou de la SBEE (*scénario poursuite de la situation actuelle (Statu quo)).

- La séparation complète des bouquets énergétiques du Bénin et du Togo, chacun des deux pays se réservant l'usage des moyens de productions sis sur son territoire, partageant la production de Nangbéto à parts égales et les importations du Nigéria et du Ghana selon des règles à définir (scénario séparation des bouquets énergétiques).

Pour cette période l'étude a abouti *à la conclusion que* le Bénin et le Togo ont intérêt à mettre en place une stratégie basée sur le scénario de bouquet énergétique unique. Analysant les moyens d'approvisionnement existants au Bénin et au Togo et les projets en cours en 2014-2015, l'étude a par ailleurs révélé le besoin d'une nouvelle centrale bicombustibles (fioul/gaz naturel) de 120 MW au moins, à installer dans l'espace CEB (au Bénin ou au Togo) au plus tard 2018.

2/ Le moyen terme (2020 – 2035).

On s'attendait à ce que, au terme de l'étude le Consultant, après examen des différents schémas possibles, propose au Bénin un plan d'expansion précis des moyens d'approvisionnement. Mais compte tenu des incertitudes sur la disponibilité du gaz du gazoduc,

en quantité suffisante et à un coût acceptable, l'étude s'est plutôt orientée vers l'examen détaillé de deux cas d'expansion des moyens de production d'électricité : (i) un cas à prédominance gaz et (ii) un cas à prédominance charbon minéral ; avec la proposition, dans le plan de mise en œuvre du plan directeur, des études prospectives à réaliser en vue des choix à opérer. Ces études concernent :

- la construction d'un port minéralier et de centrales fonctionnant au charbon minéral pouvant atteindre en 2035 une capacité totale de 1000 MW dans l'espace CEB ; dans le cas à prépondérance charbon ;

- la construction d'une barge de regazéification du gaz naturel dans la perspective de l'importation du gaz naturel liquéfié pour compléter l'offre de gaz du gazoduc et l'installation de centrales à gaz pouvant atteindre en 2035 une capacité totale de 1200 MW dans l'espace CEB ; dans le cas à prépondérance gaz.

Dans les deux cas examinés, une contribution relativement importante des énergies renouvelables ; particulièrement le solaire photovoltaïque est projetée pour une capacité totale en 2035 de 1120 MWc dans l'espace CEB avec 630 MWc au Bénin. Compte tenu des investissements lourds que requiert la mise en place de ces ouvrages, dans le cadre d'un seul pays (Bénin ou Togo) l'étude prévoit leur réalisation dans le cadre de la CEB avec des propositions de répartitions des unités entre les deux pays. Cette répartition s'apparente à une spécialisation des pays sur la base de certains atouts : les centrales à charbon au Bénin, les centrales CCGN au Togo.

En attendant la clarification du rôle que la CEB aura à jouer dans les années à venir, il est recommandé que les dispositions nécessaires soient prises, sans tarder, pour la réalisation effective des études proposées afin de permettre que des choix définitifs soient faits en ce qui concernent les options à mettre en œuvre à partir de 2020, dans le cadre de la politique de renforcement des capacités de production d'énergie électrique.

Les travaux d'élaboration du plan directeur ont également aboutit à des propositions de développement du réseau de transport d'énergie électrique (dans l'espace CEB et au Bénin) et un programme d'électrification des localités du pays dans l'optique d'atteindre une couverture totale du pays dans les 20 prochaines années.

Un dernier volet du plan directeur a été consacré à une analyse financière des activités d'approvisionnement et de distribution d'énergie électrique qui a conduit à la détermination pour la CEB et la SBEE de tarifs d'électricité susceptibles de couvrir entièrement les coûts de mise à disposition du service aux consommateurs.

Pour garantir une bonne gestion du sous –secteur de l'électricité dans l'espace CEB et au Bénin (SBEE) en particulier, il convient de prendre les dispositions nécessaires pour l'achèvement des travaux d'actualisation des résultats d'étude d'indexation des tarifs d'électricité et de mettre effectivement en place le mécanisme d'ajustement des tarifs.

Enfin les reformes ci-après sont retenues pour accompagner la mise en œuvre du plan directeur :

- Organiser sans tarder, comme prévue par le plan de redressement à court terme du secteur de l'énergie défini par le MEEM, une réflexion pour clarifier les rôles de la CEB et du WAPP dans les années à venir.

- Achever les travaux d'actualisation des résultats de l'étude d'indexation tarifaire et mettre effectivement en place le mécanisme d'ajustement des tarifs d'électricité.

- Mettre effectivement en place un cadre juridique approprié afin de faciliter la mobilisation des ressources financières.
- Exonérer les équipements de production d'énergie solaire et d'autres formes d'énergies renouvelables des droits de douane et de la TVA (renforcement du décret existant et datant du 1er janvier 2009).
- Faire voter une loi sur la promotion des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.
- Définir et adopter avec les acteurs concernés les incitations fiscales et financières à accorder au secteur privé pour la production d'électricité à partir des sources renouvelables.
- Mettre en place un mécanisme pour la mobilisation des ressources qui permettront de financer le développement d'infrastructures électriques au profit des localités rurales non électrifiées. Dans le cadre de ce mécanisme une distinction pourrait être faite entre :
    - les projets de développement des lignes MT nécessaires pour le raccordement des localités rurales au réseau de la SBEE pour lesquels le financement des investissements reviendrait au Gouvernement avec l'appui des PTF;
    - et le développement par les concessionnaires des réseaux de distribution d'électricité à l'intérieur des localités qui seront programmées dans les concessions d'électrification rurale.

L'objectif visé est de transformer ces concessions d'électrification en concessions de distribution d'électricité dans l'optique de faciliter l'intervention dans ce domaine du secteur privé national tout en créant les conditions pour accélérer l'électrification des localités rurales.