TRACTEBEL Engineering
GDF SUEZ

ACTUALISATION DU PLAN DIRECTEUR RÉVISÉ DES MOYENS DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE LA CEDEAO

Rapport Final Tome 3 : Elaboration du programme d'investissement et stratégie de mise en œuvre des projets prioritaires

Economic Community
Of West African States

Communauté Economique
Des Etats de l'Afrique de l'Ouest

General Secretariat / Secrétariat Général

SYSTEME D'ECHANGES D'ENERGIE ELECTRIQUE OUEST AFRICAIN

Octobre 2011

Rapport Final Tome 3 : Elaboration du programme d'investissement et stratégie de mise en œuvre des projets prioritaires

TABLE DES MATIERES

1. INTRODUCTION 4

1.1. Contexte 4

1.2. Structure du Tome 3 du Rapport Final 5

2. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE 6

2.1. Introduction 6

2.2. Méthode de l'analyse environnementale 6

2.3. Analyses environnementales des interconnexions 8

2.3.1. Projets inter-états suggérés par l'analyse économique et technique 8

2.3.2. Projets Planifiés 53

2.4. Analyses environnementales des projets de production 55

2.4.1. Turbines à gaz et cycles combinés 55

2.4.2. Unités au charbon 55

2.4.3. Groupes diesel 56

2.4.4. Biomasse 57

2.4.5. Energies renouvelables (solaire, éolien) 57

2.4.6. Centrales hydroélectriques 57

2.5. Conclusions de l'analyse environnementale 96

3. EVALUATION FINANCIERE 97

3.1. Introduction et approche suivie 97

3.2. Méthodologie d'évaluation 99

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2.1. Approche d'évaluation 99
3.2.2. Les modèles d'évaluation 100

3.3. Paramètres d'entrées et hypothèses 103

3.4. Calcul des coûts de production et des frais de service de transport 119

3.5. Analyse de sensibilité 119

3.6. Evaluation des résultats....120

3.6.1. Performances financières précédentes des sociétés 120
3.6.2. Performance financière de Projet, la SOS, zones de l'EEEOA et leurs pays 125
3.6.3. Viabilité financière et durabilité des SOS 127

3.7. Impact du programme sur les tarifs 139

3.7.1. Tarifs de génération 139
3.7.2. Frais de service de transmission 142

3.8. Autres risques associés au programme de l'EEEOA 143

3.9. Conclusions et recommandations 144

3.9.1. Conclusions 144
3.9.2. Recommandations....145

4. STRATÉGIE DE MISE EN ŒUVRE DES PROJETS DE L'EEEOA 145

4.1. Contexte....145

4.2. Examen de la situation des projets prioritaires de 2004 148

4.2.1. Incapacité à faire correspondre la mise en service des projets de production et de transport....148
4.2.2. Capacité limitée de l'Assemblée générale et du Conseil exécutif pour appliquer les décisions de l'EEEOA qui nécessitent une action d'autres secteurs des économies des pays. 149
4.2.3. L'ancienne approche de mise en œuvre de projet....149
4.2.4. La non disponibilité du gaz pour la production d'énergie dans la région 152
4.2.5. Le mauvais état financier des sociétés de l'EEEOA....153
4.2.6. L'insuffisance des ressources humaines et financières pour soutenir les activités de l'EEEOA....153

4.3. La nouvelle stratégie d'implementation approuvée 154

4.3.1. Contexte....154
4.3.2. La Société à Objectif Spécifique (SOS) et ses avantages 155

4.4. Cadre énergetique de l'EEEOA qui pourrait influencer/guider l'établissement des SOS....159

4.4.1. Cadre juridique 159
4.4.2. Cadre régulatoire 160

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4.5. Collaboration avec l'Union Economique et Monétaire Ouest-Africaine (UEMOA / WAEMU) et ses initiatives 160

4.6. Contracts d'échanges d'éléctricité existants 162

4.7. Structure des systèmes éléctrique des pays membres 163

4.8. Structure du système d'échange de puissance lorsqu'il devient fonctionnel 165

4.9. Répartition des réponsabilités du projet et utilisation de la SOS 165

4.10. Conclusions et recommendation 167

4.10.1. Conclusions 167
4.10.2. Recommandations 168

5. LISTE FINALE DES PROJETS PRIORITAIRES 170

5.1. Projets nationaux du programme global de développement 170

5.1.1. Projets de production nationaux décidés 170
5.1.2. Projets de production nationaux sélectionnés parmi les projets candidats . 174

5.2. Projets régionaux du programme global de développement 175

5.2.1. Description des projets prioritaires 176
5.2.2. Phases d'investissement 214

6. ENERGIES PROPRES ET RENOUVELABLES DANS LE PLAN DIRECTEUR 216

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

1. INTRODUCTION

Le présent rapport constitue le Tome 3 du Rapport Final de 'L'Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO'.

Le Rapport Final se compose des parties suivantes :

Tome 1: Données de l'étude

Tome 2: Plan optimal de développement et Analyse du fonctionnement et de la stabilité du réseau de transport

Tome 3 : Elaboration du programme d'investissement et stratégie de mise en œuvre des projets prioritaires

Tome 4 : Synthèse du rapport

1.1. Contexte

Le système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) qui est une institution spécialisée de la CEDEAO constitue le cadre institutionnel du système électrique régional. L'objectif stratégique de l'EEEOA est basé sur une vision dynamique de l'intégration de l'exploitation des réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié. Ce marché régional unifié doit permettre d'assurer à moyen et long terme un approvisionnement d'électricité optimal, fiable et à un coût abordable aux populations des différents états membres.

L'objectif est de viser le bien économique collectif, grâce à une coopération à long terme dans le secteur de l'énergie et au développement des échanges transfrontaliers d'électricité.

La présente étude a pour but de mettre à jour le plan régional de production et de transport à l'attention du Secrétariat Général de l'EEEOA et de l'ensemble des secteurs électriques des états membres.

L'objectif de l'étude est, étant donné le contexte, de permettre aux différents acteurs du secteur de l'électricités d'avoir une vision claire, globale et cohérente sur le développement futur des infrastructures de production et de transport d'électricité dans la région et une base rationnelle de prise de décision pour leur mise en œuvre.

Cette mise à jour du plan directeur vise à intégrer les développements en cours dans une stratégie d'expansion à moyen et long termes des infrastructures régionales de production et de transport, demeurant toujours cohérente avec la vision de l'EEEOA.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

1.2. Structure du Tome 3 du Rapport Final

Le présent Tome 3 du Rapport Final décrit la troisième phase de l'étude consacrée à l'élaboration du programme d'investissement et de la stratégie de mise en œuvre des projets prioritaires.

Le précédent Tome 2 avait décrit l'élaboration du Plan optimal de développement et l'analyse du fonctionnement et de la stabilité du réseau de transport.

L'analyse économique avait mis en évidence les investissements de production nationaux nécessaires dans chacun des pays, une liste de projets de production prioritaires régionaux et une liste de projets de transport prioritaires régionaux.

L'analyse de la stabilité et des performances du réseau de transport de l'ensemble des pays de l'EEEOA avait permis en outre de déterminer l'impact des contraintes techniques sur la liste des projets prioritaires établie précédemment. Elle avait ainsi mis en évidence en particulier une série d'investissement et /ou de renforcements supplémentaires nécessaires pour garantir les critères de sécurité et de performance ainsi que la stabilité du système interconnecté.

Dans le but de raffiner la liste des investissements prioritaire déjà dégagée, le présent rapport analyse les autres impacts susceptibles de modifier cette liste (pour les aspects environnementaux, financiers ou institutionnels). Il étudie en outre la stratégie de mise en œuvre de ces projets.

Ce rapport comprend les parties suivantes:

Le chapitre 2: présente l'analyse environnementale des interconnexions et des projets de production prioritaires ;

Le chapitre 3 : présente l'analyse financière des projets et /ou sociétés d'électricité concernées et détermine l'impact de ces aspects sur la liste des projets prioritaires.

Le chapitre 4 : étudie la stratégie de mise en œuvre des projets prioritaires. Ce chapitre aborde d'une part les approches suivies dans des projets existants et d'autre part la stratégie d'implémentation de nouveaux projets ; Il considère également les barrières qui peuvent affecter la mise en œuvre des projets prioritaires sous l'angle de l'organisation et de la législation en vigueur dans les secteurs électriques des pays de l'Afrique de l'Ouest.

Le Chapitre 5 : présente la liste des projets régionaux prioritaires tenant compte de tous les aspects étudiés précédemment dans l'étude ainsi que les conclusions et recommandations de l'étude.

Le chapitre 6 : présente les améliorations environnementales que ce plan directeur apporte par rapport à la situation actuelle de production d'énergie électrique en Afrique de l'Ouest et traite de la place des énergies renouvelables dans le plan directeur.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

2.1. Introduction

Pour chaque état membre, la liste des projets de production et de transport a été analysée globalement en fonction de l'impact potentiel que le projet peut avoir sur l'environnement et sur le tissu social.

L'impact très positif que peuvent avoir ces projets, en améliorant l'accès à l'électricité à la grande majorité de la population urbaine des pays concernés n'a pas été pris en considération.

L'impact potentiel sur l'environnement et sur le social a fait l'objet d'une première évaluation en fonction des caractéristiques du projet, de l'environnement, de l'implantation et des résultats des études des projets étudiés.

2.2. Méthode de l'analyse environnementale

Le consultant a utilisé une méthode matricielle pour évaluer les impacts des différents projets. Les critères sont présentés dans le tableau ci-après.

Critères d'appréciation des impacts, symbolisme et qualification

Qualité de l'effet	**P** **N**	Positif Négatif
Importance	**mi** **mo** **Ma**	Mineure Moyenne Majeure
Probabilité d'occurrence	**c** **p** **i** **n**	Certaine (inévitable) Probable Improbable Non connue
Type	**Di** **In**	Direct Indirect
Durée de l'effet	**T** **D** **P**	Temporaire Durable mais non permanente Permanente (irréversible)
Délai d'apparition	**Im** **Co** **Mo** **Lo**	Immédiat A court terme A moyen terme A long terme

PF :s'il n'y a pas d'effet ou si les effets sont pris en considération à un autre endroit.

PM (pour mémoire) :si les effets sont sans objet.

Les différents aspects pris en considération pour les projets sont résumés ci-après.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les activités lors de la réalisation d'une ligne se répartissent en générale en trois phases. A savoir :

- la phase de préparation ;
- la phase de construction ;
- la phase d'exploitation.

Durant la **phase d'avant travaux** ou **la phase de préparation**, les activités menées sont:
- la réalisation de diverses études (technique, d'impact sur l'environnement, d'impact social, …) ;
- les travaux topographiques et de balisage ;
- le layonnage et le repiquetage de la ligne ;
- le débroussaillage, l'élagage ou l'abatage de certains arbres.

Les activités **de la phase de construction** sont:
- l'installation de chantier ;
- les travaux de décapage, d'excavation et de fouille ;
- le décapage, le déblayage et le remblayage ;
- la construction, l'adaptation ou l'extension des postes de transformation ;
- le déboisement et l'ouverture de l'emprise ;
- la construction de la piste d'accès ;
- la construction de la ligne électrique avec les travaux de maçonnerie et de montage des composants électriques ;
- Le démontage des chantiers et l'évacuation des déchets.

La phase d'exploitation comporte deux volets d'activités :
- le volet utilisation du réseau en charge;
- le volet entretien du réseau qui comprend l'entretien de la ligne, des postes de transformation qu'elle relie et de la piste.

Les activités lors de la réalisation d'un ouvrage hydroélectrique se répartissent en générale en trois phases. Il s'agit :
- la phase de préparation et déboisement ;
- la phase de construction des ouvrages (barrage, tunnel, salle des turbines, déversoir, poste, …) ;
- la phase d'exploitation.

Durant la **phase d'avant travaux** ou **la phase de préparation**, les activités qui sont menées sont:
- la réalisation de diverses études (technique, d'impact sur l'environnement, d'impact social, …) ;
- les travaux topographiques et de balisage ;
- l'installation d'une base vie.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les activités **de la phase de construction** sont les suivantes :

- la construction de la piste d'accès ;
- l'installation de chantier ;
- la déforestation d'une partie de la zone du futur lac ;
- le déplacement des populations ;
- les travaux de décapage, d'excavation et de fouille ;
- l'ouverture de carrières et de mines ;
- le décapage, le déblayage et le remblayage ;
- la construction des ouvrages ;
- la mise en services ;
- Le démontage des chantiers et l'évacuation de déchets.

La phase d'exploitation comporte deux volets d'activités :

- le volet utilisation (turbinage);
- le volet entretien qui comprend l'entretien des ouvrages, de la ligne, de la route, des équipements.

La phase démantèlement n'est pas prise en considération dans cette étude.

2.3. Analyses environnementales des interconnexions

2.3.1. Projets inter-états suggérés par l'analyse économique et technique

Dans le cadre de cette étude, à la demande du client, le consultant s'est focalisé en priorité sur les projets qui avaient une fonction internationale avant tout et qui était clairement de la responsabilité de la WAPP. Certains des autres projets ont également été pris en compte mais plus sommairement.

Pour le tracé des lignes, les options prises en compte sont :

- éviter au maximum les zones avec un statut de zone protégée,
- suivre de préférences des infrastructures existantes (ligne HT, routes ou chemin de fer)
- éviter de passer au dessus des villages.

Des études détaillées devront confirmer ces choix mais en première approximation cela nous permet une première estimation (selon notre matrice) des impacts potentiels de ce projet et des préoccupations particulières à prendre en compte.

2.3.1.1. PROJET 330 KV DORSALE MÉDIANE (NIGÉRIA – GHANA)

2.3.1.1.1. Description du projet

Cette interconnexion de 330kV relierait Kaindji (Nigéria) où il y a un site hydroélectrique à Yendi (Ghana) en passant par Bembereke (Bénin) et Kara (Togo). Elle serait attendue à l'horizon 2020.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Une alternative est de faire passer cette dorsale par Parakou (Bénin), au lieu de Bembereke (Bénin).

2.3.1.1.2. Justification du projet

Ce projet est justifié pour renforcer et évacuer la puissance produite par le Nigéria (site de Kaindji, productions gazières) vers les zones nord du Ghana, du Togo et du Bénin en déficit actuellement.

Néanmoins, ce projet nécessite d'être précisé et étudié plus en détails. De même, il apparait qu'il serait plus logique de prolonger cette ligne jusqu'à l'axe 330kV traversant le Ghana du Nord au Sud.

2.3.1.1.3. Tracé pris en compte

Afin de permettre une évaluation préalable des impacts de ce projet sur l'environnement, le consultant a développé un avant projet de tracé présenté sur la figure ci-après.

Figure 1: Tracé de la ligne

Figure 2: Situation des zones avec statut spécial (Kanji – Kara)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 3: Situation des zones avec statut spécial (Kara - Tamale)

La longueur du tracé est de 713 km (608 km si le tracé s'arrête à Yendi (Ghana)). Ce même tracé à vol d'oiseau ferait 633 km.

Ce tracé peut être divisé en 9 tronçons, présenté ci-après :

Le début de la ligne suit la route et est en zone de jachère et cultures (6 km).

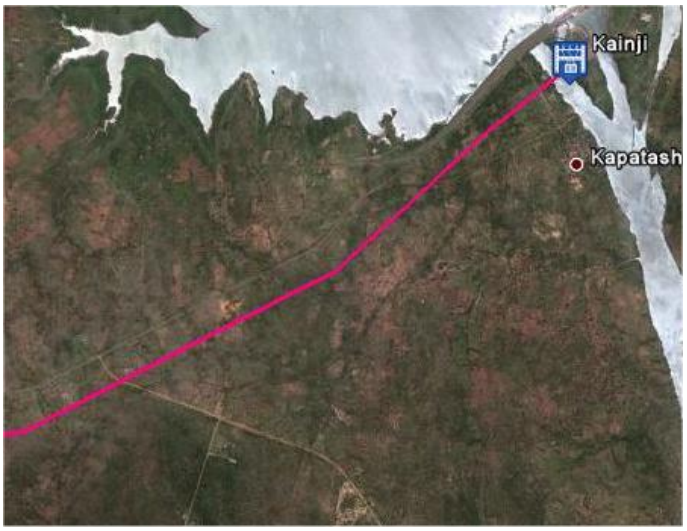


Figure 4 : Début de la ligne - Kainji

Le deuxième tronçon traverse une zone de mosaïques de savanes, jachères et cultures. La ligne passe la rivière (22.5 km).

Figure 5: Deuxième tronçon à proximité de New Bussa

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Ensuite, il rejoint la route Wawa – Kajama et la suit. On se trouve dans une zone de jachères et cultures (40 km).

Figure 6 : Tronçon longeant la route Wawa - Kajama

Le tracé quitte la route principale et suit une piste en passant dans une zone de mosaïques de savanes, jachères et cultures.

La ligne passe au sud des zones avec un statut spécial tel que Doro (*Forest Reserve*), Borgu (*Forest Reserve*) et Kainji Lake (*National park*) (59.2 km).

Figure 7: Tronçon traversant des zones à statut

Le tracé suit une piste le long de la frontière puis la route (RN6) jusqu'à N'Dali où il rejoint une ligne existante vers Bembereke.

La ligne contourne les villages. Les unités végétales parcourues par la ligne sont dominées par des mosaïques de savanes, jachères et cultures. Les zones de cultures sont des agro-forêts dans lesquelles plusieurs types d'arbres sont laissés sur pied, principalement ceux avec une productivité directement utilisable. Certains massifs forestiers paraissent encore peu exploités, et ceci plus particulièrement dans la partie proche de la frontière (134 km).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 8 : Tronçon à proximité de Nikki

De Bembereke jusqu'à Kpéré. Le tracé suit une piste puis traverse un plateau jusqu'à la RN 6, à la hauteur de Kpélé (89 km).

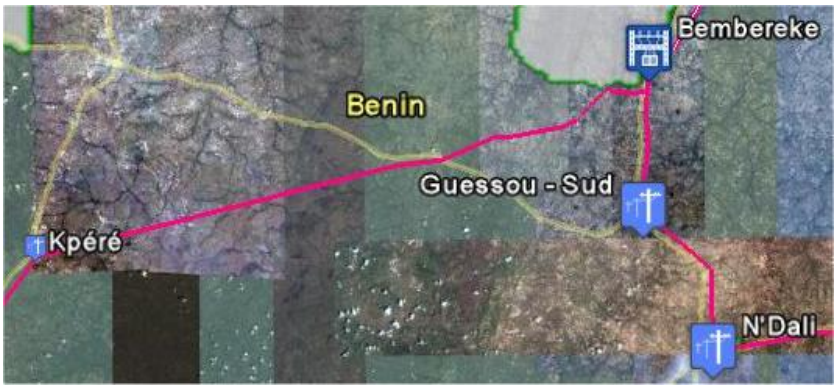


Figure 9 : Tronçon à proximité de Kpéré

De Kpéré à Yendi. Le tracé suit la route sur toute la distance. La population est assez nombreuse mais si le tracé était un peu en retrait, très peu d'habitation seraient impactées.

L'occupation du sol reste dominée par des zones de cultures et de jachères, avec des arbres peu productifs (245 km).

Figure 10 : Tronçon près de Kara

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Yendi à Tamale où la ligne rejoint la connexion 330kV Nord-Sud, la ligne suit la route. Le tracé passe au sud de deux forêts classées, suit la route sur toute la distance. La population est assez nombreuse ;si le tracé serait un peu en retrait, peu d'habitation seraient impactées.

L'occupation du sol reste dominée par des zones de cultures et de jachères, avec des arbres avec production (115 km Yendi – Tamale).

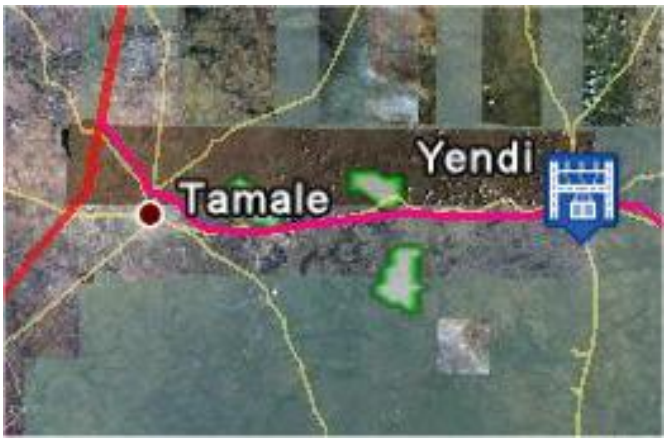


Figure 11 : Tronçon près de Tamale – fin de la ligne

2.3.1.1.4. Description de l'environnement

Sur l'ensemble du tracé, la ligne traverse en alternance des plateaux et des petites vallées.

Les types d'occupations du sol sous le corridor de la ligne sont dominés par des mosaïques de savanes, jachères et cultures avec quelques restes de zone forestière dégradée. Les parcelles de cultures sont du type « sur brûlis » où seules les espèces d'arbres utiles (production de fruits, condiments, fourrage pour les animaux, ombrages,…) sont laissées sur pied.

Les formations naturelles sont de deux types :

- les bas fonds inondables et végétations hydro-physiques,
- les fragments de forêts galeries le long des petits cours d'eau.

Aucune zone protégée n'est traversée par le projet. Pour les sites écologiquement sensibles, l'étude ne permet pas de tirer des conclusions. Deux cours d'eau devront être traversés.

La faune habituellement présente dans ces écosystèmes est peu diversifiée, suite à la pression de l'homme sur son environnement.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.1.5. Population

La densité de population rencontrée le long de la ligne est présentée à la figure suivante :

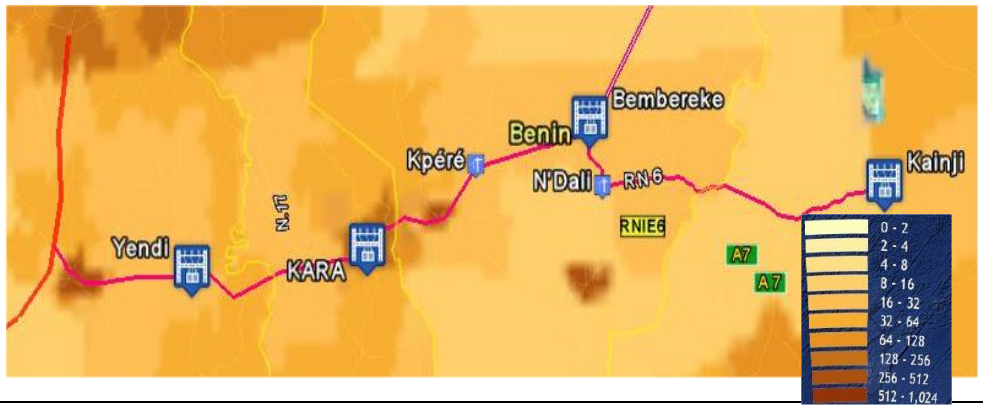


Figure 12: Densité de population dans la zone du tracé.

La zone traversée au Nigéria est peu peuplée et ne dépasse pas les 25 habitants au km². Il s'agit essentiellement de villages ruraux. Au Bénin, la densité de population est entre 25 et 50 personnes au km², sur la majorité du parcours sauf autour de la ville de Djougou, préfecture du département de la Donga, où elle monte à 100 -250. La ligne devra contourner cette ville.

De Djoungou à Kara, au Togo, nous restons dans une zone assez peuplée (entre 50 et 100 pers au km²). La population semble surtout localisée dans des villes et villages, le long des axes routiers. La ligne devra donc suivre ces axes, à une certaine distance afin d'éviter de passer au-dessus des habitations.

Après Kara, la densité diminue et retombe vers 25-50 pers au km² pour repasser dans une zone plus peuplée après le passage de la frontière avec le Ghana.

Nous retrouvons ensuite une zone moins peuplée avant d'arriver autour de Tamale qui est fort peuplée, comme Djougou (entre 100 et 250 habitants/ km²).

2.3.1.1.6. Impact du projet

Nous présentons ci-après l'impact global potentiel du projet tel qu'il peut être estimé à ce stade et en fonction des informations en notre possession. Les études détaillées devront confirmer et préciser ces impacts et surtout préciser les mesures à prendre pour encore les réduire.

Les symboles utilisés sont présentés dans la méthode et les explications des choix retenus sont présentées à la suite du tableau.

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	x
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	x
Eaux de surface		N, mi, p, Di, T, Im	x
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Ma, c,Di, P, Im	
Faune			N, mi, c, Di, D, Im
Population (déplacement)	x	N, M0, c,Di, P, Im	
Socio-économie	N, mi, p, Di, T, Im	N, mi, p, Di, T, Im	P, Ma, c, Di, P, Im

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

visuel	x	N, mi, p, Di, T, Im	
Santé sécurité	x	N, M0, c, Di, P, Im	N, mi, c, Di, D, Im

2.3.1.1.6.1. Micro climat et qualité de l'air

Peu d'impact sont à prévoir en dehors des rejets des engins de chantier durant la phase de construction, car nous sommes dans une zone avec une bonne pluviométrie et le dégagement de poussières sera limité.

2.3.1.1.6.2. Sol et l'eau du sol

Peu d'impact devrait être enregistré durant les travaux, sauf quelques phénomènes d'érosion localisés en période de pluie. Après, comme une couverture herbacée restera probablement en place, l'érosion sous la ligne ne devrait pas être une crainte. En ce qui concerne la pollution du sol, si l'entrepreneur conduit bien les travaux, il n'y a pas de risque important.

2.3.1.1.6.3. Eaux de surface

Le passage d'un certain nombre de marigot peut entraîner quelques impacts localisés durant la construction, mais sans importance et maîtrisable. La présence de la ligne ne devrait pas avoir d'influence, ni sur la qualité des eaux, ni sur les débits.

2.3.1.1.6.4. Végétation

La ligne passe essentiellement (plus de 90 %) par des zones de cultures/jachères. Le reste est constitué de quelques forêts galerie le long des petits cours d'eaux, de zones périurbaines et de zones boisées (probablement des zones d'anciennes jachères). L'impact sera donc non négligeable en nombre d'arbres à abattre. Il ne s'agira cependant pas d'arbres de haute valeur en termes de biodiversité, mais d'arbres de valeur en terme socio-économique car ce sont essentiellement des espèces dont la production représente un intérêt pour la population.

2.3.1.1.6.5. Faune

Etant donné la présence de nombreuses cultures et autres activités humaines, la faune sauvage est probablement limitée et représentée essentiellement par une avifaune, des petits mammifères et des reptiles. L' impact ne sera pas trop important en l'absence probable d'une faune sensible ou rare. Un certain nombre d'accidents avec l'avifaune sont à craindre au début de la présence de la ligne.

2.3.1.1.6.6. Impacts socio- économique

- **Impact sur la densité de population**

En observant en détail le tracé proposé, il apparaît qu'il sera possible d'éviter presque sur l'entièreté du parcours le passage au-dessus d'habitations. Néanmoins, autour des villes et des villages importants, un risque existe de devoir déplacer certaines maisons, notamment dans la zone frontalière entre le Togo et le Bénin. De même entre Ketao (Togo) et Kara (Togo), vu la topographie marquée et dans l'éventualité ou la ligne reste dans la vallée, le risque de passer au-dessus d'habitations est à prendre en compte.

L'impact sur le déplacement de la population sera considéré comme modéré, mais une étude détaillée est cependant indispensable.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- **Impact économique**

La ligne devrait consommer une superficie de 4.872 hectares (soit 713 km x 60 m de large). Sur ces 4872 ha, 180 seront clôturés pour protéger les pylônes (sur base d'une estimation de 2000 pylônes, soit un espacement moyen de 356 m).

De nombreux arbres devront également être abattus, mais le nombre n'est pas connu à ce jour. Il s'agira principalement d'essence avec un intérêt économique, nous pouvons conclure que l'impact économique pour les villages proches de la ligne sera négatif mais cependant modéré.

Durant la phase d'étude, les relevés topographiques et les piquetages de la ligne peuvent avoir un impact négatif si des mesures ne sont pas prisent pour éviter la destruction des cultures.

La phase construction devrait offrir quelques opportunités d'emploi avec un impact positif important.

Nous retiendrons que les impacts des études et de la construction seront globalement négatifs mais modéré.

L'utilisation de la ligne sera par contre très positive pour les pays importateurs (Togo, Bénin, Ghana) en offrant une énergie à un prix marginal plus intéressant. L'impact peut donc être retenu comme majeur et positif mais cela ne bénéficiera pas aux populations subissant les impacts négatifs.

2.3.1.1.6.7. Impact visuel

La construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. La topographie des régions traversées ne devrait pas rendre cet impact trop important sauf dans la région de Bembéréké et Kara où des collines (massifs granitiques) sont présentes. Si la ligne passe par ces collines, l'impact visuel peut être important.

En ce qui concerne l'impact visuel au abord de site sensible (historique, point de vue naturel,…), le consultant n'a pas pu prendre en compte ces aspects dans le cadre de cette étude.

2.3.1.1.6.8. Impact sur la santé et la sécurité

Durant les travaux, des accidents sont probables, et l'impact de la construction de la ligne est donc à considérer comme négatif et modéré. Une bonne prévention sera nécessaire pour les travailleurs et la population.

La présence de la ligne a également un impact négatif (mineur) en terme de santé, car si les pylônes ne sont pas bien protégés des risques d'accidents sont possibles (chute, électrocution, …).

Les effets des ondes électromagnétiques ne seront pas considérés comme nuisibles car nous manquons de preuve de leurs nocivités pour autant que les habitations en-dessous de la ligne soient déplacées à une distance correcte.

2.3.1.1.7. Conclusion

Le projet de ligne ne génère pas de problèmes environnementaux majeurs car le tracé est établi dans une région où l'homme a déjà imprimé une forte pression sur le milieu.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.2. INTERCONNEXION OMVG-OMVS

Le projet OMVG (projet décidé) comprend une ligne d'interconnexion 225kV traversant la Guinée, le Sénégal, la Guinée-Bissau et la Gambie pour partager la production des sites hydroélectriques comme Kaléta et Sambangalou. La mise en service est planifiée pour 2017.

Le projet OMVS est envisagé dès la mise en service du site hydraulique de Gouina (projet décidé, mise en service estimée en 2015). Il faudra éventuellement renforcer le réseau 225kV vers Dakar. Il est envisagé une boucle par l'intérieur du pays via Tambacounda qui permettrait également une connexion avec le réseau OMVG.

Pour renforcer les deux réseaux (OMVG – OMVS) deux alternatives sont envisagées. La première serait établie entre Kayes (Mali) et Tambacounda (Sénégal) et la deuxième entre Manantali et Linsan, qui permettrait de connecter les barrages en projet sur le territoire de Guinée : Gourbassi, Bourea et Koukoutamba.

2.3.1.2.1. Kayes – Tambacounda

2.3.1.2.1.1. Description de l'environnement

Figure 13: Vue générale de la ligne et des zones classées

- Zones classées au Sénégal et potentiellement impactées par le projet :

Quatre forêts classées sont concernées par l'interconnexion : la forêt de Goudiri, la Forêt de Bala Est et Ouest et la forêt de Boto. Ce sont des forêts dominées par une végétation arborescente.

- Zones classées au Mali et potentiellement impactées par le projet :

L'interconnexion passe probablement à travers la forêt classée de Falémé, mais nous n'avons pas pu déterminer le contour exact de cette forêt classée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.2.1.2. Au niveau de la densité de population

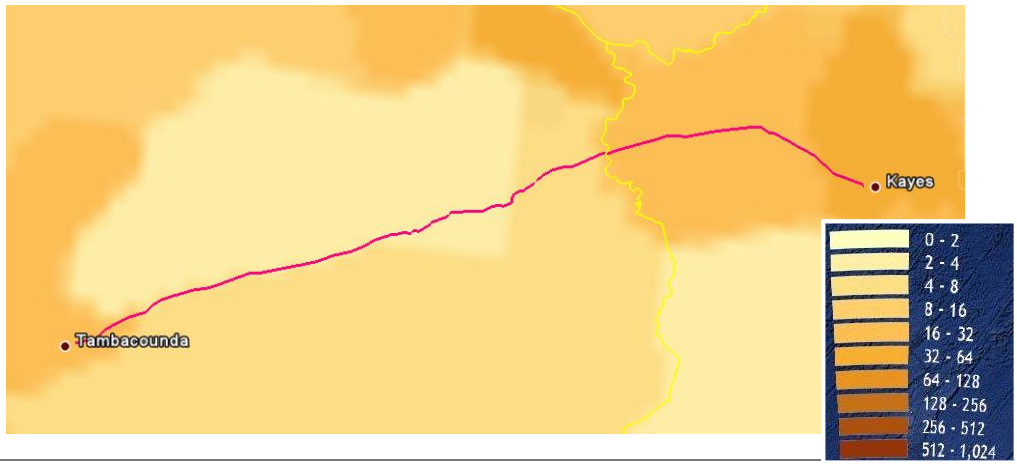


Figure 14 : Répartition de la densité de population le long du tracé proposé

En partant de Kaynes à droite, on a :

- 19 km dans une densité de population allant de 64 à 128 pers/ km² (valeur médiane : 96 pers/km²)
- 62 km dans une densité de population allant de 32 à 64 pers/ km² (valeur médiane : 48 pers/km²)
- 25 km dans une densité de population allant de 4 à 8 pers/ km² (valeur médiane : 6 pers/km²)
- 125 km dans une densité de population allant de 2 à 4 pers/ km² (valeur médiane : 3 pers/km²)
- 26 km dans une densité de population allant de 32 à 64 pers/ km² (valeur médiane : 48 pers/km²)

La totalité du trajet est donc de 260 km. Prenant une largeur de 52 m au sol, le projet impacterait, en utilisant la valeur médiane des densités de population, plus ou moins 350 personnes.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.2.1.3. Au niveau de l'occupation du sol

La ligne électrique part de Kayes, suit la ligne de chemin de fer et la route principale dans une région assez désertique avec peu de végétation.

Figure 15 : Départ de la ligne de la périphérie de Kayes

La ligne électrique traverse ensuite une région avec un peu plus de végétation en suivant toujours le chemin de fer et la route jusqu' à Ambidedi. L'agriculture est présente dans cette section.

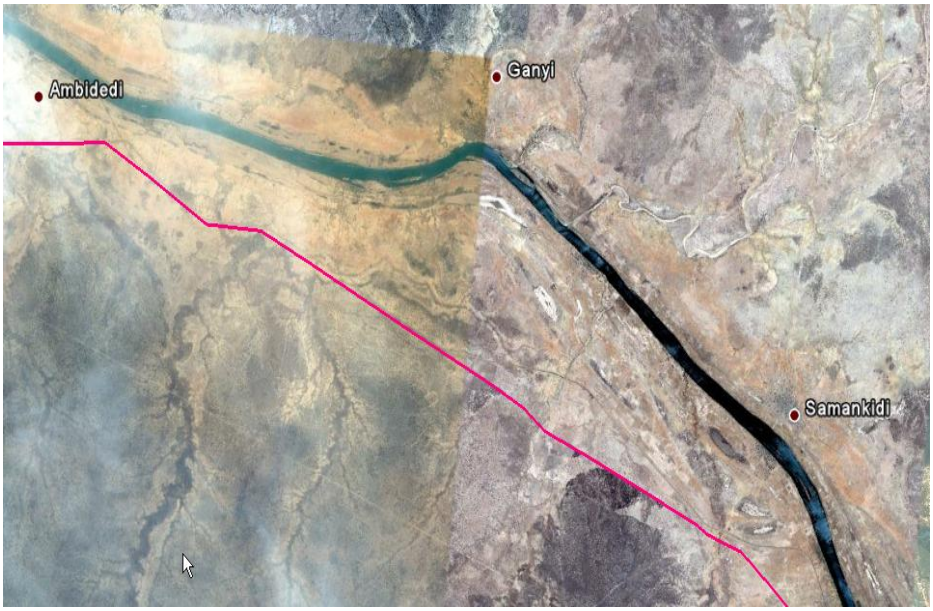


Figure 16 : Tronçon Samankidi - Ambidedi

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La ligne électrique coupe la route principale et s'en éloigne sur le tronçon suivant, mais continue à suivre le chemin de fer. Avec la ligne de chemin de fer, la ligne traverse alors une région où l'activité humaine semble avoir faiblement façonné l'occupation du sol, excepté la présence de sentiers,.C'est la forêt classée de Falémé. La végétation y est plus abondante qu'auparavant. La route, le chemin de fer et la ligne se rapprochent à Koulinégoté, toujours dans le même contexte d'occupation du sol pour se diriger vers Kidira (Sénégal).

Figure 17 : Tronçon Ambidedi - Koulinégoté

Figure 18 : Tronçon Koulinégoté - Kidira

Dans la région de Kidira, la ligne coupe le fleuve Faléné. Elle suit ensuite le chemin de fer à travers une région relativement verte grâce aux cultures irriguées et relativement peu peuplée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

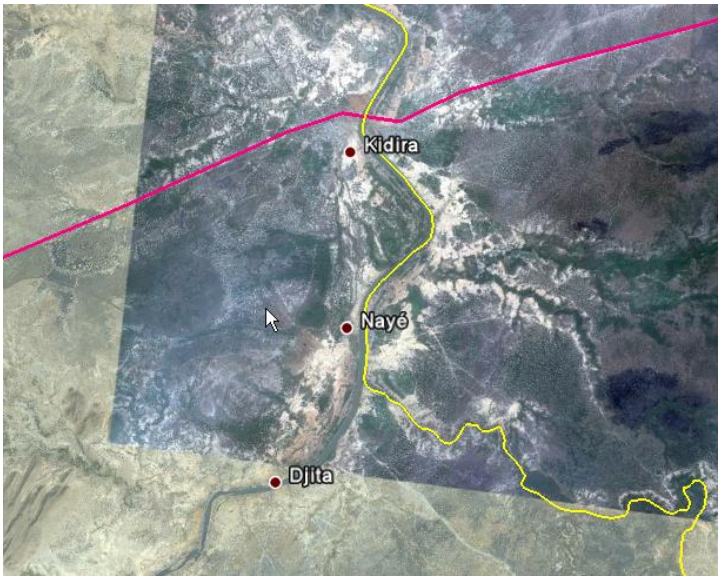


Figure 19 : Zone de Kidira

Figure 20 : Tronçon jusqu'à Tambacounda

La ligne coupe 3 forêts clasées : Goudiri, Bala Est et Ouest, mais en suivant le chemin de fer qui traverse également ces forêts.

Arrivée à Tambacounda. Traversée de la forêt classée de Botou, fortement dégradée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 21 : Tambacounda et la Forêt de Botou

2.3.1.2.1.4. Principaux impacts attendus

Nous présentons ci-après l'impact global potentiel du projet tel qu'il peut être estimé à ce stade et en fonction des informations en notre possession. Les études détaillées devront confirmer et préciser ces impacts et surtout préciser les mesures à prendre pour encore les réduire.

Les symboles utilisés sont présentés au début de l'étude et les explications des choix retenus sont présentées à la suite du tableau.

Impact sur :	**Etudes et préparation**	**Construction**	**Présence et utilisation**
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Sol et l'eau du sol	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Eaux de surface	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Mo, c, Di, P, Im	N, mi, p, Di, T, Im
Faune	N, mi, c, Di, D, Im	N, mi, c, Di, D, Im	N, mo, p, Di, T, Im
Population (déplacement)	X	N, mi, c, Di, P, Im	X
Socio-économie	X	P, mi, c, In, T, Im	N, mi, c, Di, P, Im
visuel	X	N, mi, c, Di, P, Im	N, mo, c, Di, P, Im
Santé sécurité	X	N, mo, Di, p, In, P, Im	N, mo, Di, p, In, P, Im

Micro climat et qualité de l'air : Peu d'impact sont à prévoir en dehors des rejets des engins de chantier durant la phase de construction et le dégagement de poussières dû à leurs déplacements.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Sol et l'eau du sol : Peu d'impact devraient être enregistrés durant les travaux, sauf quelques phénomènes d'érosions localisées en période de pluies. Après, comme une couverture herbacée restera probablement en place, l'érosion sous la ligne ne doit pas être une crainte. En ce qui concerne la pollution du sol, si l'entrepreneur conduit bien les travaux, il n'y a pas de risque important.

Eaux de surface : le passage d'un certain nombre de marigot peut entraîner quelques impacts localisés durant la construction, mais sans importance et maîtrisable. La présence de la ligne ne devrait pas avoir d'influence ni sur la qualité des eaux ni sur les débits.

Végétation : Comme nous l'avons vu, la ligne passe par des zones de cultures/jachères, des zones arides ou des forêts classées (65 km, soit ¼ du trajet). Le reste est constitué de quelques zones périurbaines, de zones boisées (probablement des zones d'anciennes jachères). En termes de déracinement, le trajet suit un chemin de fer et/ou une route sur la majeure partie de son tracé. L'impact sera donc limité car bénéficiant d'une zone supportant déjà des infrastructures existantes.

Faune : Vu la présence de nombreuses cultures et autres activités humaines, la faune sauvage est probablement limitée et représentée essentiellement par une avifaune, des petits mammifères et des reptiles. En l'absence probable d'une faune sensible ou rare, l'impact sera limité. Nous retenons également un impact mineur sur la faune dû à la présence de la ligne, car un certain nombre d'accidents avec l'avifaune sont à craindre au début de la présence de celle-ci. Il est important de mentionner que la ligne semble à première vue ne pas se trouver sur un courant migratoire d'oiseaux.

Impacts socio- économique

- **Impact sur la densité de population.**

En regardant la description de la densité de population, la plus grande densité se trouvent à Kayes, diminuent ensuite très fortement pour remonter à Tambacounda. Au niveau des villes, le risque de déplacer des familles ou de passer au-dessus des habitations est à prendre en compte. Par contre, en campagne, le tracé est décidé afin de contourner au mieux les villages.

L'impact sur le déplacement de population sera considéré comme modéré, mais une étude détaillée est cependant indispensable.

- **Impact économique.**

La ligne devrait consommer une superficie de 1352 hectares (soit 260 km x 52 m de large). Sur ces 1352 ha, 9 ha seront clôturés pour protéger les pylônes (sur base d'une estimation de 650 pylônes, soit un espacement moyen de 400 m).

De nombreux arbres devront également être abattus, mais le nombre n'est pas connu à ce jour. Comme il s'agira principalement d'essences avec un intérêt économique, nous pouvons conclure que l'impact économique pour les villages proches de la ligne sera négatif mais cependant modéré.

Durant la phase d'étude, les relevés topographiques et les piquetages de la ligne peuvent avoir un impact négatif si des mesures ne sont pas prisent pour éviter la destruction de ces cultures.

La phase de construction devrait offrir quelques opportunités d'emploi avec un impact positif important.

Nous retiendrons que l'impact des études et de la construction sera globalement négatif mais modéré.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'utilisation de la ligne sera positif car fiabilisera les réseaux déjà existants à Kayes et Tambacounda.

Impact visuel

La construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. La topographie des régions traversées ne devrait pas rendre cet impact trop important.

En ce qui concerne l'impact visuel au abord de sites sensibles (historique, point de vue naturel,…), le consultant n'a pas pu prendre en compte ces aspects dans le cadre de cette étude.

Impact sur la santé et la sécurité

Durant les travaux, des accidents sont probables, et l'impact de la construction de la ligne est donc à considérer comme négatif et modéré. Une bonne prévention sera nécessaire pour les travailleurs et la population.

La présence de la ligne représente également un impact négatif (mineur) en terme de santé, car si les pylônes ne sont pas bien protégés, des risques d'accidents sont possibles (chute, électrocution, …).

Les effets des ondes électromagnétiques ne seront pas considérés comme nuisibles car nous manquons de preuve de leurs nocivités pour autant que les habitations en-dessous de la ligne soient déplacées à une distance correcte.

2.3.1.2.1.5. Conclusion

Le projet impactera faiblement l'environnement étant donné que le tracé suit des infrastructures existantes.

2.3.1.2.2. Manantali – Linsan

2.3.1.2.2.1. Description de l'environnement

Figure 22 : Vue générale de la ligne et des zones classées

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Zones classées au Mali et potentiellement impactées par le projet :

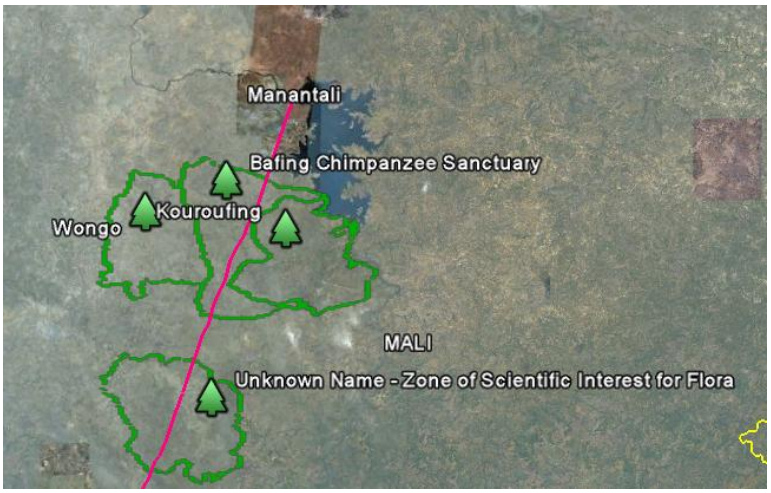


Figure 23 : Zone classées au Mali

- Parc National de Wongo et Kouroufing

Suivant le Ministère de l'environnement et de l'assainissement, Direction nationale de la conservation de la Nature, Politique Forestière Nationale (2007), les résultats de l'inventaire des ressources de la biodiversité de la zone de Bafing et singulièrement ceux du Parc National de Wongo, du Parc National de Kouroufing et du sanctuaire des Chimpanzés signalent encore un potentiel faunique varié portant sur 993 individus de mammifères appartenant à 28 espèces de 14 familles. Chez les oiseaux, 619 individus repartis comme suit : Wongo (26 espèces/10 familles) Kouroufing (27espèces /17 familles et sanctuaire (26 espèces/16 familles).

La zone juste en-dessous est une zone d'intérêt pour sa flore dont le statut est en proposition. Par simplicité, la zone sera intégrée dans le Parc National de Wongo et Kouroufing.

Zones classées de Guinée et potentiellement impactées par le projet :

Figure 24 : Zones classées en Guinée

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- **Aire protégée de Bafing Falémé.**

La Réserve de Faune du Bafing a été créée en compensation à la perte d'habitat pour la faune causée par la construction du Barrage de Manantali achevé en 1988. La Réserve a ensuite été classée en 1990 et constituait la dernière savane arborée soudanienne laissée relativement intacte au Mali (Source Analyse Diagnostique Environnementale Transfrontalière du Bassin du Fleuve Sénégal – OMVS).

L'Aire Protégée est transfrontalière, à cheval sur les Républiques du Mali et de la Guinée. Avec l'accord des gouvernements des deux pays, sa superficie a été étendue à près de 25 000 km² dont 14 640 km² au Mali.

Au niveau de la végétation, on y rencontre une savane caractérisée par la présence d'une strate herbacée et des espèces ligneuses pyrotolérantes (*Combretum sp*. *Vitex sp*., *Ostrioderich chevaleri*, *Landolphia sp,*. *Nauclea sp.*, etc). On y trouve aussi des forêts sèches caractérisées par la faible présence ou l'absence de tapis herbacé. Elles comportent généralement une seule strate, avec de nombreuses espèces de lumière. Au niveau de la faune, l'aire se caractérise par une présence affirmée de nombreuses espèces de mammifères (31 espèces enregistrées appartenant à 14 familles). Cette relative richesse est renforcée par la présence de plus de 58 espèces d'oiseaux. Dans cette réserve, les babouins, le chacal, le chat sauvage, la civette, l'écureuil fouisseur, le guib harnaché, l'hippotrague, le léopard, le lièvre, le porc-épic, le phacochère sont présents et fréquents presque partout. Ministère de l'environnement et de l'assainissement, aire protégée de Bafing Falémé, Schéma Directeur d'Aménagement 2006-2016.

D'après l'étude « Analyse Diagnostique Environnementale Transfrontalière du Bassin du Fleuve Sénégal de l'OMVS » , l'importance de la réserve dans la conservation de la biodiversité se mesure mieux si on sait qu'elle est le point le plus septentrional de distribution du chimpanzé, une espèce menacée d'extinction sur le plan international. La population de chimpanzé y était estimée à plusieurs centaines d'individus en 1999, ce qui en faisait et en fait encore l'une des plus grandes zones de concentration de cette espèce dans le monde. La Réserve du Bafing présente donc un intérêt particulier pour la conservation de la biodiversité animale.

Les menaces qui pèsent sur cette réserve sont l'extension des zones de peuplement, l'augmentation du cheptel dans les zones environnantes et la pratique de l'agriculture sur brûlis. La création d'une ligne HT dans cette réserve amplifiera ce problème.

- **Aire protégée de Source Bafing**

Site Ramsar, désigné en 2007 de 3172 km² (Source Liste officiel Site Ramsar)

- **Aire protégée de Konkoure Fetto**

Pas d'informations disponibles.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.2.3. Au niveau de la densité de population

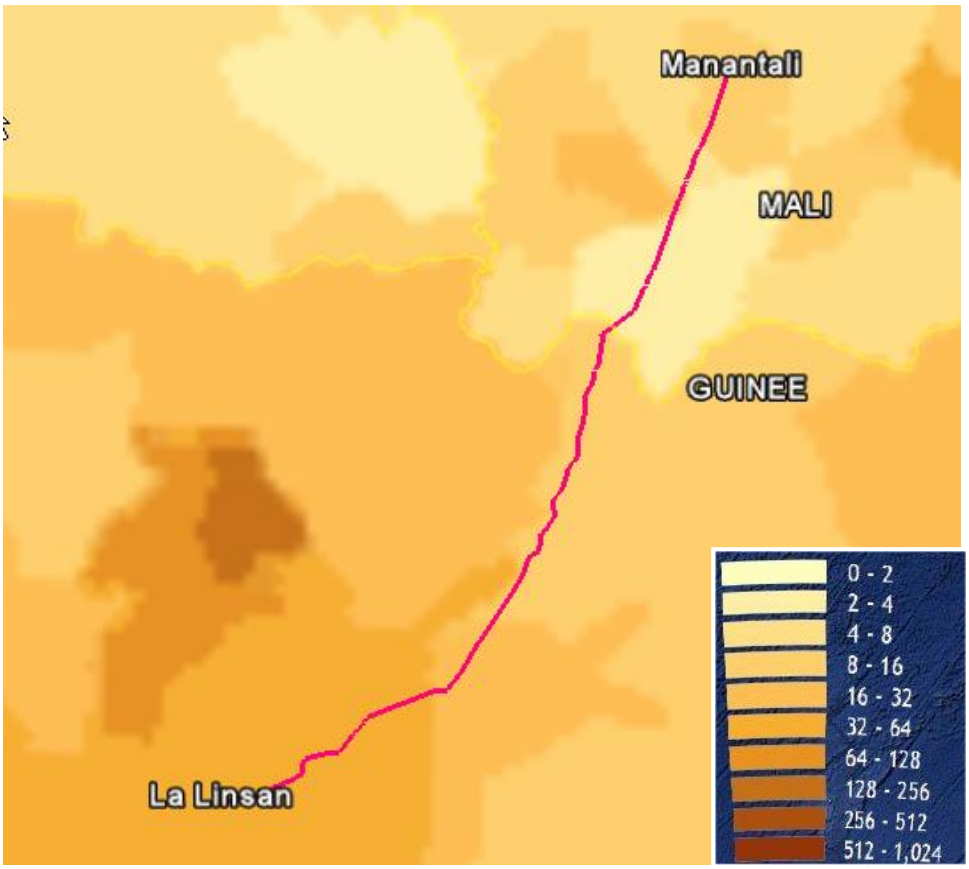


Figure 25 : Répartition de la densité de population le long du tracé proposé

En partant de Manantali en haut à droite, on a :

- 34 km dans une densité de population allant de 16 à 32 pers/ km² (valeur médiane : 24 pers/km²)
- 25 km dans une densité de population allant de 8 à 16 pers/ km² (valeur médiane : 12 pers/km²)
- 10 km dans une densité de population allant de 32 à 64 pers/ km² (valeur médiane : 24 pers/km²)
- 50 km dans une densité de population allant de 2 à 4 pers/ km² (valeur médiane : 3 pers/km²)
- 132 km dans une densité de population allant de 8 à 16 pers/ km² (valeur médiane : 12 pers/km²)
- 42 km dans une densité de population allant de 16 à 32 pers/ km² (valeur médiane : 24 pers/km²)
- 105 km dans une densité de population allant de 64 à 128 pers/ km² (valeur médiane : 96 pers/km²)

La totalité du trajet est donc de 413 km. Prenant une largeur de 52 m au sol, le projet impacterait, en utilisant la valeur médiane des densités de population, plus ou moins 810 personnes.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Au niveau de l'occupation du sol

- Départ du barrage de Manantali, dans une région rocheuse avec une végétation arbustive peu développée. Quelques traces d'exploitations agricoles et d'anciennes carrières sont perceptibles.

Figure 26 : Départ de Manantali

- La ligne continue ensuite dans une région où les traces de l'action de l'homme ne sont pas vraiment visibles. La végétation y est éparse et arbustive. (La résolution de la photo diminue fortement).

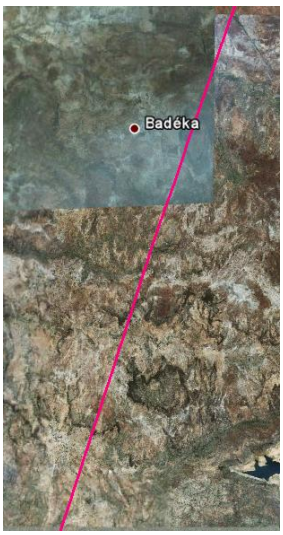


Figure 27 : Tronçon le long de Badéka

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Le tracé rentre ensuite dans le Parc national de Wongo et Kouroufing. La végétation des parcs ne se caractérise pas différemment qu'au point précédemment. On retrouve la trace de champs ou jachères, versants nus, végétations denses, quelques sentiers, des cours d'eau asséchés et des habitations/villages éparpillés. La ligne traverse le parc sur 35 km.

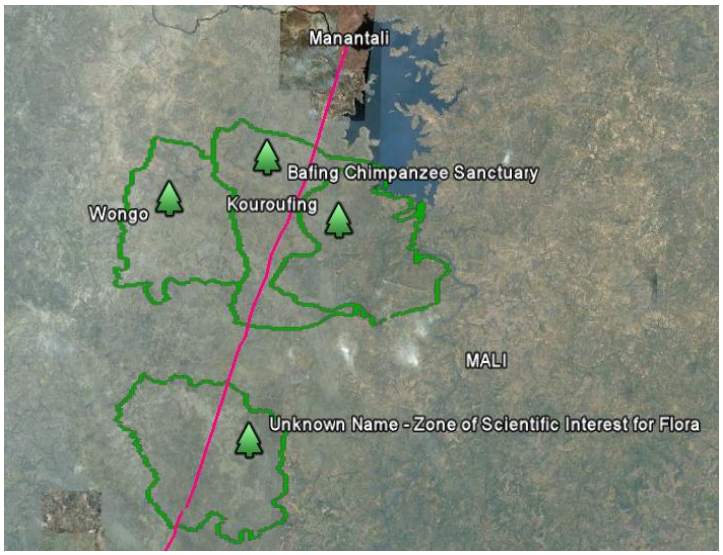
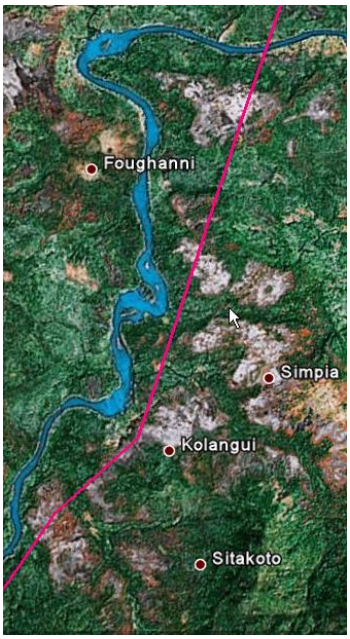


Figure 28 : Traversée des zones classées au Mali

- Dans le Parc de Bafing Falémé, la ligne enjambe un réseau hydrique assez important. L'occupation du sol reste homogène avec celui du Parc national de Wongo et Kouroufing.



Figures 29 : Tracé de la ligne et réseau hydrique

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Avant de rentrer dans la zone où le Bafing prend sa source, le tracé rencontre un relief accidenté. On y trouve de la végétation dense (mais difficilement discernable par la qualité de la photo) et des parties de terre nue.

Figure 30 : Tronçon avant le bafing

Dans cette zone, le tracé proposé pour la ligne rejoint et suit une route.

Figure 31 : Tronçon dans la source du Bafing

- Cette caractéristique d'occupation du sol continue lors de la traversée de Konkoure Fetto et continue encore jusqu'à la fin de la ligne, jusque La Linsan.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

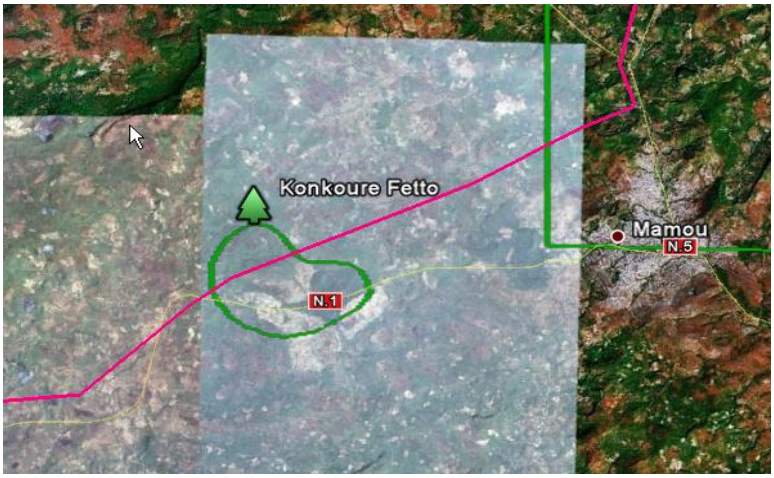


Figure 32 : Traversée de Konkoure Fetto

Figure 33 : Fin de la ligne à La Linsan

- De Mamou à La Linsan, la ligne suit une ligne électrique existante. La ligne potentielle pourrait suivre sur un trajet plus long la ligne existante mais la résolution de l'image ne permet pas de l'affirmer.

Figure 34 : Tronçon Mamou – La Linsan

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.2.4. Principaux impacts attendus

Nous présentons ci-après l'impact global potentiel du projet tel qu'il peut être estimé à ce stade et en fonction des informations en notre possession. Les études détaillées devront confirmer et préciser ces impacts et surtout décider des mesures à prendre pour les réduire.

Les symboles utilisés sont présentés au début de l'étude et les explications des choix retenus sont présentées à la suite du tableau.

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Sol et l'eau du sol	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Eaux de surface	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Végétation	N, mo, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Di, P, Im	N, ma, p, Di, T, Im
Faune	N, mo, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Id, D, Im	N, ma, p, In, T, Im
Population (déplacement)	X	N, mi, c, Di, P, Im	
Socio-économie	X	P, mi, c, In, T, Im	N, mi, c, Di, P, Im
visuel	X	N, mo, c, Di, P, Im	N, mo, c, Di, P, Im
Santé sécurité	X	N, mo, Di, p, In, P, Im	N, mo, Di, p, In, P, Im

Micro climat et qualité de l'air : Etant donné le contexte relativement préservé des régions traversées, des impacts importants sont à prévoir avec les rejets des engins de chantier durant la phase de construction et le dégagement de poussières dû à leurs déplacements.

Sol et l'eau du sol : Peu d'impact devrait être enregistré durant les travaux, sauf quelques phénomènes d'érosion localisés en période de pluies et dans les régions de relief accidenté. Des précautions devraient être prises. Après, comme une couverture herbacée restera probablement en place, l'érosion sous la ligne ne doit pas être une crainte. En ce qui concerne la pollution du sol, si l'entrepreneur conduit bien les travaux, il n'y a pas de risque important.

Eaux de surface : Etant donné le contexte où certaine partie de la ligne potentielle traverse des régions où le réseau hydrique est fort développé, quelques impacts sont à prévoir (marigot,…) durant la construction. La présence de la ligne ne devrait pas avoir d'influence ni sur la qualité des eaux ni sur les débits.

Végétation et faune : La ligne traverse (à minima 250 km, + de la moitié du trajet) de nombreuses zones classées à haute valeur écologique et ce, sur des grandes distances. L'implantation de la ligne entraînerait des conséquences non négligeables en termes de destruction d'habitats et de destruction d'espèces végétales. Des couloirs d'accès par ces lignes seront formés, permettant l'exploitation d'arbres (bois d'ouvrages, bois de feu, charbon de bois).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Impacts socio- économiques

- **Impact sur la densité de population**

En regardant la description de la densité de population, la plus grande densité se trouvent à Manantali, diminue ensuite très fortement pour remonter au passage de la frontière et devenir très élevée, à La Linsan. Au niveau des villes, le risque de déplacer des familles ou de passer au-dessus des habitations est à prendre en compte. Par contre, en campagne, le tracé est proposé afin de contourner au mieux les villages.

L'impact sur le déplacement de population sera considéré comme modéré, mais une étude détaillée est cependant indispensable.

- **Impact économique**

La ligne devrait consommer une superficie de 2236 ha (soit 430 km x 52 m de large). Sur ces 2580 ha, 15 ha seront clôturés pour protéger les pylônes (sur base d'une estimation de 1075 pylônes, soit un espacement moyen de 400 m).

Etant donné le contexte préservé des régions traversées, ce sont surtout des arbres avec peu de valeur économique qui seront impactés.

Des arbres avec un intérêt économique devront sûrement être abattus dans les régions plus agricoles, nous pouvons donc conclure que l'impact économique pour les villages proches de la ligne sera négatif mais cependant modéré.

Durant la phase d'étude, les relevés topographiques et les piquetages de la ligne peuvent avoir un impact négatif si des mesures ne sont pas prisent pour éviter la destruction des habitats et des cultures.

La phase de construction devrait offrir quelques opportunités d'emploi avec un impact positif important.

Le bénéfice pour la population locale sera assez faible, étant donné qu'aucune ligne ne sera tirée localement.

Impact visuel

La construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain dû à la topographie (présence de colline avec des variations de 100 m d'élévation). Cette topographie accentuée entraîne de rapprocher les pylônes et donc de multiplier leurs nombres.

En ce qui concerne l'impact visuel au abord de sites sensibles (historique, point de vue naturel,…) le consultant n'a pas pu prendre en compte ces aspects dans le cadre de cette étude.

Impact sur la santé et la sécurité

Durant les travaux, des accidents sont probables, et l'impact de la construction de la ligne est donc à considérer comme négatif et modéré. Une bonne prévention sera nécessaire pour les travailleurs et la population.

Les effets des ondes électromagnétiques ne seront pas considérés comme nuisibles car nous manquons de preuve de leurs nocivités pour autant que les habitations en dessous de la ligne soient déplacées à une distance correcte.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.2.4.1. **Conclusion**

Cette ligne est à déconseiller car elle passe dans plusieurs zones protégées et sensibles. Une alternative intéressante serait de la remplacer par une ligne Sambangalou – Manantali ou par Gourbassi. De telles lignes éviteraient les zones sensibles.

Une alternative moins coûteuse écologiquement serait de réaliser le tracé en orange :

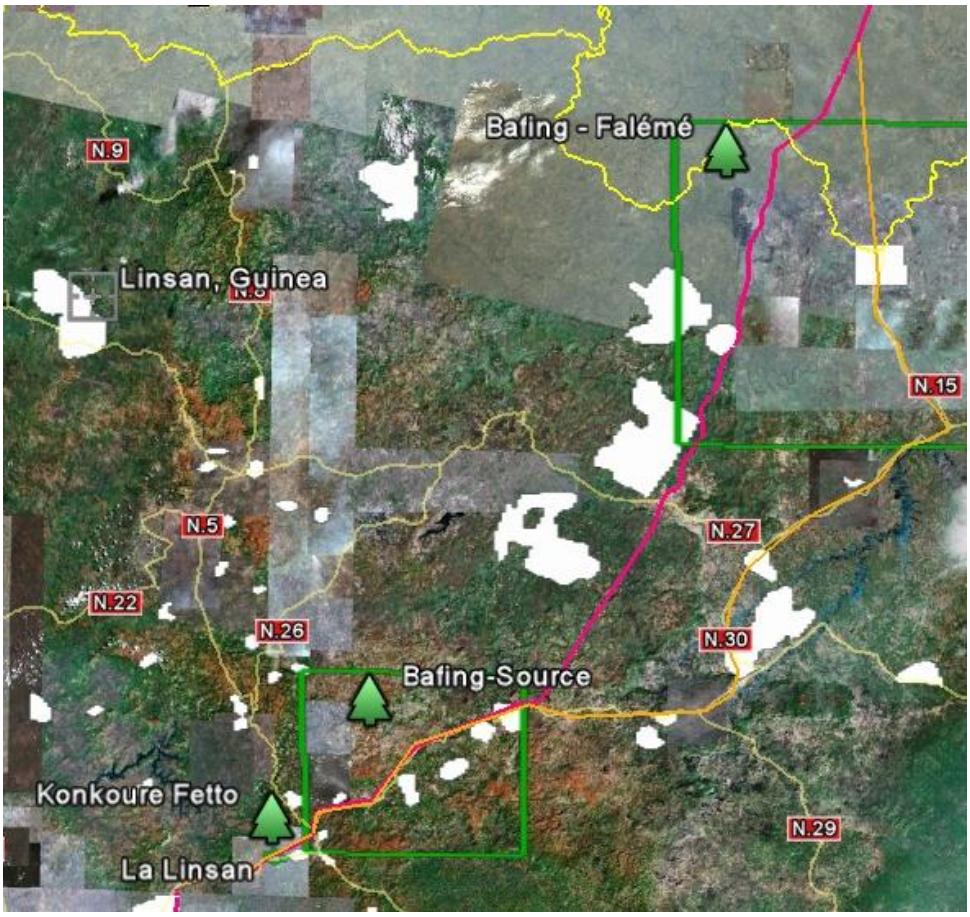


Figure 35 : Alternative à la ligne

L'avantage de cette alternative serait de suivre des routes existantes, diminuant donc l'introduction de nouvelles pressions sur l'environnement dans des zones sensibles; le désavantage serait d'augmenter la longueur (+ de 150 km) du tracé et donc d'augmenter son coût économique.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.3. INTERCONNEXIONS 225 KV GUINEE – COTE D'IVOIRE

2.3.1.3.1. Description du projet

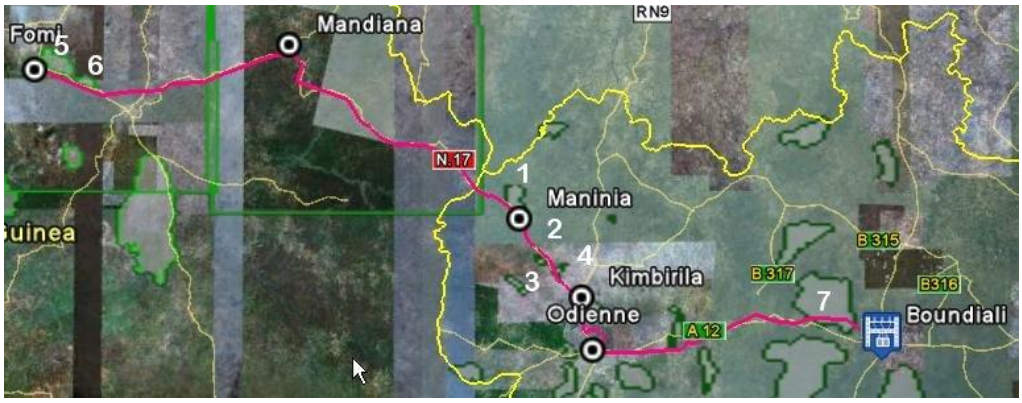


Figure 36 : Tracé de la ligne

Le tracé de la ligne passerait le long d'un certain nombre de forêts classées pour lesquelles aucune information n'a pu être collectée. Il s'agit probablement de forêts classées depuis de longues années.

Les forêts classées sont celles de Baro (6), Lefarani (6), Tieme (1), Samatiguila (3), Tinrido (2), Kimbiria (4), Tienny et Lapale (7)

Le tracé passera également par une zone avec des zones humides classées «Ramsar ». Il s'agit de la zone « Sankarani-Fié ».et «Niger-Niandan-Milo».

La zone « Sankarani-Fié » est limitée à l'est par la République de Côte d'Ivoire, au nord par la République du Mali, à l'ouest par la Préfecture de Kankan dont elle couvre une partie dans la Sous-préfecture de Sabadoubaranama.

Sa végétation est de la savane arborée à forêt sèche. Son climat est sec avec une température oscillant entre 22 et 30°. Il y a deux saisons : la saison sèche commence de novembre à mai et la saison pluvieuse de juin à octobre. C'est une région relativement plane avec un réseau hydrographique dense qui est influencé par la retenue d'eau du barrage de Sélingué en République du Mali, entraînant des remontées d'eau sur plus de 90 km entre Balandougouba et Morodou, causant des inondations énormes des plaines le long du Sankarani.

Ceci confère au site la première place en matière de production halieutique de la région naturelle de la Haute Guinée.

Le site est célèbre à cause du goût particulièrement bon des poissons pêchés dans la Fié, attirant ainsi des consommateurs vers le site. Une attention soutenue de recherche de la qualité des sols, eau et flore est à envisager par le Comité National Ramsar-Guinée afin de bien cerner le caractère spécifique de la faune aquatique de la Fié.

La zone humide Ramsar "Niger-Niandan-Milo" s'étend sur une bonne partie des Préfectures de Kankan et de Kouroussa. Il commence à partir du débarcadère de Diolibakoro des deux côtés des fleuves : Niger, Milo et de Niandan.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Il est limité au nord par la Préfecture de Siguiri et se situe à l'intérieur de la Préfecture de Kankan avec sa limite des districts de Fodékaria et ses plaines inondables du coté de Mandiana jusqu'à la forêt classée de Gouanankoura vers la Préfecture de Kérouané.

Sur le territoire géopolitique de Kouroussa il s'étend jusqu'au district de Diareguéla et se prolonge vers le sud jusqu'à la pleine de la Kouya.

Sa végétation est de type savane guinéenne arborée et de forêts sèches.

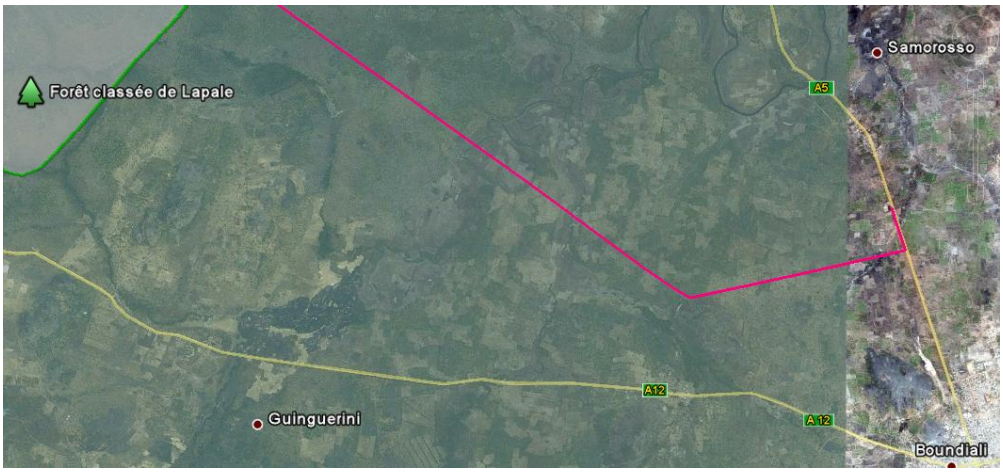
On y trouve entre autre les forêts classées de Léfarani, Baro. Le climat est sec avec une température oscillant entre 28° et 32° et une pluviométrie moyenne de 1300 à 2000mm.

Le relief est plat et donne au site l'apparence d'une vaste plaine alluviale au milieu de laquelle coulent d'une manière sinueuse de nombreux cours d'eau avec l'existence de plusieurs mares et de pseudo lacs.

Les plaines d'inondation révèlent un grand intérêt agricole et halieutique.

2.3.1.3.2. Description du tracé

La ligne partirait de Boundiali (Côte d'Ivoire) jusqu'à Fomi (Guinée). La ligne fait 433 km.



Le premier tronçon utilise le tracé existant de la ligne de 90kV. Durant les 9 premiers km, elle est essentiellement en zone périurbaine et agricole. Ensuite sur 25 km, elle passe par une zone de savanes avant d'entrer dans la zone protégée de Lapale. C'est une zone avec un relief particulièrement marqué où s'élève un massif montagneux dont le point culminant atteint 894 mètres et qui fait partie du « Massif du Denguélé ».

Après être sortie de la zone protégée, elle rencontre sur 41 km à nouveaux des zones essentiellement constituées de jachères et de cultures avec quelques forêts galeries le long des petit cours d'eau.

Aux environs de Badandougou, elle rencontre à nouveau un relief marqué.

Après cette zone de relief que la ligne contourne par le sud, elle rejoint la ville d'Odienne, chef-lieu de la région du Denguélé, en passant par des zones de cultures/savanes/jachères.

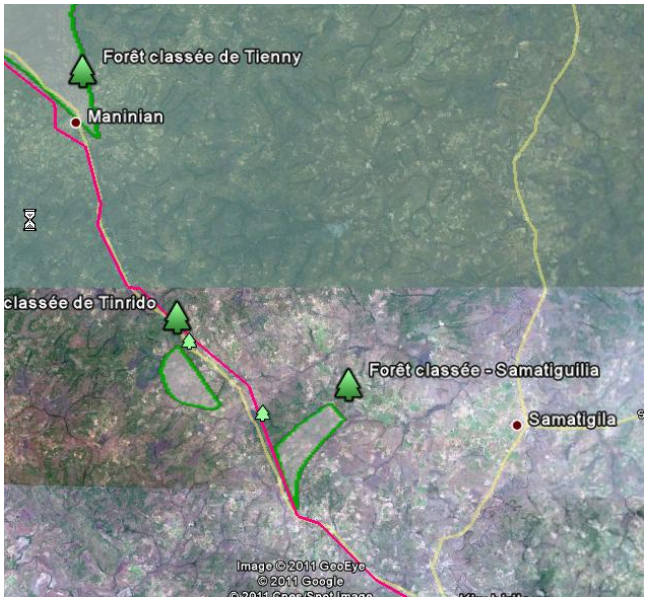
This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Ce premier tronçon passe par la région des savanes. Cette zone est constituée d'une succession de bandes de roches schisteuses qui donnent naissance à plusieurs types de sols dont 40% de lithosols avec une capacité de croissance végétale et culturale faible (peu profond, peu de réserve minérale et peu de capacité de rétention d'eau). Le reste, soit 56%, sont des sols ferrugineux et des vertisols fertiles (4%) dans les bas-fonds.

La ligne contourne Odienne et son aéroport, pour rejoindre ensuite une route.

Le tracé traverse une région de savanes, cultures/ jachères.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval



Le tracé longe les forêts classées de Samatiguilia, Tinrido et de Tienny.

Le tracé traverse ensuite deux zones Ramsar, tout en longeant la route. La région comporte peu de traces d'activités agricoles et la pression humaine semble très faible. La strate arbustive est peu développée et se mélange avec des zones de savanes. Le réseau hydrique est très développé. Le tracé se termine à Fomi.

2.3.1.3.3. Impact du projet

L'impact global potentiel du projet tel qu'il peut être estimé à ce stade et en fonction des informations en notre possession est présenté ci-après. Les études détaillées devront confirmer et préciser ces impacts et surtout décider des mesures à prendre pour encore les réduire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	x
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	x
Eaux de surface		N, mi, p, Di, T, Im	x
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Mo, c, Di, P, Im	N, Mo, c, Di, P, Im
Faune		N, Mo, c, Di, P, Im	N, Mo, c, Di, P, Im
Population (déplacement)	x	N, Mo, c, Di, P, Im	N, mi, c, Di, P, Im
Socio-économie	N, mi, p, Di, T, Im	P, Mo, p, In, P, Im	P, Mo, c, In, P, Im
visuel	x	N, mi, p, Di, T, Im	N, mi, p, Di, T, Im
Santé sécurité	x	N, Mo, c, Di, P, Im	N, mi, c, In, D, Im

Les symboles utilisés sont présentés au début de l'étude.

2.3.1.3.4. Micro climat et qualité de l'air

Un petit impact est à prévoir par les rejets des engins et la poussière. Il sera cependant limité.

2.3.1.3.5. Sol et l'eau du sol

Peu d'impact devrait être enregistré durant les travaux, sauf quelques phénomènes d'érosion localisé en période de pluies. Après, comme une couverture herbacée restera probablement en place, l'érosion sous la ligne ne doit pas être une crainte. En ce qui concerne la pollution du sol, si l'entrepreneur conduit bien les travaux, il n'y a pas de risque important.

2.3.1.3.6. Eaux de surface

Durant la construction, le passage d'un certain nombre de petites rivières et de marigot peut entraîner quelques impacts localisées, mais sans importance et maîtrisable. La présence de la ligne ne devrait pas avoir d'influence ni sur la qualité des eaux ni sur les débits. Dans les zones Ramsar une attention particulière devra être portée afin de ne pas trop perturber la qualité des eaux durant la phase de construction.

2.3.1.3.7. Végétation

Comme la ligne passe essentiellement (pour plus de 85 %) par des zones de savanes, cultures/jachères, l'impact sera faible car si un nombre non négligeable d'arbres seront à abattre, il ne s'agira cependant pas d'arbres de haute valeur en termes de biodiversité. Ce seront surtout d'arbres intéressants économiquement (Néré, Karité, Manguier, …). Le reste est constitué de quelques forêts galeries, de zones périurbaines et de zones forêts sèches et de sols nus (probablement des zones d'anciennes jachères). Le passage le long des anciennes forêts classées ne devrait pas avoir d'impact Majeur.

2.3.1.3.8. Faune

Vu la présence de nombreuses cultures et autres activités humaines, la faune sauvage est probablement limitées et représentées essentiellement par une avifaune, des petits mammifères et des reptiles. L'impact ne sera cependant pas trop important étant donné l'absence probable d'une faune sensible ou rare. Nous retenons également un impact mineur sur la faune dû à la présence de la ligne, car un certain nombre d'accidents avec l'avifaune est à craindre au début de la présence.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Cependant, dans les zones Ramsar, la faune dulcicole est abondante et variée. Des impacts durant la construction pourraient être à déplorer si des mesures n'étaient pas mises en place. En ce qui concerne l'avifaune, nous n'avons pas d'information, et par précaution nous retenons un impact modéré.

2.3.1.3.9. Impacts socio- économiques

- **Impact sur la densité de population.**

En observant en détail le tracé proposé, il apparaît qu'il sera possible d'éviter presque sur tout le parcours le passage au-dessus d'habitations. Il n'y a qu'autour des villes et villages important et lors des passages avec un fort relief qu'un risque existe de devoir déplacer certaines maisons.

L'impact sur le déplacement de population sera considéré comme modéré, mais une étude détaillée est cependant indispensable.

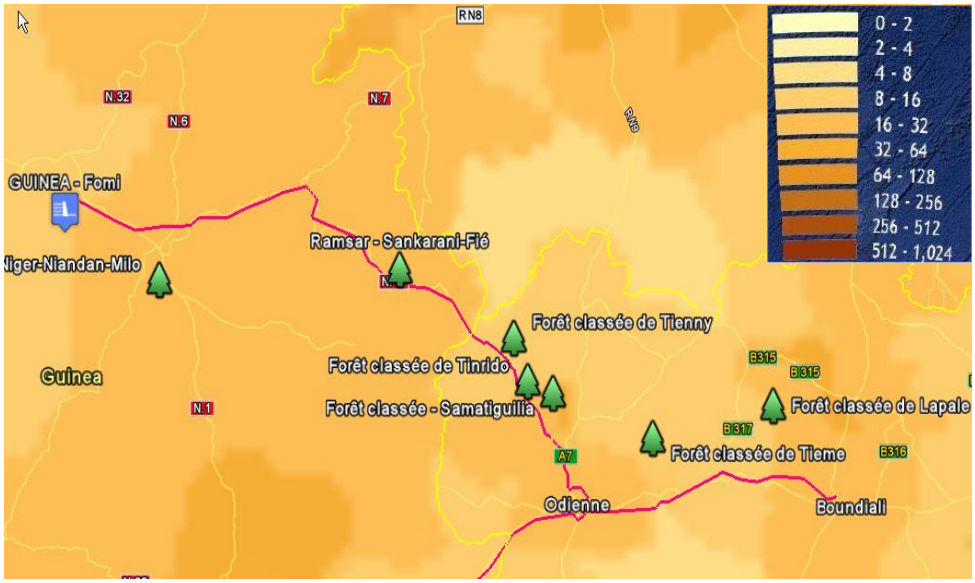


Figure 37: Densité de population aux abords du projet

- **Impact économiques**

Durant la phase d'études, comme nous passons dans des zones de cultures, les relevés topo et les piquetages de la ligne peuvent avoir un impact négatif si des mesures ne sont pas prisent pour éviter la destruction des cultures.

La ligne devrait consommer une superficie de 2252 hectares (soit 433 km x 52 m de large) dont 14.4 seront sous les pylônes (sur base d'une estimation de 1000 pylônes).

De nombreux arbres (nombre non connu à ce jour) avec une valeur économique devront également être abattus. Nous pouvons conclure que l'impact économique pour les villages proches de la ligne sera négatif mais globalement cependant modéré.

La phase de construction, elle, devrait offrir quelques opportunités d'emploi avec un impact positif important.

Nous retiendrons que l'impact des études et de la construction sera globalement négatif mais modéré.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'utilisation de la ligne sera par contre positive pour les pays importateurs car cela offrira une énergie à un prix marginal plus intéressant. L'impact peut donc être retenu comme positif mais cela ne bénéficiera cependant pas directement aux populations subissant les impacts négatifs. Globalement nous la retiendrons comme positif mais modéré.

2.3.1.3.10. Impact visuel

La construction et la présence de la ligne auront un impact visuel. La topographie des régions traversées ne devrait pas rendre cet impact trop important sauf dans les régions avec un relief important, où des massifs granitiques sont présents. Si la ligne passe par ces collines l'impact visuel peut être important. Vu l'absence de site touristique nous le retenons comme mineur.

2.3.1.3.11. Impact sur la santé et la sécurité

Durant les travaux des accidents sont toujours possible, et l'impact de la construction de la ligne est donc à considérer comme négatif et modéré, comme pour les autres projets.

Les effets des ondes électromagnétiques ne seront pas considérés comme nuisibles car nous manquons de preuve de leur nocivité pour autant que les habitations en dessous de la ligne soient déplacées à une distance correcte.

2.3.1.3.12. Conclusion

La ligne aura un impact négatif car elle traverse des zones protégées, notamment des zones Ramsar. Cependant, son tracé dans ces zones délicates suit celui d'une route existante sur sa totalité. Son coût écologique sera donc peu important et maîtrisable.

2.3.1.4. PROJET 225 KV MONROVIA (BUCHANAN) – SAN PEDRO (COTE D'IVOIRE)

2.3.1.4.1. Contexte

Une interconnexion côtière entre Buchanan au Libéria et San Pedro en Guinée est évoquée par les pays concernés.

2.3.1.4.2. Description de l'environnement

Figure 38: Localisation du projet et zones classées

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- **Zones classées en côte d'Ivoire et potentiellement impactées par le projet :**

Rapide Grah, Forêt classée

Haute Dodo, Forêt classée

Ces deux zones sont probablement des anciennes forêts classées peu protégées pour l'instant.

- **Zones classées au Liberia et potentiellement impactées par le projet :**

Krahn Bassa, Forêt nationale

C'est une forêt nationale de 5140 Km². Dans le rapport général sur l'inventaire des forêts nationales au Liberia par M Sachtler 1968, la forêt comporte une faune et flore importante, avec notamment des éléphants.

(Remarque : Dans l'inventaire disponible actuellement sur les espèces, les éléphants ne sont plus cités.)

D'après le site du « Global Biodiversity Information Facility » (GBIF) et la World Database on Protected Areas (WDPA), les espèces de la faune suivantes sont présentes sur le site : *ahtérus africanus, athlax paludinosus, barbus ablabes, barbus spurelli, barbus trispilos, clarias p, hemichromis bimaculatus, malaperurus electricus, manis tricuspis, papyrocranus sp, perordictius potto, polypterus palmas, thryonomys swinderianus, thryonomys swinderianus.*

Etant donné l'âge du document et les évolutions que le pays a connu ces dernières années, une étude actuelle devrait être réalisée afin d'évaluer au mieux la valeur écologique de la zone.

2.3.1.4.3. Au niveau de la densité de population

Figure 39: répartition de la densité de population le long du tracé proposé

En partant de San Pedro à droite, on a :

Les 20 premier km sont la zone urbanisée de San-Pedro avec une densité de population allant de 64 à 256 pers/ km². La valeur prise en compte est de 24, du fait que nous avons mis la ligne en dehors des zones d'habitation.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- 100 km dans une densité de population allant de 32 à 64 pers/ km² (valeur médiane : 48 pers/km²)
- 40 km dans une densité de population allant de 16 à 32 pers/km² (valeur médiane : 24 pers/km²)
- 60 km dans une densité de population allant de 32 à 64 pers/ km² (valeur médiane : 48 pers/km²)
- 120 km dans une densité de population allant de 16 à 32 pers/km² (valeur médiane : 24 pers/km²)
- 20 km dans une densité de population allant de 4 à 8 pers/km² (valeur médiane : 6 pers/km²)
- 60 km dans une densité de population allant de 64 à 128 pers/km² (valeur médiane : 96 pers/km²), c'est la ville de Buchanan, où la ligne passe en périphérie. La valeur prise en compte est de 24 du fait que nous avons mis la ligne en dehors des zones d'habitation

La totalité du trajet est donc de 420 km. Prenant une largeur de 52 m au sol, le projet impacterait, en utilisant la valeur médiane des densités de population, plus ou moins 700 personnes.

2.3.1.4.4. Au niveau de l'occupation du sol

Départ de la sous station 225 kV de San Pédro, la ligne contourne la ville pour suivre à sa sortie une route qui rentre dans la forêt classée « Rapide Grah » et parallèle à la côté.

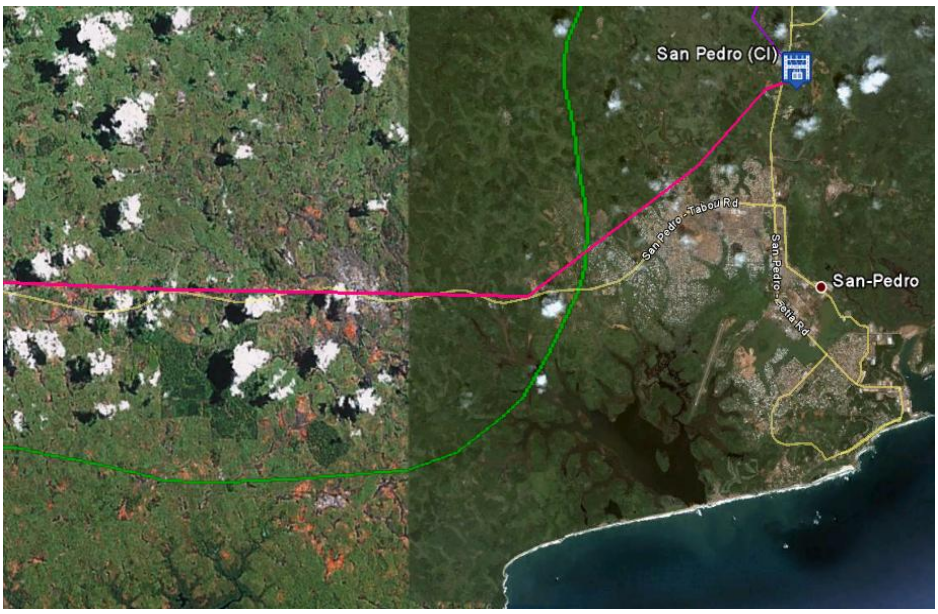


Figure 40 : Tronçon San Pedro – entrée dans "Rapide Grah"

La ligne pourrait être déplacée à l'extérieur des zones protégées afin d'éviter les conflits avec celles-ci. Le tracé se trouverait dans une zone beaucoup plus humide avec des mangroves et des marécages ; les considérations techniques devront donc être adaptées à ces paramètres.

La ligne sort de la forêt classée « Rapide Grah », suit toujours la route, pour traverser un petit bout de la forêt classée de « Haute Dodo ». Dans cette partie, quelques traces d'activités humaines (carrières ??) sont visibles.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

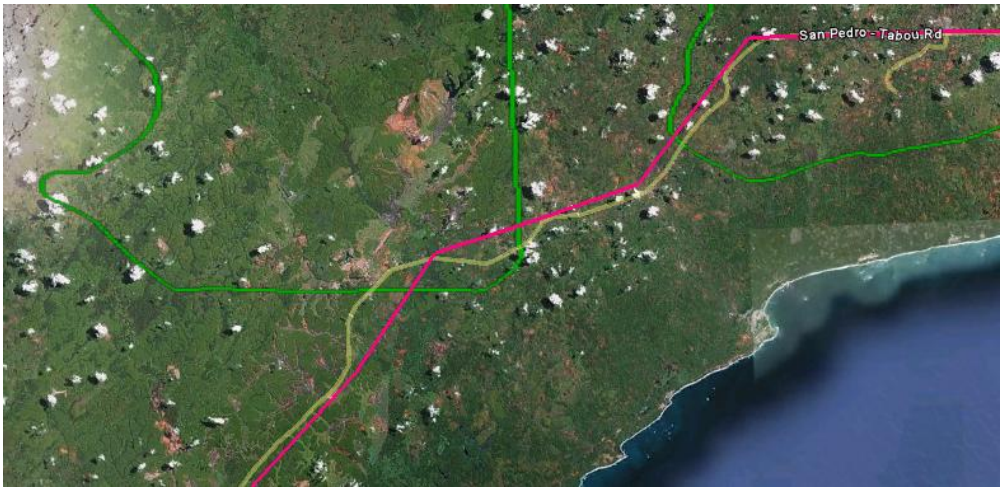


Figure 41 : Tronçon "Rapide Grah" entrée dans "Haute Dodo"

La ligne suit toujours la route et traverse encore une forêt dense. La ligne traverse aussi des exploitations agricoles (palmeraies, champs, jachères, …) au niveau d'Oulidié et Wéséké.

Figure 42 : Tronçon Oulidié - Tabou

A partir de Tabou et ensuite, en passant la frontière, la ligne s'introduit dans une région où le réseau hydrique est très développé. La ligne suit toujours la route. La résolution de l'image se dégrade et il est difficile de détailler au mieux l'occupation du sol rencontrée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

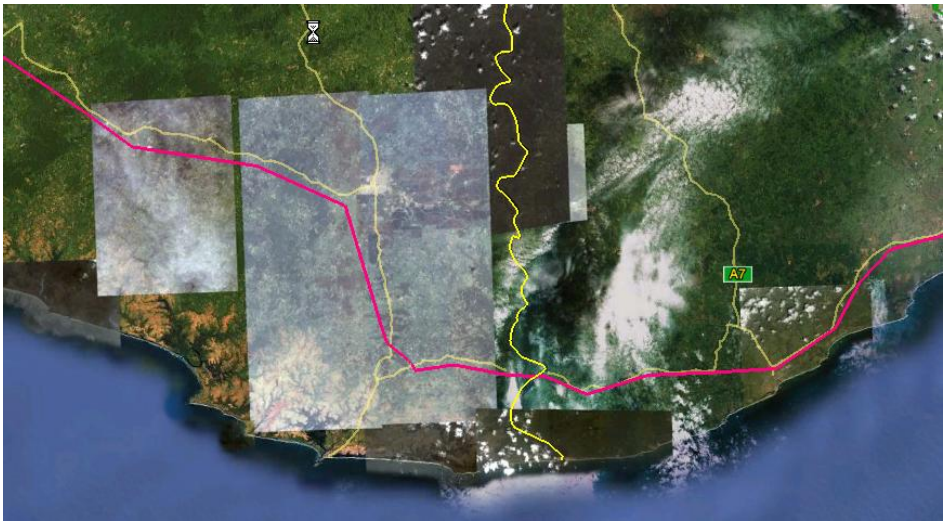


Figure 43 : Tronçon entre les deux frontières

A partir de Pleebo, la ligne s'engage tout en suivant la route dans une forêt dense. Des clairières dues à des latérites sont visibles sur la photo. Le long de la route s'est développé quelques villages de petites tailles. Des traces d'activités humaines sont visibles (grande plantation d'huile de palme et cultures /jachères).

Figure 44 : Tronçon aux alentours de Pleebo

Le tracé de la ligne traverse ensuite une région homogène constituée principalement de forêts. La présence de culture semble moins importante. Le tracé est en retrait de la côte afin de s'éloigner des mangroves et marécages fortement présents et de trouver des terrains plus facile d'accès pour la construction et l'entretien de la ligne. La ligne ne suit plus la route.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 45 : Tronçon Barclayville – David copo Town

La ligne traverse ensuite la forêt classée de Krahn Bassa et doit enjamber des cours d'eau perpendiculaire à la côte, comme la rivière « Cestos ».

Figure 46 : Tronçon traversée de Krahn Bassa

Une alternative à ce tracé serait une ligne plus près de la mer. La ligne devrait alors longer de préférence la zone proposée à protection de « Cestos Sankwen », et s'accommoder des contraintes dues à un réseau hydrique plus marqué en bordure de côte.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 47 : Alternative à la traversée de Krahn Bassa

En sortie du parc de Krahn Bassa, la ligne retrouve alors une route. On peut distinguer près de Menyongor une exploitation d'huile de palme traversée par la ligne.

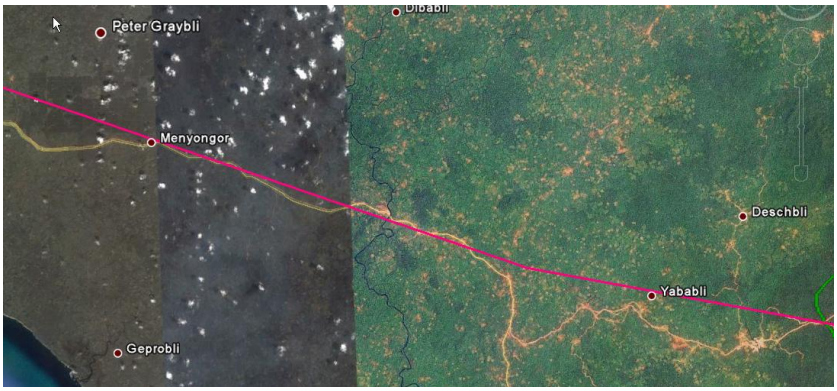


Figure 48 : Tronçon de Yababli à Menyongor

La ligne termine à Buchanan.

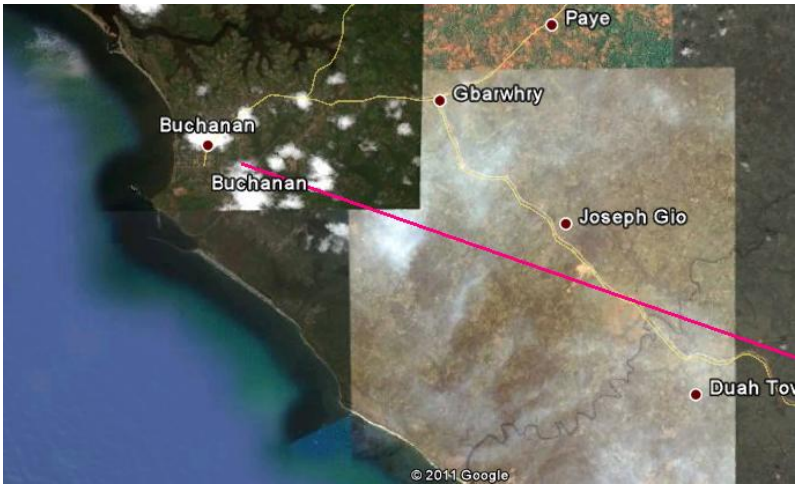


Figure 49: Tronçon jusqu'à Buchanan

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.4.5. Principaux impacts attendus

Nous présentons ci-après l'impact global potentiel du projet tel qu'il peut être estimé à ce stade et en fonction des informations en notre possession. Les études détaillées devront confirmer et préciser ces impacts et surtout préciser les mesures à prendre pour encore les réduire.

Les symboles utilisés sont présentés en début du volume.

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Sol et l'eau du sol	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Eaux de surface	X	N, mi, p, Di, T, Im	X
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Di, P, Im	N, mi, p, Di, T, Im
Faune	N, mi, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Di, D, Im	N, Mo, p, In, T, Im
Population (déplacement)	X	N, mi, c, Di, P, Im	X
Socio-économie	X	P, mi, c, In, T, Im	N, mi, c, In, P, Im
visuel	X	N, mi, c, Di, P, Im	N, Mo, c, Di, P, Im
Santé sécurité	X	N, Mo, Di, p, In, P, Im	N, Mo, Di, p, In, P, Im

2.3.1.4.6. Micro climat et qualité de l'air

Peu d'impact sont à prévoir en dehors des rejets des engins de chantier durant la phase de construction et le dégagement de poussières dû à leurs déplacements.

2.3.1.4.7. Sol et l'eau du sol

Peu d'impact devrait être enregistré durant les travaux, sauf quelques phénomènes d'érosion localisés en période de pluies. Après, comme une couverture herbacée restera probablement en place, l'érosion sous la ligne ne doit pas être une crainte. En ce qui concerne la pollution du sol, si l'entrepreneur conduit bien les travaux, il n'y a pas de risque important.

2.3.1.4.8. Eaux de surface

Le passage d'un certain nombre de marigot peut entraîner quelques impacts localisés durant la construction, mais sans importance et maîtrisable. La présence de la ligne ne devrait pas avoir d'influence ni sur la qualité des eaux ni sur les débits.

2.3.1.4.9. Végétation

Comme nous l'avons vu, la ligne passe par des zones de forêts denses, dont une partie est classée (70km, soit 1/6 du trajet initial), quelques cultures (Huile de palme, champs/jachères, …) et de grandes zones humides. Etant donné l'occupation importante de la forêt dense, le déracinement sera important, même si le tracé suit en partie une route (+ ou – 250 km). Les alternatives de déplacer le tronçon plus vers la côte sur un tronçon avec une végétation moins dense amènerait la construction de la ligne dans des zones beaucoup plus humides avec des contraintes techniques plus fortes.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.4.10. Faune

Etant donné le contexte historique du pays, les quelques informations en notre possession présentent une faune ayant été importante dans le passé (éléphants) dans le Parc de Krahn Bassa. Cependant sur la partie en dehors des zones protégées, sans étude approfondie et en l'absence probable d'une faune sensible ou rare, l'impact sera limité.

2.3.1.4.11. Impacts socio- économiques

- **Impact sur la densité de population.**

En regardant la description de la densité de population, les plus grandes densités se trouvent à San Pedro, diminuent ensuite très fortement pour remonter à Buchanan. Au niveau des villes, le risque de déplacer des familles ou de passer au-dessus des habitations est à prendre en compte. Par contre, en forêt, le tracé peut être décidé afin de contourner au mieux les villages.

L'impact sur le déplacement de population sera considéré comme modéré, mais une étude détaillée est cependant indispensable.

- **Impact économique.**

La ligne devrait consommer une superficie de 2860 hectares (soit 420 km x 52 m de large). Sur ces 2184 ha, 15.12 ha seront clôturés pour protéger les pylônes (sur base d'une estimation de 1050 pylônes, soit un espacement moyen de 400 m).

De nombreux arbres devront également être abattus, mais le nombre n'est pas connu à ce jour. Comme il s'agira principalement d'essences sans un intérêt économique , nous pouvons conclure que l'impact économique pour les villages proches de la ligne sera négatif mais cependant modéré.

La phase de construction devrait offrir quelques opportunités d'emploi avec un impact positif important.

Nous retiendrons que l'impact des études et de la construction sera globalement négatif mais modéré.

2.3.1.4.12. Impact visuel

La construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. La topographie relativement plane des régions traversées ne devrait pas rendre cet impact trop important.

En ce qui concerne l'impact visuel au abord de sites sensibles (historique, point de vue naturel,…) le consultant n'a pas pu prendre en comptes ces aspects dans le cadre de cette étude.

2.3.1.4.13. Impact sur la santé et la sécurité

Durant les travaux des accidents sont probables, et l'impact de la construction de la ligne est donc à considérer comme négatif et modéré. Une bonne prévention sera nécessaire tant en ce qui concerne les travailleurs que la population.

Les effets des ondes électromagnétiques ne seront pas considérés comme nuisibles car nous manquons de preuve de leurs nocivités pour autant que les habitations en-dessous de la ligne soient déplacées à une distance correcte.

2.3.1.4.14. Conclusion

La ligne aura un impact important sur l'environnement mais ceux-ci pourraient être encore maîtrisables.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.5. LIGNE MAMBILLA – MAKURDI (760 KV NIGERIA)

2.3.1.5.1. Description du projet

Figure 50 : Tracé de la ligne

Le tracé part de la zone de production et suit dans un premier temps des route en terre et rejoindra le nord de la ville de Gembu, afin d'éviter les populations.

La ligne suivra ensuite la route Rafin Kada - Gembu en passant par une zone avec un relief marqué. L'impact visuel pourrait être importante si certaine précautions ne sont pas prise durant les études de détail.

En arrivant près de la frontière du Cameroun (aux environ de Aboe) le tracé rencontre des zones avec une végétation de forets peu dégradée. La ligne devra suivre la route de manière étroite afin d'éviter tout déboisement inutile.

Ensuite, a partir d'Abong le tracé retrouve un relief moins marqué et une végétation de savane et des galeries forestières dans les vallées.

A partir de Baissa (ou nous contournons la zone protégé par le Nord, le paysage est de plus en plus marqué par l'homme et les jachères et cultures devienne de plus en plus majoritaires. Ce paysage reste ainsi jusqu'à Makudi.

Sur l'ensemble du parcourt seule une petite zone avec un statut de protection est traversée (zone de Kakara). Ce choix a été fait car la route traverse déjà cette zone. Elle pourra être évitée facilement si nécessaire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.5.2. Impact du projet

L'impact potentiel du projet tel qu'il peut être estimé à ce stade et en fonction des informations en notre possession est présenté ci-après. Des études détaillées devront confirmer et préciser ces impacts et proposer des mesures à prendre pour les réduire.

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	x
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	x
Eaux de surface		N, mi, p, Di, T, Im	x
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Mo, c, Di, P, Im	N, mi, p, Di, T, Im
Faune		N, Mo, c, Di, P, Im	N, Mo, c, Di, P, Im
Population (déplacement)	x	N, Mo, c, Di, P, Im	N, mi, c, Di, P, Im
Socio-économie	N, mi, p, Di, T, Im	P, Mo, p, In, P, Im	P, Mo, c, In, P, Im
visuel	x	N, Mo, c, Di, P, Im	N, Mo, p, Di, T, Im
Santé sécurité	x	N, Mo, c, Di, P, Im	N, mi, c, In, D, Im

2.3.1.5.2.1. Micro climat et qualité de l'air

Un petit impact est à prévoir par les rejets des engins et la poussière. Il sera cependant limité.

2.3.1.5.2.2. Sol et l'eau du sol

Quelques d'impact devrait être enregistré durant les travaux, surtout dans les régions au relief marqué (début de la ligne). Après, comme une couverture herbacée restera probablement en place, l'érosion sous la ligne ne doit pas être une crainte. En ce qui concerne la pollution du sol, il n'y a pas de risque important.

2.3.1.5.2.3. Eaux de surface

Durant la construction, le passage d'un grand nombre de petites rivières et de marigots ainsi que de deux rivières de grande largeur est à prévoir. Cela peut entraîner quelques impacts, mais sans importance si ils sont bien géré. C'est surtout le passage de véhicules qui peut causer des dégâts.

La présence de la ligne ne devrait pas avoir d'influence ni sur la qualité des eaux ni sur les débits.

2.3.1.5.2.4. Végétation

La ligne passera essentiellement (pour plus de 70 %) par des zones de cultures/jachères. L'impact sera donc modéré car si un nombre non négligeable d'arbres seront à abattre, il ne s'agira cependant pas d'arbres de haute valeur en termes de biodiversité. Ce seront surtout d'arbres intéressants économiquement.

Les 30 % restant sont constitué de vraie forets (à la frontières avec le Cameroun) de forêts galeries, de zones urbanisées et de zones forêts sèches et de sols nus. Le passage par les vrais forets peut entrainer des certains impacts non négligeables et nous avons donc retenu un impact global modéré.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.1.5.2.5. Faune

La faune sauvage est probablement limitée et représentée essentiellement par des petits mammifères, une avifaune et des reptiles vu la présence de nombreuses cultures et autres activités humaines. L'impact ne sera pas trop important étant donné l'absence probable d'une faune sensible ou rare. En ce qui concerne la faune le long de la frontière du Cameroun, nous n'avons pas d'information. Nous avons donc retenu un niveau modéré par principe de précaution.

2.3.1.5.2.6. Impacts socio- économiques

- **Impact sur la densité de population.**

En observant le tracé proposé, il apparaît qu'il sera possible d'éviter presque sur tout le parcours le passage au-dessus d'habitations. Il n'y a qu'autour des villes et villages important lors des passages avec un fort relief et le passage de rivières très larges qu'un risque existe de devoir déplacer certaines maisons.

Comme dans la zone autour de Makurdi la densité de population est forte, nous avons gardé le niveau comme modéré aujourd'hui.

2.3.1.5.2.7. Impact visuel

La présence de la ligne aura un impact visuel important dans la zone avec une topographie marqué. Nous le retiendrons comme modéré pour l'ensemble du projet.

2.3.1.5.3. Conclusion

La ligne aura un impact négatif car elle traverse des zones avec une topographie marquée, des zones fortement peuplées et des forêts. Cependant, son tracé dans ces zones délicates suit celui de routes existantes sur sa totalité. Son coût écologique sera donc maîtrisable.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.2. Projets Planifiés

2.3.2.1. PROJET « CORRIDOR NORD » (1049 KM)

Le projet reprend une ligne d'interconnexion 330kV entre Birnin Kebbi (Nigéria) - Bembéréké (Bénin) – Niamey (Niger) – Ouagadougou (Burkina Faso) à 330 kV. La longueur des différentes sections est estimée à:

- 268km entre Birnin Kebbi – Niamey;
- 312 km entre Zabori (repiquage intermédiaire au Niger) – Bembéréké ;
- 469 km entre Niamey – Ouagadougou.

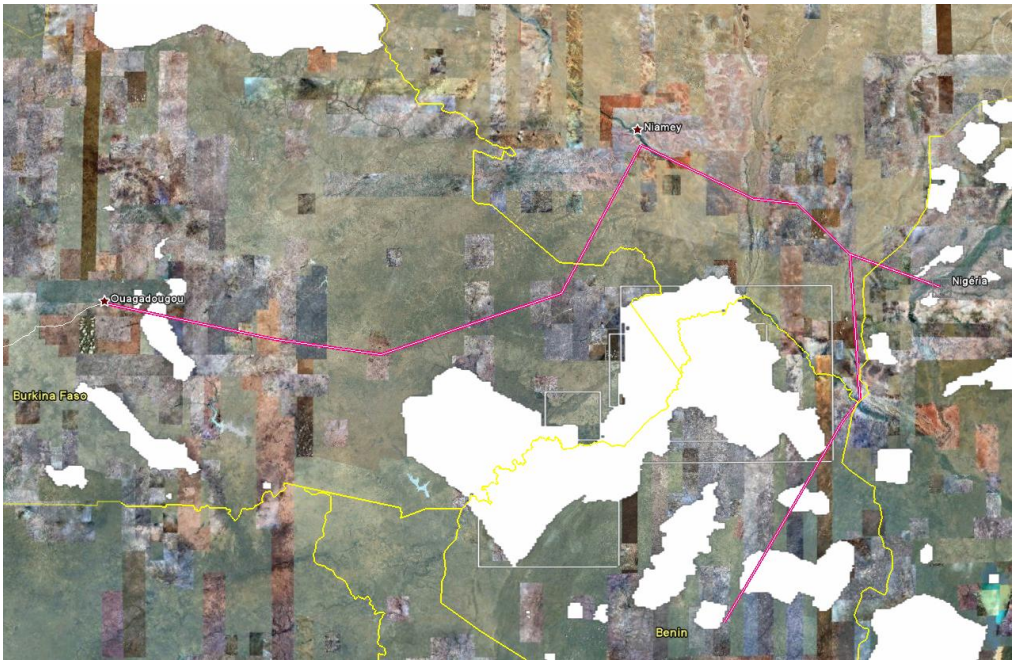


Figure 51 – Projet « Corridor Nord » avec visualisation des zones avec statut de protection (en Blanc).

L'impact du projet sera moyen en termes d'environnement car bien que le projet soit long, il ne passe pas par le plus grand site protégé de la région. En ce qui concerne la forêt classée de Nakambé (à la sortie d'Ouagadougou), la forêt est déjà fortement dégradée et le tracé de la ligne devrait suivre les routes existantes.

En ce qui concerne l'impact social, nous n'avons pas encore pu analyser le nombre de déplacements à prévoir. Néanmoins l'impact ne sera pas nul comme indiqué dans l'étude de 2007.

2.3.2.2. AXE 330KV NORD-SUD AU GHANA

Cette ligne d'interconnexion 330kV relie les postes de Domini (à la frontière avec la Côte d'Ivoire) au poste de Bolgatanga à la frontière avec le Burkina Faso en passant par les postes de Kintampo, Techiman, Kumasi et Prestea.

La nouvelle ligne devrait suivre une ligne 161 kV existante. L'impact devrait dès lors être limité. Le consultant vérifiera cela dans la seconde partie de l'étude.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.3.2.3. INTERCONNEXION GHANA-BURKINA FASO – MALI (742 KM)

Cette interconnexion 225kV prévoit de connecter les postes Han (Ghana) – Bobo Dioulasso (Burkina Faso) – Sikasso (Mali) – Bamako (Mali). 4 nouvelles sous-stations sont prévues, 1 au Ghana : Han et 3 au Mali : Sikasso, Bougouni et Sanakoroba. La longueur totale de la ligne est de 742 km dont 48 km au Ghana, 298 km au Burkina Faso et 396 km au Mali.

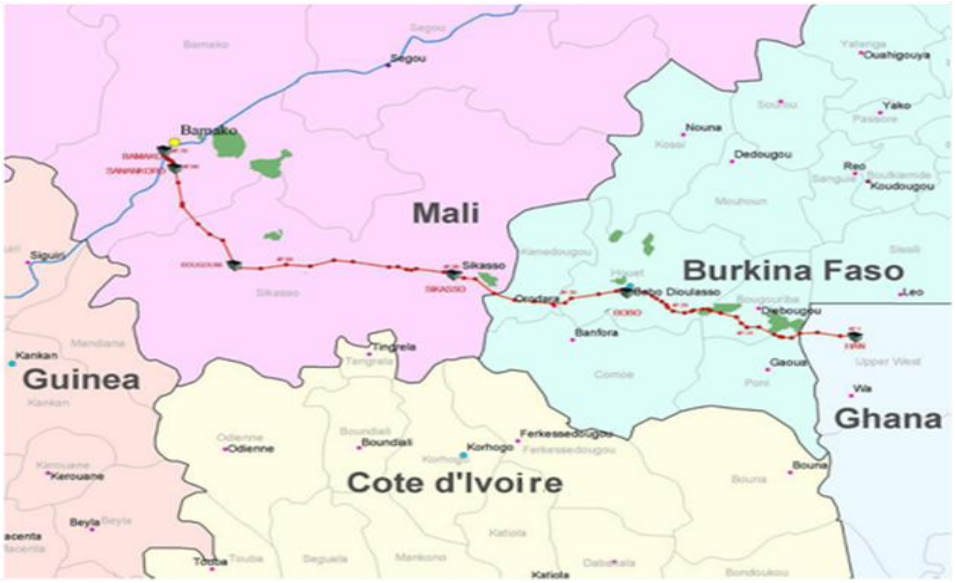


Figure 52 – Localisation générale du projet d'interconnexion Ghana - Mali.

Aucune étude environnementale ni sociale n'est disponible pour l'instant. La ligne devrait cependant avoir un impact limité car elle passe principalement le long de routes existantes et seulement en bordure de zones avec un statut de protection. Elle nécessitera cependant la coupe de nombreux arbres à utilité commerciale (Manguier, Néré, Karité, ..) car la majorité du trajet est en zone de cultures.

Vu que le tracé de l'axe 330kV traversant le Ghana du Nord au Sud a été revu pour suivre un tracé plus à l'Est vers Bolgatanga, le tracé de cette interconnexion devrait être revu au-delà de Bobo Dioulasso pour connecter le Ghana à la sous-station de Bolgatanga à la place de Han. Le plan directeur récemment revu au Ghana a confirmé que cette modification était souhaitable pour optimiser le réseau interconnecté de la région.

2.3.2.4. INTERCONNEXION GUINEE – MALI (920 KM)

Le projet comprend la construction d'une ligne 225kV d'environ 920 km entre Fomi (Guinée) et Nzérékoré (Guinée) puis entre Fomi (Guinée) et Bamako (Mali) avec les postes connexes : Nzérékoré – Beyla – Kérouané – Kankan – Fomi – Siguiri (Guinée) – Kodialani (proche de Bamako au Mali).

Les appels d'offre pour les études environnementales seront émis début 2011. Le consultant n'a donc pas encore eu l'occasion d'analyser en détail le niveau d'impact qui peut être attendu de ce projet.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4. Analyses environnementales des projets de production

2.4.1. Turbines à gaz et cycles combinés

Dans les différents pays de l'Afrique de l'ouest, des réhabilitations de turbines à gaz existantes sont envisagées. En général, ces réhabilitations ont un impact négligeable sur l'environnement étant donné que les sites sont existants.

La construction de nouvelles turbines à gaz aura un impact environnemental faible à moyen, surtout en ce qui concerne le bruit et la qualité de l'air. Un exemple est le site de Maria Gleta au Bénin où 8 turbines de 10 MW seront installées. Si des stockages de fuel sont prévus (comme combustible de substitution), l'impact d'une possible fuite devra également être pris en compte.

Le changement de combustible dans les turbines à gaz existantes (utilisation du gaz naturel) aura lui un effet positif en termes d'environnement.

Enfin, la construction de cycles combinés (au Bénin et en Côte d'Ivoire notamment) doit faire l'objet d'études d'impact environnemental approfondies. Les principaux impacts qui devront être pris en compte sont ceux sur l'eau, l'air et le bruit.

2.4.2. Unités au charbon

La construction de nouvelles unités au charbon est planifiée au Sénégal et possible au Niger. Trois types d'impacts doivent être analysés en détail. Il s'agit de l'impact du stockage et de la manutention du charbon (les poussières), ce qui occasionne une pollution de l'air. L'impact des fumées, qui également provoque une pollution de l'air et l'impact du cycle de refroidissement qui peut provoquer à lui seul une pollution physique, thermique et chimique des eaux de surface.

En ce qui concerne la centrale de Salkadamna au Niger, une analyse rapide est présentée plus loin dans ce rapport.

2.4.2.1. CENTRALE AU CHARBON DE SALKADAMNA

La centrale de Salkadamna sera située dans la région de Tahoua, à 80 km au nord-ouest de Tahoua et à 20 km à l'ouest du chef-lieu de la commune rurale de Takanamat

La région comporte deux grandes zones de relief:

La zone des plateaux traversée par des vallées profondes (200 m à l'est et 30 m à l'ouest).

La zone des plaines à l'est de Madaoua.

Le climat de la région est caractérisé par deux saisons: la saison des pluies qui s'étend normalement de juin à septembre et la saison sèche le reste de l'année. La température moyenne annuelle est de 29,2°c (moyenne 1995-2005).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La population de la région est estimée en 2001 à environ 2.000.000 habitants (soit une densité de 17.6 p/km²). Cela représente 18% de la population totale du Niger. Les principaux groupes ethniques de la région sont : les haoussas, les touaregs, les peuhls, les djermas et les arabes. L'économie dans la zone du projet (départements de Tchintabaraden) est essentiellement axée sur le pastoralisme. L'agriculture demeure une activité marginale avec la présence de quelques champs dans les bas-fonds. On y rencontre quelques spéculations comme le mil, le sorgho et les cultures maraîchères. C'est une agriculture de type traditionnel avec des productions négligeables destinées surtout à l'autoconsommation. L'élevage est la seconde activité économique de la région. On y rencontre de l'élevage nomade et de transhumance[1].

Comme toutes unités au charbon, l'impact sera surtout dues aux rejets dans l'air (poussières du parc à charbon, de la manipulation du charbon, des cendres volantes, les fumées, le SO2, le CO et CO2, les NOx, le Fluore, le Mercure etc.). L'impact est surtout important sur la santé, la végétation et les animaux. Cependant, vu la faible densité de population dans la région, il devrait être possible de bien contrôler cet impact et de le limiter. En absence de faisabilité et de données météo, il nous est difficile de réaliser une première estimation de la future dispersion des poussières et fumées, mais l'étude de faisabilité devrait pouvoir déterminer la hauteur de cheminées à prévoir et les systèmes d'épuration des fumées à mettre en place.

Un second impact important sur l'eau. Le cycle de refroidissement demande en effet assez bien d'eau, et c'est une ressource rare dans la région. Ici aussi, c'est essentiellement le choix technologique du type de cycle de refroidissement qui sera primordial pour limiter l'impact. Un refroidissement par aérocondenseur permet cependant de limiter la consommation en eaux.

En ce qui concerne la production des déchets (cendres, mâchefers, produits toxiques, …), un impact est possible si le projet n'est pas bien préparé. Ces impacts sont cependant maitrisables en utilisant les possibilités de recyclages (cendres pour cimentier par exemple) et des voies d'élimination agréées pour les produits toxiques.

2.4.3. Groupes diesel

La réhabilitation ou la construction de groupes diesel devraient avoir un impact faible au niveau environnemental. L'impact sera limité à l'air et au bruit et aucun impact social n'est attendu. En effet, il s'agit en général de renforcements de centrales existantes et de dimension réduite.

Ce genre de groupes est envisagé dans la plupart des pays de l'Afrique de l'Ouest et notamment au Burkina Faso, au Togo/Bénin, au Niger et au Sénégal.

[1] C'est un ensemble de mouvements saisonniers à caractère cyclique, effectué par les éleveurs à l'intérieur de leurs pâturages habituels. En début de la saison des pluies, les bergers se déplacent avec leurs troupeaux vers les pâturages salés du nord. Ils ne reviennent vers le sud qu'après la libération des champs

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.4. Biomasse

L'utilisation de biomasse en complément ou en remplacement du charbon dans les unités thermiques devront faire l'objet des mêmes études environnementales que les unités fonctionnant exclusivement au charbon.

Par ailleurs, l'impact sur le développement durable devra être pris en considération dans le choix de la source de biomasse, élément essentiel dans le choix du développement de cette filière, qui représente une opportunité certaine pour la région étudiée.

Enfin, les poussières de bois étant considérées comme une substance inflammable, cet aspect devra être pris en compte dans les études de sécurité.

2.4.5. Energies renouvelables (solaire, éolien)

L'impact des projets solaires (notamment au Burkina Faso, Togo Bénin et au Mali) n'a pas été analysé en termes d'environnement à ce stade étant donné l'absence de données précises sur ces projets. De manière générale, l'impact environnemental et social attendu est faible pour ces projets.

Pour l'installation de grandes fermes d'éoliennes, l'impact devrait être étudié en fonction de la localisation de ces fermes. L'impact sera directement proportionnel à la densité de population avoisinante (bruit, effet stroboscopique, risque, effet visuel,…).

Il y aura lieu également de tenir compte des couloirs de migrations des oiseaux et des grandes zones où certains grands oiseaux passent une partie de l'année.

2.4.6. Centrales hydroélectriques

De manière générale, l'impact social et environnemental de la construction d'une centrale hydroélectrique est très important et souvent en relation directe avec la surface du lac de barrage créée

Le risque environnemental et social des principaux projets hydroélectriques sont présentés ci-après.

2.4.6.1. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE SOUAPITI

2.4.6.1.1. Description du projet

Le projet consistera à réaliser un barrage avec une centrale de 750 MW en amont de l'aménagement hydroélectrique de Kaléta (850 m en amont du pont de Souapiti) et en aval de l'aménagement hydroélectrique Garafiri. La situation est présentée aux figures suivantes.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

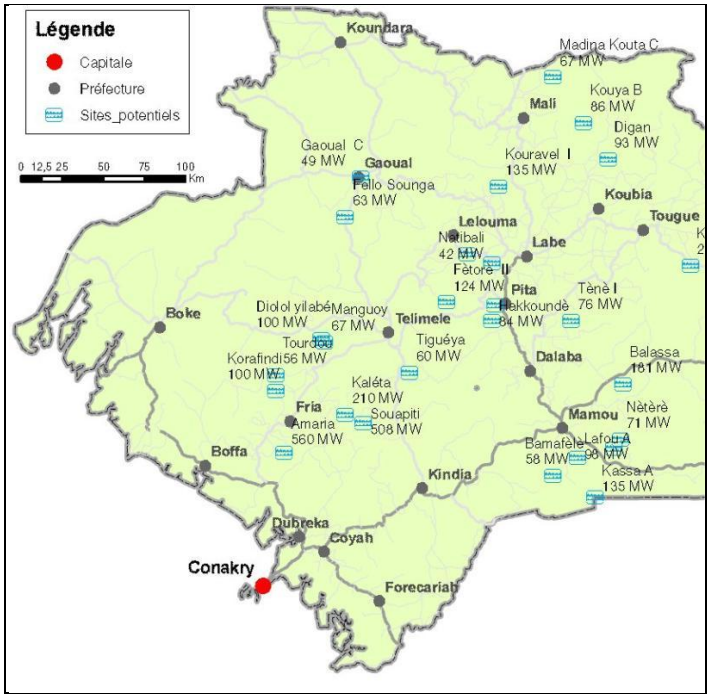


Figure 53: Localisations des barrages Souapiti, Kaléta et Amaria.

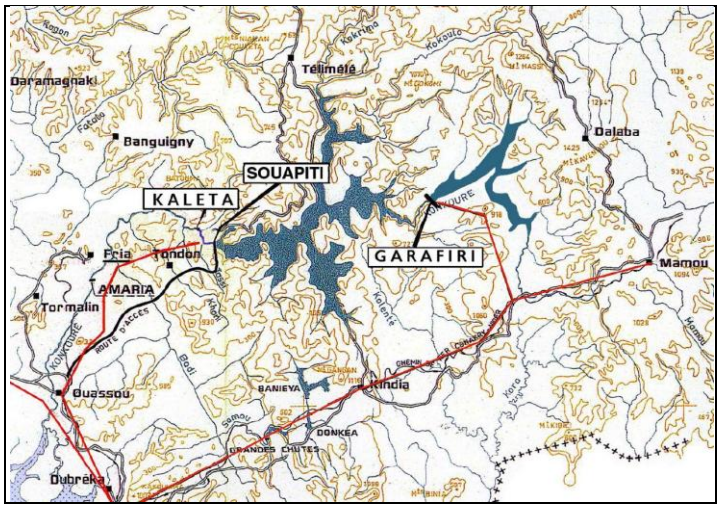


Figure 54: Présentation du projet d'après l'étude de Coyne et Bélier

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 55: Localisation du barrage

A ce stade, nous n'avons pas d'information très précise sur les caractéristiques du projet, en dehors de celle de l'étude de faisabilité de 1989.

Les informations disponibles sont présentées dans le tableau ci après.

- Caractéristiques hydrologiques

Superficie du bassin versant	km²	10800
Débit Moyen du Konkoure	m³/s	328
Débit de pointe de la crue décamillénale	m³/s	4100

- Caractéristiques des réservoirs

Retenue Normale (RN)	(SMK)	230
Superficie de la retenue à RN	km²	**652**
Capacité totale sous RN	hm³	17 300

- Caractéristiques des barrages

Type		poids BCR
Longueur totale en crête	m	1150
Volume total	m³	4500000

- Evacuateur de crues

Type de l'évacuateur		seuil libre
Débit maximum restitué (crue de projet) m³/s		3000
Digues Annexes	hm³	852000
Déplacement des populations	Population concernée: **40 000 p.**	
Durée de réalisation		5 ans

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'évacuation de l'énergie produite à Souapiti devrait, elle, être assurée par un ensemble de lignes de 225 kV qui viendront renforcer les liaisons issues du site de Kaléta situé à 6 km.

Nous savons également qu'un appel d'offres été lancée en mai 2011 pour la réalisation de l'étude d'impact sur l'environnement.

2.4.6.1.2. Justification du projet

Ce projet est justifié car il permettra d'assurer une production pour des sites miniers et profitera des infrastructures (ligne, route, ..) déjà construites pour le projet de Kaléta. Il devrait également d'après les études existantes, régulariser le débit d'eau à Kaléta et permettre ainsi l'étalement de la production toute l'année à la capacité maximale de ce site dont la capacité passerait de 150 MW - 788 GWh/an à 225 MW - 1356 GWh / an.

2.4.6.1.3. Situation initial de l'environnement

En l'absence d'étude d'impact sur le projet, la description de l'état initial à été réalisé sur base des études réalisé pour l'APD du projet de Kaléta en 2007.

2.4.6.1.3.1. Caractéristiques du bassin versant

Le fleuve « Konkouré prend sa source dans le Fouta-Djalon à proximité de Mamou à une altitude d'environ 950 m. Son cours présente plusieurs changements assez brusques mais conserve une orientation générale axée vers l'ouest jusqu'à son confluent avec la Kakrima. Celui-ci vient du nord-est et draine avec son affluent principal, le Kokoulo, un sous-bassin un peu moins arrosé mais sensiblement plus étendu que celui du Konkouré supérieur. Après son confluent avec le Kakrima, le Konkouré coule en direction sud-ouest, reçoit en rive gauche la Mayonkouré issu de la région de Kindia, puis, à quelques kilomètres en aval du pont de la route Kindia-Télimélé, reçoit en rive gauche le Taouli et infléchit son cours vers l'ouest. Il passe alors au niveau de Souapiti et franchit ensuite les chutes de Kaléta après avoir reçu un dernier affluent en rive droite, le Kaga. Au delà du site de Kaléta, le Konkouré oriente de nouveau son cours vers le sud-ouest et reçoit en rive gauche le Badi.

La superficie du bassin versant au niveau du site de Kaléta est de 11 380 km².

L'altitude moyenne du bassin versant est voisine de 600 m. À l'amont des chutes de Kaléta, le niveau du fleuve en très basses eaux est d'environ 99 m.

Le bassin est bordé au nord et au nord-est par le massif du Fouta-Djalon dont les sommets dépassent 1 200 m. La majeure partie du bassin a cependant un relief mamelonné de plateaux dont l'altitude est comprise entre 200 et 1 000 m. La vallée du Konkouré et celles de ses principaux affluents offrent souvent un profil en travers en gradins, comportant une succession de falaises gréseuses et de terrasses.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.1.3.2. Géologie

Du point de vue géologique l'ensemble du bassin du Konkouré se présente comme un vaste massif primaire reposant en discordance sur le socle précambrien granito-gneissique.

Toutes les formations sont recouvertes d'un important manteau d'altération, relativement perméable et favorisant l'atténuation du ruissellement de surface. Sur les grès silicieux ce manteau est généralement constitué de sables perméables souvent recouverts d'une carapace ferrugineuse. L'altération des schistes et des dolérites conduit à la formation de latérites et de cuirasses ferrugineuses ou bauxitiques. Sur certains plateaux, on rencontre des formations latéritiques très puissantes (« bowés ») dont la surface forme une carapace cuirassée, pratiquement imperméable aux eaux de pluies et favorisant localement le ruissellement. Les grès, fortement fracturés, ont une certaine perméabilité en grand qui leur confère une capacité de rétention non négligeable. Ce pouvoir de rétention s'ajoute à celui de leurs sables de décomposition pour favoriser le soutien des étiages pendant la saison sèche.

2.4.6.1.3.3. Climat

Le bassin versant du Konkouré est soumis à un climat tropical de transition qui est caractérisé par une saison sèche en hiver et une saison humide en été avec une température moyenne élevée et une pluviométrie annuelle relativement forte.

Les caractéristiques de ce climat s'expliquent par le mécanisme de la circulation de deux masses d'air :

- l'harmattan qui est un air continental tropical, sec et très chaud en été, provenant du Sahara. Sa direction générale est nord-est;
- la mousson qui est un air équatorial maritime, humide, instable et plutôt frais. De direction générale sud-ouest, il provient de l'anticyclone de Sainte Hélène.

Il y a un mouvement de bascule entre l'harmattan et la mousson. Celle-ci dans son incursion vers le nord pénètre sous l'harmattan. La trace au sol de la surface de contact entre ces deux masses d'air est appelée le Front Inter Tropical (FIT).

En avril, l'arrivée du FIT sur le bassin est marquée par une élévation du degré hygrométrique au sol et la formation de tornades sèches mais avec très peu d'averses.

Ensuite, l'épaisseur du coin d'air de la mousson augment progressivement et les premières tornades se produisent en s'alignant sur une ligne est-ouest parallèle au FIT. Quand l'épaisseur du coin d'air atteint 2 000 m des séries de tornades se produisent. Ces tornades sont courtes, violentes et ne couvrent qu'une surface assez limitée à quelques centaines de km². Lorsque l'épaisseur de la mousson est maximale, les formations nuageuses instables de cette masse d'air donnent lieu à des pluies de mousson, à caractère continu, beaucoup moins intenses mais pouvant durer plusieurs heures.

Enfin, en septembre-octobre, le FIT redescend vers le sud avec diminution puis absence de précipitations. De novembre au début avril, on n'observe pratiquement pas de pluies.

La température de l'air à Souapiti est élevée et varie peu au cours de l'année et d'une année à l'autre. Les températures maximales absolues sont les plus fortes entre février et avril (41 à 44°C en général) et les moins élevées en août et septembre (34 à 37°C).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les températures minimales absolues passent par un maximum au cœur de la saison des pluies (19 à 22°C) et par un minimum en décembre et janvier (8 à 17°C). L'écart diurne de température est très important quand règne l'harmattan (25 à 30°C de janvier à mars) et diminue très sensiblement avec l'arrivée de la mousson (13 à 18°C en août-septembre). Les températures moyennes mensuelles sont maximales de février à avril (28°C) et minimales en août (25°C). »

2.4.6.1.3.4. Végétation

Sur la majeure partie du bassin, la végétation est de type « savane boisée guinéenne » avec des galeries forestières dans les fonds de vallée. En altitude, on passe à une savane arbustive moins développée, puis à la prairie des hauts plateaux.

Les zones de cultures sont peu importantes et souvent limitées aux terrains alluvionnaires où se trouvent les villages. Il s'agit essentiellement de cultures vivrières (manioc, riz) et de quelques plantations de palmiers à huile, bananiers, ananas et cocotiers.

La relative importance du couvert végétal est un facteur favorable à la rétention de l'eau et à la diminution du ruissellement et de l'érosion.

En ce qui concerne la zone en amont du projet, il apparaît au vu de l'analyse des photos satellites disponibles que la zone est fortement occupée (plusieurs villages et la grande majorité des espaces sont occupés par des cultures ou des jachères. Il ne reste que très peu de zones naturelles ou forestières (à l'exception des forêts galerie le long des martigaux)

Les forêts-galeries longent les cours d'eau et sont en générale limitées à un rideau d'arbres le long de chaque berge. La densité, la hauteur et la largeur de la végétation sont variables et fonction de l'importance du cours d'eau. Certaines galeries auront une largeur de 2-3 m et d'autres 20 à 80 m, voire plus. Cette formation est généralement très productive et contient, 350 t. en moyenne de matières sèches par hectare.

Les forêts-galeries sont pluristratifiées:

- une strate inférieure constituée de plantes herbacées et d'arbustes;
- une strate moyenne dont le recouvrement est relativement important (60%) et souvent constituée par des palmiers à huile (Elaeis guineensis);
- une strate supérieure non recouvrante (recouvrement moyen de 10%);

Sur les pentes entre la rivière et le plateau (Bowé), nous pouvons observer la présence de savane guinéenne (ou des cultures) sur des zones anciennement occupée par la forêt dense mésophile. Ce type de végétation devrait représenter entre 80 et 90 % de la superficie total qui sera inondée si nous considérons que les plateaux seront épargnés. La strate arbustive est d'environ 30% alors que la strate arborescente représente un recouvrement moyen d'environ 10%.

Sur le plateau nous trouvons en final surtout de la savane herbeuse. Cette savane est caractérisée par l'absence ou la rareté des arbres et des arbustes. Ce type de végétation est généralement localisé sur les plateaux cuirassés (Bowé). La strate arbustive peut constituer jusqu'à 30% du recouvrement.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.1.4. Population

La densité de population dans la zone du projet est présentée à la figure suivante :

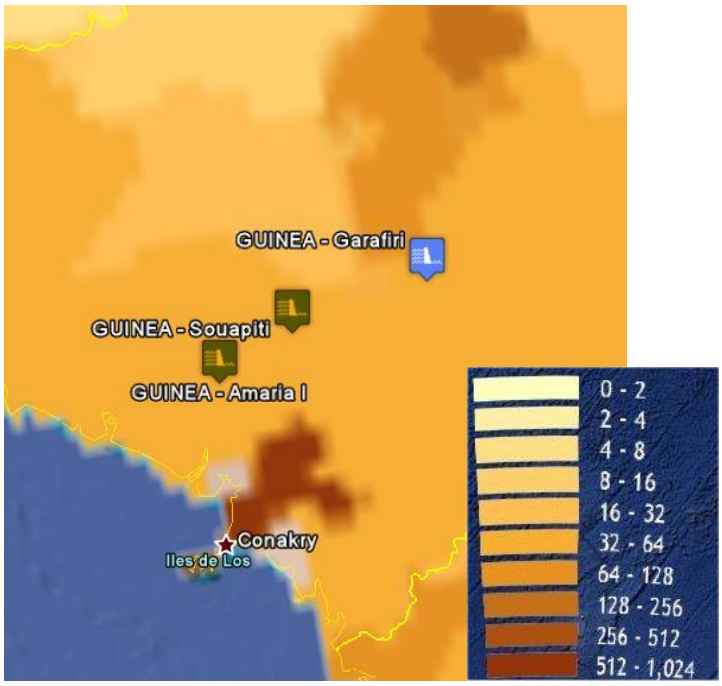


Figure 56: Densité de population dans la zone du projet

De cette Figure 56 il apparaît que la grande majorité du site se trouve dans une zone avec une densité de population de 16 à 32 h au Km². Si le réservoir fait 625 km² la population touchée serait comprise entre 10.000 et 20.000 personnes (la première estimation était de 40.000). Cela représente plusieurs villages, ce qui est confirmé par l'observation des photos satellites.

2.4.6.1.5. Impact du projet sur l'environnement

Les symboles utilisés sont présentés en début d'ouvrage et les explications des choix retenus sont présentées à la suite du tableau.

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Eaux de surface		N, Mo, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Faune			N, Ma, c, Di, P, Im
Population (déplacement)	x	N, Ma, c, Di, P, Im	
Socio-économie'	N, mi, p, Di, T, Im	N, Ma, c, Di, P, Im	P, Mo, c, Di, P, Im
Santé sécurité	x	N, M0, c, Di, P, Im	N, M0, c, Di, P, Im

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.1.5.1. Micro climat et qualité de l'air

Durant les travaux un impact sur la qualité de l'air sera perceptible dans les zones de travaux.

Après la réalisation, la grande superficie du lac (plus de 600 km²) influencera localement le micro-climat et ceci principalement en saison sèche. La retenue devrait jouer un rôle tampon dans les variations de température et assurer un taux d'humidité élevé.

2.4.6.1.5.2. Sol et l'eau du sol

Les principaux impacts sont une perte importante d'espaces (pertes de sol), et la modification du régime des nappes phréatiques. Ce dernier aspect ne peut pas être quantifié à ce stade.

2.4.6.1.5.3. Eaux de surface

Pendant les travaux, nous enregistrerons d'abord une modification de la turbidité suite au détournement de la rivière. Avec la présence de la retenue, les impacts seront majeurs car le débit sera changé et la qualité des eaux sera également changée. Au début, la décomposition des végétaux augmentera l'eutrophisation et plus loin dans le temps, c'est la stagnation des eaux qui pourrait entraîner des modifications de la qualité de celles-ci. Cette modification peut avoir des impacts en aval sur la végétation et l'ensemble de la biodiversité et ce jusqu'a l'estuaire comme explicité plus loin.

2.4.6.1.5.4. Végétation

Comme pour tout grand barrage, l'impact sur la végétation sera multiple et majeur. En premier lieu de nombreux hectares de zones naturelles seront noyés et détruites. Ce seront principalement des forêts-galeries et de la savane guinéenne (ou des cultures). Il reste très peu de zone de forêts mésophiles dans cette région, mais l'étude d'impact en cours devra le préciser.

Ensuite, la modification du régime hydrique dans la région et en aval et l'évolution des peuplements humains vont également entraîner graduellement mais inévitablement un profond changement de la végétation dans la zone du projet. Nous verrons apparaître une intensification des cultures et des brûlis, une augmentation des besoins en bois d'œuvres, etc.

En aval avec la modification du régime (plus régulier) et de la qualité des eaux, nous verrons une modification des forêts-galeries, et probablement comme le laisse supposer des premières études une modification de la dynamique des mangroves dans l'estuaire. Les mangroves sont en effet fort sensibles à l'alternance des arrivées d'eau douce et salée et leur production est également fonction de l'apport en nutriments apporté par les fleuves et rivières.

2.4.6.1.5.5. Faune

La construction, et surtout la mise en eaux, détruira un grand nombre d'espèces terrestres et surtout leurs biotopes. L'impact sera donc majeur. Ensuite le changement de régime de la rivière (qui devient un lac), entraînera un profond changement en termes d'écologie aquatique. De nombreuses espèces devront migrer vers l'amont (principalement celles qui ne vivent que dans des eaux courantes). Une barrière s'installera entre les espèces en amont et celles en aval (pas de remontée possible).

Comme pour la végétation, les espèces en aval devront également s'adapter à connaître un régime moins changeant et avec une eau probablement moins productive (après la période de décomposition des végétaux). Cette modification se fera probablement sentir jusque dans l'estuaire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pour la faune terrestre, l'évolution des peuplements humains suite au déplacement des populations et à l'arrivée de nouveaux habitants attiré par l'opportunité d'emploi ou d'activité entraînera également une forte augmentation de la pression. Un dernier élément à prendre en compte est l'effet de coupure du lac qui peut (à vérifier) entraîner un isolement de certaines populations d'animaux.

2.4.6.1.5.6. Impacts socio- économiques

- **Impact sur la population**

Sur base des informations (fragmentaire) et d'une première évaluation, l'impact sur les populations sera majeure et fortement négatif car entre 10.000 et 40.000 personnes devront être déplacées. Ce chiffre est énorme et entraînera un grand nombre de difficultés en terme de plan de déplacement (nouveaux arrivants pour bénéficier des indemnités, manque d'espace dans la région, fraude, etc.).

Après la construction, la superficie du lac provoquera également beaucoup de problème de communication entre les villages et pour les habitants au nord du projet et de la ville de Télimélé qui doivent se rendre à Conakry. La route principale (la N24) sera noyée, et une nouvelle route devra être construite (via Souapiti ou Fria).

- **Impact économique**

Le déplacement de la population entraînera de grosses pertes économiques pour cette population (bien de production, arbres, champs, cases, maisons, greniers, …). Une estimation chiffre entre 11000 et 13000 ha de terres cultivables qui seront perdues[2].

Ces biens ne pourront pas être indemnisés en totalité.

Ensuite, la présence du lac aura des effets divers, tant bénéfique que négatif. Les effets bénéfiques sont bien sûr la possibilité de développer de nouvelles activités (pêche, pisciculture, cultures irriguées, …). De même la production électrique aura un bénéfice certain, mais pas pour les mêmes populations.

En ce qui concerne les effets négatifs, en plus de la perte des unités de production, l'isolement de la zone de Télimélé peut avoir un effet certain sur l'activité économique de cette région. De même, si la modification du régime hydrique entraîne un effet sur l'estuaire, l'activité pêche dans cette zone pourrait être affectée.

2.4.6.1.5.7. Impact sur la santé et la sécurité

Des accidents durant les travaux sont plus que probables, et l'impact de la construction est donc à considérer comme négatif. Une bonne prévention sera nécessaire tant en ce qui concerne les travailleurs que la population.

La présence du lac, lui, peut entraîner une modification de la prévalence des maladies en relation avec l'eau (malaria, onchocercose, …), ce qui représente également un impact négatif en termes de santé. Un autre aspect est l'effet de coupure qui entraînera pour une certaine population un accès aux soins de santé beaucoup plus difficile et laborieux, car plus distant.

---

[2] source : Karim Samoura – Contributions méthodologiques à l'évaluation environnementale stratégique de l'exploitation du potentiel hydroélectrique des bassins côtier en milieu tropical : cas du Konkouré, en Guinée – Université du Québec à Montréal – Janvier 2011

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

D'autres impacts sont également possibles mais à ce stade nous n'avons pas l'ambition de couvrir l'ensemble des aspects.

2.4.6.1.6. Conclusion

Nous pouvons dire que l'impact de ce projet (même avec des mesures d'atténuation de grande ampleur), sera très important et négatif, essentiellement suite à l'étendue du lac de retenue. En effet, la construction de cet ouvrage devrait entraîner un déplacement de 10 000 à 40 000 personnes. Si la superficie de la retenue est réduite et si l'investissement est augmenté de 15% pour garantir qu'un plan de déplacement et de réinstallation des populations est mis en œuvre combiné avec un plan d'action environnemental, l'actualisation des études du projet et sa réalisation peut être envisagée.

2.4.6.2. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE AMARIA

2.4.6.2.1. Description du projet

Le Site de Amaria se trouve en Guinée Maritime en aval de la confluence entre le Konkouré et le Badi, à quelques kilomètres en aval du barrage de Kaléta et à 10 km au sud de la ville minière de Fria. Le barrage préconisé sera en terre pour une cote de retenue normale de 93 m et une puissance installée de 665 MW.

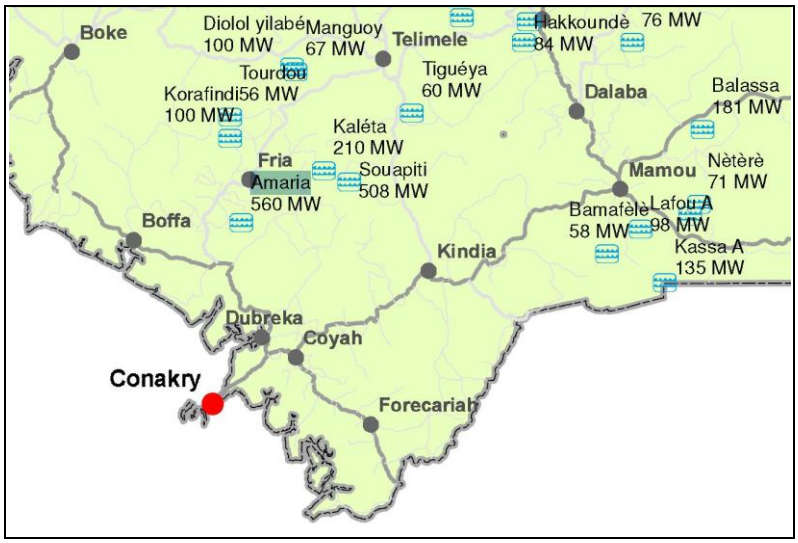


Figure 57: Localisations des barrages Souapiti, Kaléta et Amaria

Pour ce site, nous n'avons pas trouvé d'estimation de la superficie inondable, qui devrait cependant être moins importantes que pour Souapiti. Une étude récente estime cependant la perte en terrain cultivable à environ 10% de celle de Souapiti[3].

Comme pour Souapiti, le projet est justifié car il permettra d'assurer une production pour des sites miniers et profitera des infrastructures (ligne) déjà construite pour les autres projets dans la région.

[3] Source : Karim Samoura – Contributions méthodologiques à l'évaluation environnementales stratégique de l'exploitation du potentiel hydroélectrique des bassins côtiers en milieu tropical : cas du Konkouré en Guinée – université du Québec à Montréal – Janvier 2011

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.2.2. Situation initiale de l'environnement

En l'absence d'étude précise sur ce projet, nous pouvons considérer que la description réalisée pour le projet Souapiti est une base valable, confirmé par l'étude des cartes pédologiques de la région[4] .

2.4.6.2.3. Population

Nous restons dans une zone avec une population moyenne de 16 à 32 pers.au km².La densité de la population est estimée à 29 hab. /km² pour la Guinée Maritime. Si le réservoir fait 10% de celui de Souapiti, la population qui pourrait être affectée serait d'environ 1000 à 2000 personnes.

2.4.6.2.4. Impact du projet sur l'environnement

Le projet d'Amaria est peu documenté en matière d'études environnementales ou de faisabilité. Au vue du peu d'information sur le projet, nous ne pouvons pas établir une matrice des effets sur l'environnement raisonnable.

L'exploitation de ce site, situé non loin de l'estuaire du Konkouré, présenterait quelques menaces importantes pour l'environnement, les infrastructures et les implantations humaines en zone côtière. C'est pourquoi sa réalisation est rarement envisagée par les autorités guinéennes.

L'impact de ce projet devrait être nettement moins important que pour le barrage de Souapiti, sauf en ce qui concerne l'impact sur la mangrove.

Seule l'obtention de photos satellites détaillées ou une mission de terrain nous permettrons de préciser les impacts potentiels.

2.4.6.2.5. Conclusion

Le projet aurait un impact important sur l'environnement, notamment sur les mangroves. Cependant, peu d'informations sont disponibles pour dresser un diagnostic complet des impacts sur la région.

2.4.6.3. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE SAINT-PAUL

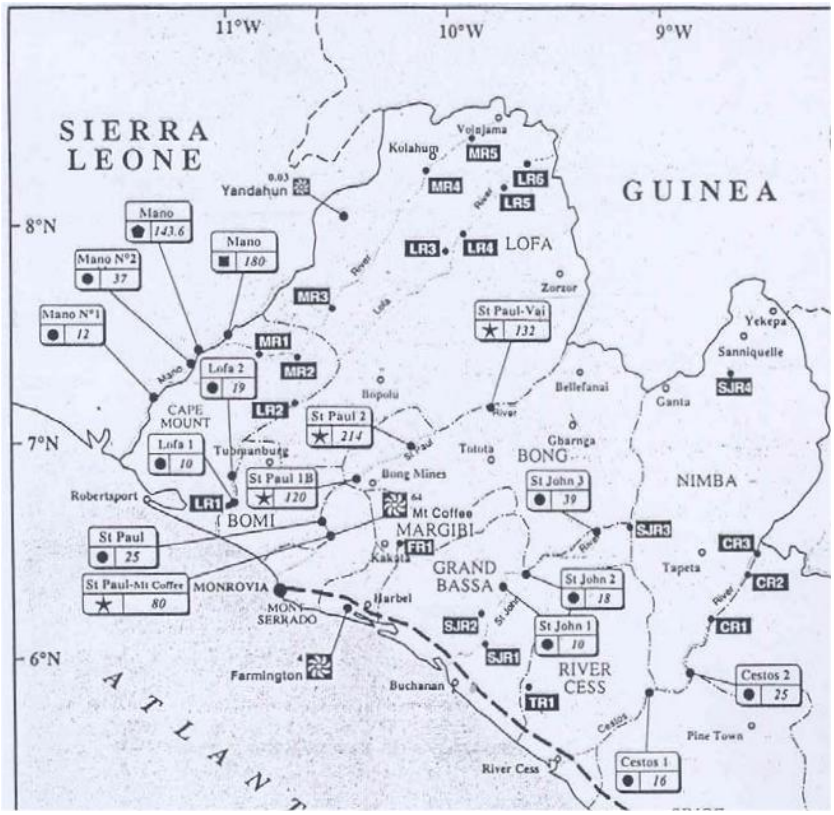
La rivière Saint-Paul a environ 52% du potentiel hydro du Liberia. Sur cette rivière plusieurs ouvrages étaient programmés. En août 2007 une étude[5] mentionnait que le « *projet hydroélectrique est la mise en valeur du Fleuve Saint Paul qui est une ressource locale potentielle, pourrait contribuer à satisfaire les besoins du Libéria dans le long terme.* »

Les différents sites potentiels sont présentés dans la figure ci-après.

[4] Carte de la reconnaissance pédologique au 1/5000.000 de la RPR de Guinée

[5] Le projet de rapport du plan d'urgence d'approvisionnement en énergie pour résorber le déficit énergétique auquel sont confrontés les pays de la CEDEAO

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval



Site potentiel pour les projets Hydro au Liberia.

En 2008, une étude a été réalisée6 qui préconise de réaliser le projet Mount Coffee et concluait que « *The Optimum Project is deemed to include a four-unit, nominal 66 MW installation at the existing Mt. Coffee facility. In addition and in order to supplement dry season streamflow serving Mt. Coffee, the Optimum Project also includes a new two-million acre-foot storage reservoir constructed near the confluence of the St. Paul and Via Rivers. The estimated annual energy generation of the Optimum Project is 435 GWh.* »

Ce lac réservoir situé fort en amont de la centrale devra alimenter la centrale durant la saison sèche. Ce réservoir aura cependant un impact important sur l'environnement car il est en grande partie situé dans une zone de forêt classée « la forêt de Lorma ». Il couvrira 208 km² et il entraînera le déplacement d'environ 6 villages et 1200 personnes (estimation de 2007). A cela il faudra ajouter l'impact indirect (diminution des ressources pour les populations vivant en bordure du lac), la disparition des passages à gué en saison sèche en aval du barrage et par conséquent les possibles pertes de relation social entre les deux rives.

Les autres effets important sont présentés dans la matrice ci après.

[6] Technical and Financial Feasibility Study for the Reconstruction and Expansion of the Mount Coffee Hydropower Facility in Liberia – 2008 (Stanley Consultant)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Eaux de surface		N, Mo, c, Di, T, Im	N, Ma, c, In, P, Im
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Ini, P, Im
Faune	N, mi, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Ini, P, Im
Population (déplacement)	x	N, Ma, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Socio-économies'	N, mi, p, Di, T, Im	-, Mo, c, Di et In, T, Im	P, Mo, c, Di, P, Mo
Santé sécurité	x	N, M0, c, Di, T, Im	N, M0, c, Di, P, Co

Ce projet semble déjà décidé et un projet considéré comme prioritaire dans le cadre du développement du système électrique CLSG. L'impact environnemental sera cependant très important et le projet difficile à mettre en œuvre.

2.4.6.3.1. Les autres projets sur la rivière St Paul

Les anciennes études avaient également identifié le projet St. Paul 4 et V.1 qui consistait en plus de la construction du barrage sur la rivière Via à construire en plus une petite retenue sur la rivière St. Paul et un canal de communication entre le lac et ce barrage. Ce projet entraînera des effets sur l'environnement (probablement pas sur la population) encore plus important mais devrait permettre la production d'énergie à partir du lac de barrage Via.

Un second projet identifié est le projet en aval du lac de barrage Via, dénommé St. Paul 2. Ce barrage devrait permettre une production importante, mais nous n'avons pas d'indication sur la nature de cet ouvrage ni l'ampleur de ses impacts. Si tous les impacts définit pour l'aval restent du même ordre, les impacts en amont seront probablement moins important mais seule l'analyse de la surface du lac nous permettrait d'évaluer avec précision ces aspects. De même, il n'est pas claire si les productions annoncées intègrent ou pas la construction du réservoir Via.

Un troisième projet, dénommé SP – 1B sera en aval de St Paul 2, à proximité du village de Fauta. Pour ce projet nous manquons également d'information pour évaluer son impact sur l'environnement. Nous pouvons observer qu'il est dans une zone déjà plus peuplée et qu'il y a donc un risque qu'il impact une population plus importante (voir figure ci après), mais moins de zones naturelles.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 58 : Densité de population au Liberia

2.4.6.3.2. Conclusion

Nous pouvons dire que si la rivière St Paul et son affluent Via présente un potentiel indéniable, la mise en valeur aura un impact important sur l'environnement.

Le projet qui aura le plus grand impact environnemental sera le projet de lac de retenue (Saint-Paul Via) mais celui-ci augmentera la productibilité des autres projets (Saint Paul 1 B, 2, …). Il est important de noter que ces autres projets auront aussi un impact sur l'environnement.

Etant donné que les projets sont dans le même bassin hydrographique, et donc liés, avec en plus des conséquences environnementales importantes, une étude globale est recommandée afin de définir un plan global d'aménagement hydroélectrique de la rivière et de son affluent et ainsi de minimiser les impacts négatifs.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.4. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE MANO RIVER

Deux projets sont prévus sur la rivière de « Mano » entre le Sierra Leone et le Libéria. La figure ci-après reprend également les zones protégées.

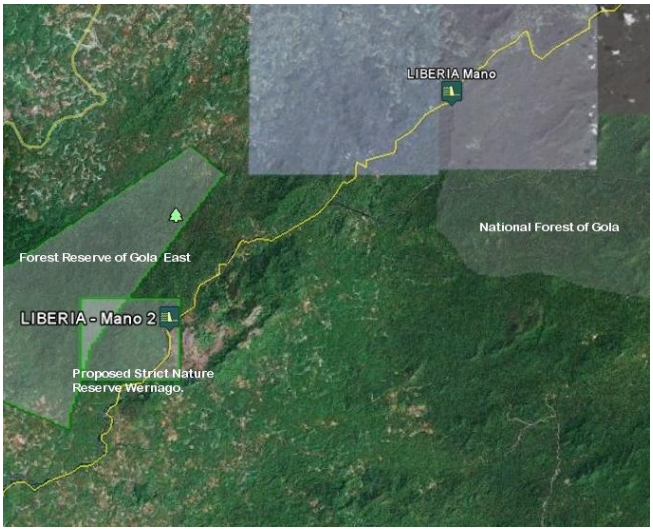


Figure 59 : Site pour les projets Mano et emplacement des zones protégées.

Pour les deux sites, le réservoir affectera partiellement des zones protégées ; soit au Sierra Leone, soit au Liberia.

Aujourd'hui, il apparaît que le site de Mano 2 serait plus propice et également proche de la ville de Kongo (petite ville minière) mais seule une étude détaillée de la situation actuelle et de la localisation de la zone « Wernago » proposée pour être protégée permettrait de mieux préciser le choix.

Un chemin de fer arrivait également à Kongo et au Sierra Leone, et le redéveloppement des activités minières offre un intérêt. Par contre, comme déjà signalé dans des études antérieures, la production pour les deux pays devrait résoudre le problème des fréquences différentes (50 Hz au Sierra Leone et 60 au Liberia).

2.4.6.4.1. Conclusion

Il existe deux sites pour lesquelles le réservroir affectera des zones protégées soit en Sierra leone, soit au Liberia. Aujourd'hui, il apparaît que le site de Mano serait plus propice.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.5. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BUMBUNA

2.4.6.5.1. Description du projet

Le projet hydroélectrique de Bumbuna, situé dans la région de Kalansogoia sur la rivière Seli, présente différentes phases avec un potentiel maximal de production de 275 MW.

La première phase est un barrage à 2.4 km au-dessus des chutes de Bumbuna. Commencé en 1986, le projet fût stoppé à cause de la guerre civile en 1997. Le projet, mis en service en 2010, consiste en un barrage de 88 m de haut avec deux centrales électriques de 25 MW chacune. Le lac a une étendue de 21 km². Bumbuna 1 varie de 50 MW en saison humide, à 18MW en saison sèche. Néanmoins, on suppose ici une gestion annuelle du réservoir qui permet de faire face à la pointe de charge, de sorte que la capacité disponible (à la pointe) correspond à la capacité installée de 50 MW.

La deuxième phase, prévue pour 2017, consiste en l'extension du site existant (pour passer de 50 à 400 MW) et en la construction d'un barrage à Yiben en amont. D'après les études antérieures, ce barrage entraînera la formation d'un lac d'une superficie entre 122 km² (estimation dans l'EIE sur base de l'étude de faisabilité de 1980) et 190 km² (recalcul de la surface délimité en 1980). Le lac est présenté plus loin dans ce chapitre

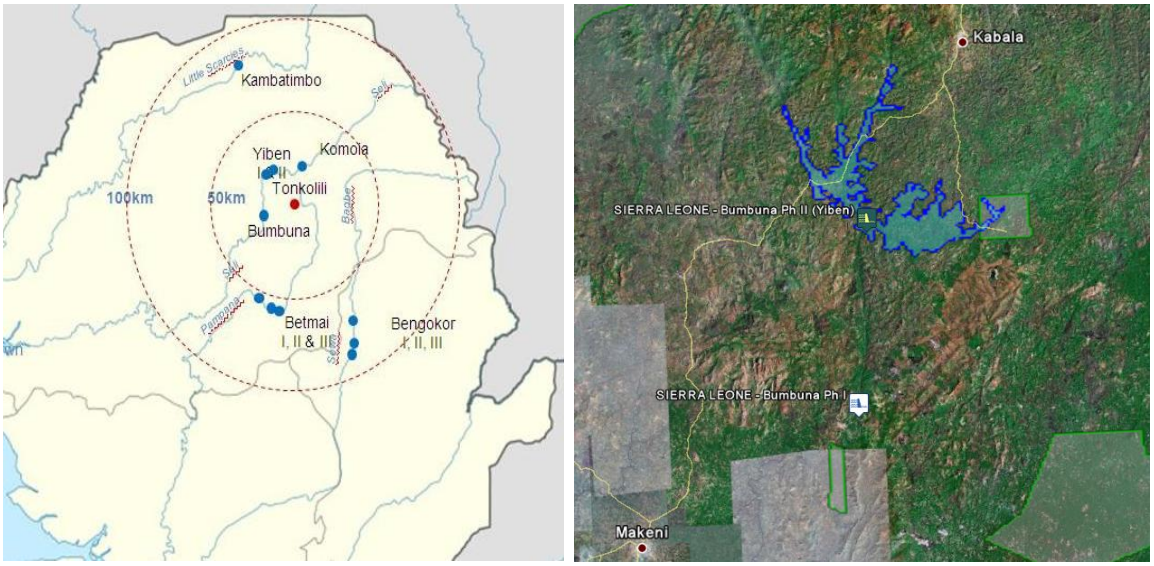


Figure 59: Localisations des barrages Bumbuna et Bumbuna (Yben)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 60 : Barrage existant de Bumbuna, plateforme et tour d'entrée

A ce stade, nous n'avons pas d'informations précises sur le second barrage (Bumbuna Yiben), et nous avons pris en considération le projet de 1980 avec une retenue d'environ 190 km².

L'évacuation de l'énergie produite à Bumbuna devrait elle être assurée par une ligne de 161 kV vers Freetown.

2.4.6.5.2. Situation initiale de l'environnement

Etant donné que nous disposons de peu d'informations sur le projet Bumbuna (Yiben), les points suivants se basent largement sur l'Etude d'Impact Environnemental du projet Bumbuna phase 1, réalisé par Nippon Koei UK en 2005. En effet, le nouveau projet se trouve à 28 km en amont de l'existant et nous supposons donc que le contexte du milieu ne devra pas être fort différent. Cependant, sur certain point, une étude plus précise devra être réalisée sur le site même du nouveau projet.

2.4.6.5.2.1. Conditions physiques

Les éléments importants sont la pluie et le débit de la rivière. En effet, le captage est distinct entre la saison sèche et la saison humide (de mai à octobre). La pluviométrie moyenne annuelle est de 2635 mm, avec un maximum de 594 mm en août et un minimum de 0. Le débit moyen maximum de la rivière Seli à Bumbuna est de 331 m³/s en Septembre et un minimum de 6.1 m³/s en Mars. Les plus grands débits de pointes sont entre Juillet et Octobre (600 et 1200 m³/s). La moyenne annuelle est de 113 m³/s, ce qui équivaut à 890 mm annuel de pluie.

Le sol dans la région reflète le lessivage dû aux pluies abondantes. Ils sont fortement acides et de faibles fertilités, avec la plus part des nutriments dans les couches superficielles où l'humus (végétation en décomposition) est présent.

2.4.6.5.2.2. Qualité des eaux

Le Seli est une rivière typique de l'Afrique de l'ouest, fortement influencé par les variations saisonnières de la pluie. Les caractéristiques principales de l'eau sont :

- Faible concentration en sel dissous ;
- Faible concentration en nutriment ;
- Haute concentration en oxygène dissous et basse valeur de la DBO et DCO ;
- Peu de pollution ;
- Pas de variation majeure dans la qualité des eaux de l'amont vers l'aval ou au cours d'une journée.

2.4.6.5.2.3. Végétation

La végétation peut généralement être décrite comme une mosaïque de forêts et de savanes. En 2004, un recensement montrait 155 espèces dont certaines sont enregistrées comme en danger (*Tieghemella heckelii*) ou vulnérable (*Entandrophragma utile, Lovoa trichilioides, Nauclea diderrichii* et *Terminalia ivorensis*).

Il y a une zone classée qui pourrait être impactée par le projet (Parc National Lac Sofon).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

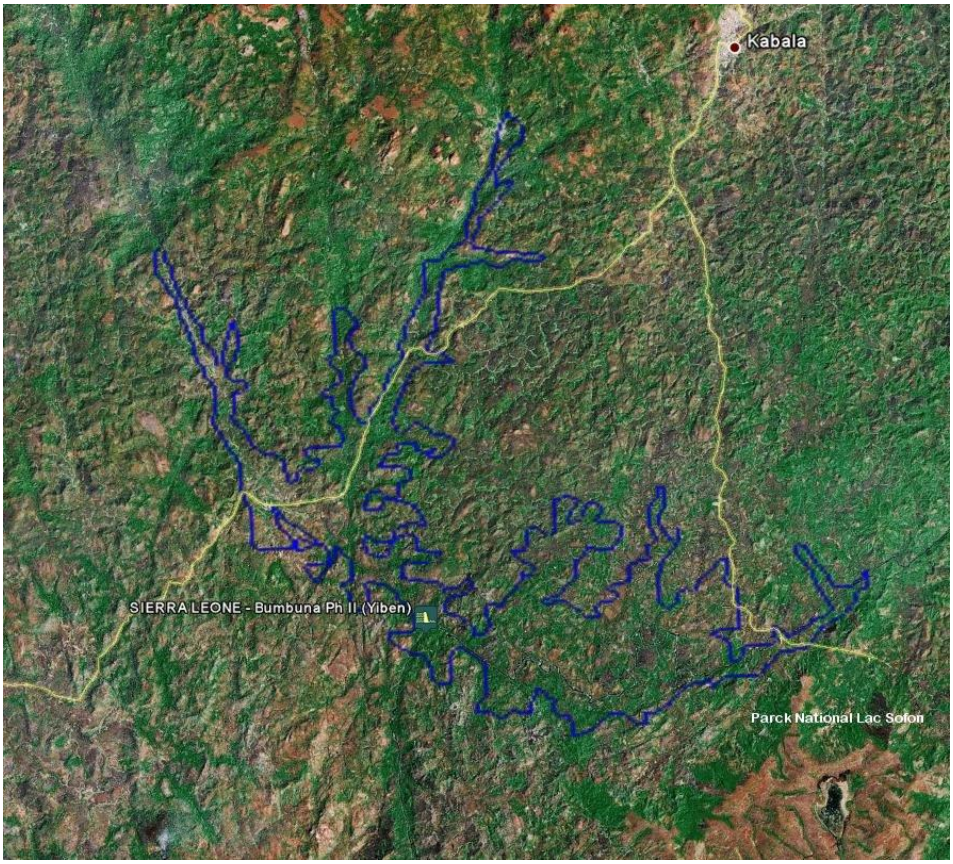


Figure 61: zone du lac du barrage

2.4.6.5.2.4. Faune

En 2004, 13 espèces de mammifères étaient recensées, dont le chimpanzé (espèce en danger), *Cephalophus silvicultor* (espèce vulnérable), 3 espèces de rongeurs *: Praomys jacksoni- malacomys* et *Praomys tullbergi.*

Une étude spécifique sur le chimpanzé précise qu'il y a plusieurs communautés. L'habitat pour l'espèce n'est pas considéré comme critique par la Banque Mondial. D'autres espèces de primates ont été observées comme le Cercopithecidae.

Cent vingt huit (128) espèces d'oiseaux ont été enregistrées, dont 12 sont rares mais aucune en danger.

Douze (12) espèces d'amphibiens et six espèces de reptiles ont été enregistrées en 2004 mais il n'y en a sûrement plus.

Trente six espèces de poissons des plus importantes familles dans les rivières d'Afrique sont présentes. Il n'y a donc pas d'espèces rares ou endémiques.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.5.2.5. Population

La densité de population dans la zone du projet est présentée à la figure suivante

Figure 62: Densité de population dans la zone du projet

De cette figure, il apparaît que le site de Bumbuna est dans une zone où la densité de population est de 32 à 64 hab. /km². Bumbuna (Yiben) dans une zone moins peuplée où la densité de population de 16 à 32 hab. /km².

La résolution des images en notre possession étant très mauvaise cela ne nous permet pas de discerner des villages aux alentours de Bumbuna (Yiben).

La région est relativement isolée et sous développée, excepté pour le village de Bumbuna mais qui n'est pas concerné par notre projet.

Le groupe ethnique le plus important est les Limba avec des petites proportions de Mende, Fula et Temme. Ils ont leurs propres traditions mais ont de grandes similitudes comme les sociétés traditionnelles secrètes, utilisation de la langue Krio et leurs religions (traditionnelle, catholique et Islamique).

2.4.6.5.3. Impact du projet sur l'environnement

Les symboles utilisés sont présentés dans la méthode et les explications des choix retenus sont présentées à la suite du tableau.

Impact sur :	**Etudes et préparation**	**Construction**	**Présence et utilisation**
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Eaux de surface		N, mo, c, Di, P, Im	N, mo, c, Di, P, Im
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Ma, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Faune		N, Ma, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Ini, P, Im
Population (déplacement)	x	N, Ma, c, Di, P, Im	N, mo, c, Di, P, Im

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Socio-économique	N, mi, p, Di, T, Im	P, mo, c, In, P, Im	P, mo, c, In, P, Im
Santé sécurité	x	N, mo, c, Di, P, Im	N, mo, c, In, P, Im

2.4.6.5.3.1. Micro climat et qualité de l'air

Durant les travaux un impact sur la qualité de l'air sera perceptible dans les zones de travaux.

Après la réalisation, l'eau de Bumbuna (Yiben) influencera localement le micro climat et ceci principalement en saison sèche. La retenue devrait jouer un rôle tampon dans les variations de température et assurer un taux d'humidité élevé.

2.4.6.5.3.2. Sol et l'eau du sol

Les principaux impacts sont une perte importante d'espace (pertes de sol – estimation : 190 km²), et la modification du régime des nappes phréatiques. Ce dernier aspect ne peut pas être quantifié à ce stade.

2.4.6.5.3.3. Eaux de surface

Pendant les travaux, nous enregistrerons d'abord une modification de la turbidité suite au détournement de la rivière. Avec la présence de la retenue, les impacts seront majeurs car le débit sera changé et la qualité des eaux sera également changée. Au début, la décomposition des végétaux augmentera fortement l'eutrophisation et plus loin dans le temps, c'est la stagnation des eaux qui pourrait entraîner des modifications de la qualité de ces eaux (avec un impact sur des activités comme la pêche). Cette modification peut avoir des impacts en aval sur la végétation et l'ensemble de la biodiversité Cette modification sera atténué car le barrage existant a déjà entrainé des changement.. La modification du débit en période d'étiage peut également avoir un impact important.

2.4.6.5.3.4. Végétation

Comme pour tout grand barrage, l'impact sur la végétation sera multiple et majeur. En premier lieux de nombreux hectares (plus de 100 km²) de zones naturelles seront noyés et détruits. Ce seront principalement des forêts, de la savane ou des cultures. L'étude d'impact devra préciser au mieux l'occupation du sol impactée par le projet.

Ensuite, la modification du régime hydrique dans la région et en aval et l'évolution des peuplements humains vont également entraîner graduellement mais inévitablement un profond changement de la végétation dans la zone du projet. Nous verrons apparaître une intensification des cultures et des brûlis, une augmentation des besoins en bois d'œuvres, etc.

L'impact en aval se fera sentir bien après le barrage Bumbuna plus bas (28 km).

2.4.6.5.3.5. Faune

La construction, et surtout la mise en eaux détruira un grand nombre d'espèces terrestres et surtout leurs biotopes. L'impact sera donc majeur. Ensuite le changement de régime de la rivière qui devient un lac, entraînera un changement en termes d'écologie aquatique. De nombreuses espèces devront migrer vers l'amont (principalement celles qui ne vivent que dans des eaux courantes). Une barrière s'installera entre les espèces en amont et celles en aval (pas de remontée possible – impact déjà existant avec le barrage de Bumbuna mais qui sera renforcé).

Comme pour la végétation, les espèces en aval devront également s'adapter à un régime moins changeant et avec une eau probablement moins productive (après la période de décomposition des végétaux). Cette modification se fera probablement sentir loin en aval.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pour les chimpanzés, l'effet de la perte de l'habitat sera extrêmement négatif, forçant les groupes à migrer. Une attention particulière devra être apporté à cette problématique afin d'éviter une destruction de cette faune par les chasseurs et/ou les ouvrier durant la phase de construction. Il est possible qu'il y ait un fort développement du commerce de viande de brousse pendant cette phase.

Pour la faune terrestre, l'évolution des peuplements humains suite au déplacement des populations, à l'arrivé de nouveaux habitants attirés par l'opportunité d'emplois ou d'activités entraînera également une forte augmentation de la pression.

Durant l'étude d'impact sur l'environnement, il faudra également analyser s'il y a un impact sur le parc national du lac Sonfon.

2.4.6.5.3.6. Impacts socio- économiques

- **Impact sur la population**

La région ne semble pas fortement peuplée mais des villages risquent d'être déplacés. Sur base des informations (fragmentaire) et d'une première évaluation, l'impact sur les populations pourra être important.

Après la construction, la superficie du lac provoquera également beaucoup de problèmes de communication entre les villages et pour les habitants. Des axes de communication importants pour la région seront coupés et la forme du lac en croissant de lune risque d'isoler les populations vivantes dans le centre de la zone.

De plus, ces populations donnent une grande importance culturelle et religieuse à certains sites. La destruction de ceux-ci introduira des dommages psychologiques importants.

- **Impact économique**

Durant la construction, de la main d'œuvre locale pourra être engagée et les échanges économiques locaux seront fortement renforcés, mais uniquement temporairement.

L'impact du barrage pourrait permettre la possibilité de développer de nouvelles activités (pêche, pisciculture, cultures sur zone de marnage irriguées, …). De même la production électrique aura un bénéfice certain, mais pas pour les populations locales. Ce problème avait déjà été souligné par les études antérieures.

Un autre aspect qui sera à prendre en compte est la possible de mieux valoriser les chutes de Bumbura qui est une attraction touristique de la région. De même, le rétablissement de la route entre Kabala et Makeni devra être rétablie afin d'éviter l'isolement des zones du Nord.

2.4.6.5.3.7. Impact sur la santé et la sécurité

Des accidents durant les travaux sont plus que probables, et l'impact de la construction est donc à considérer comme négatif. Une bonne prévention sera nécessaire pour les travailleurs et la population.

La présence du lac peut entraîner une modification de la prévalence des maladies en relation avec l'eau (malaria, onchocercose, …), ce qui représente également un impact négatif en termes de santé.

2.4.6.5.4. Conclusion

Le projet aura un impact majeur sur la faune, la flore et leurs habitats et sur une partie de la population. Cependant, comme il s'agit de l'extension d'un projet existant l'introduction de nouveaux impacts sur l'eau ou en aval sera limitée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.6. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE KETOU (BENIN)

2.4.6.6.1. Description du projet

Le projet de Kétou-Dogo est prévu avec une centrale hydroélectrique de 160 MW sur le fleuve Ouémé avec un productible annuel estimé à 490 GWh.

Le site se trouve au niveau de la forêt du Dogo (voir la figure ci-après) à proximité du village de Bernandingon à environ 150 km de Cotonou. L'accès se fait depuis Paouignan.

Une étude de faisabilité a été effectuée en 1992.

Les principales caractéristiques que nous avons sont :

- Superficie bassin versant : 35 991 km2
- Apports moyens annuels : 4 923 hm3

Figure 63 : Localisation dans le pays

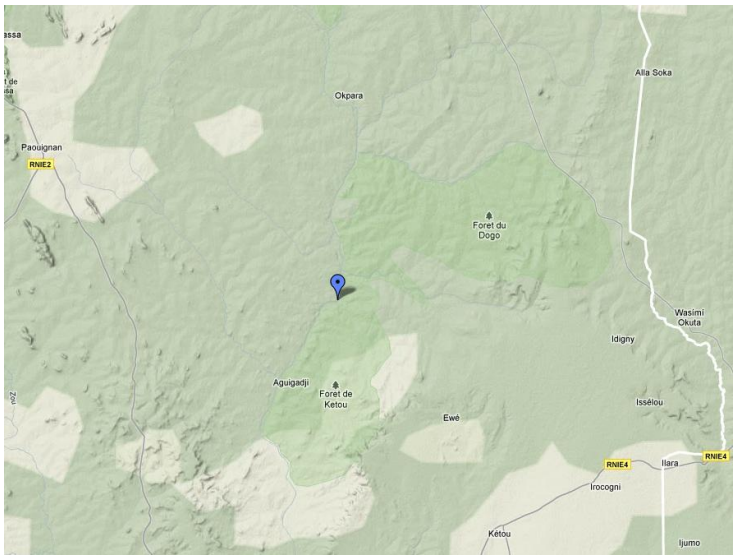


Figure 64: Localisation présumé du barrage

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les études pour l'aménagement optimal du fleuve Ouémé ont été achevées en 1992 avec les conclusions suivantes :

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

L'étude stipule aussi que « cet aménagement aura une forte pression sur l'environnement car la superficie des terres inondées est de 312 km² a retenue normale ». De plus l'observation de la carte montre en effet qu'il s'agit d'une zone au relief peu marqué. Un second impact sera la disparition partielle de la forêt classée du Dogo. Cette zone de 31.850 ha a été érigée en forêts classées par l'arrêté n° 2026 SE du 2 avril 1955.

D'après une étude7 sur cette forêt « La végétation est constituée d'une mosaïque de formations forestières allant des galeries forestières aux savanes arborées et arbustives. ». L'auteur signale également que le relief « est constitué de plateaux de faible altitude (entre 100 et 200 m) caractérisés en certains endroits par des dépressions plus ou moins prononcées ».

Dans cette étude, il apparaît que cette forêt est fort dégradée et exploitée pour la production agricole et de charbon de bois.

2.4.6.6.2. Impact du projet sur l'environnement

Les symboles utilisés sont présentés au début du rapport et les explications des choix retenus sont présentées à la suite du tableau.

Impact sur :	**Etudes et préparation**	**Construction**	**Présence et utilisation**
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Eaux de surface		N, Mo, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Mo, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Faune			N, Ma, c, Di, P, Im
Population (déplacement)	x	N, Ma, c, Di, P, Im	
Socio-économies'	N, mi, p, Di, T, Im	N, Mo, c, Di, P, Im	P, Mo, c, In, P, Im
Santé sécurité	x	N, Mo, c, Di, P, Im	N, Mo, c, In, P, Im

2.4.6.6.2.1. Micro climat et qualité de l'air

Durant les travaux, un impact sur la qualité de l'air sera perceptible dans les zones de travaux. Après la réalisation, la grande superficie du lac (plus de 312 km²) influencera localement le microclimat et ceci principalement en saison sèche. La retenue devrait jouer un rôle tampon dans les variations de température.

2.4.6.6.2.2. Sol et l'eau du sol

Les principaux impacts sont une perte importante d'espace et une possible modification du régime des nappes phréatiques.

7 Utilisation de la télédétection et des SIG dans la gestion durable des aires protégées : cas des forets classées de Dogo-Ketou au Bénin par Folohouncho Bibiane ENONZAN - (DESS) 2010

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.6.2.3. Eaux de surface

Pendant la construction, une modification de la qualité (turbidité) est à craindre avec un impact en aval.

Après la construction, la présence de la retenu, les impacts seront important car la qualité évoluera et le débit moyen également. D'après la littérature, « L'Ouémé est un cours d'eau modérément abondant mais irrégulier. Il connait de décembre à mai une importante saison de maigres avec baisse sévère de son débit. Le débit moyen mensuel observé en février (minimum d'étiage) n'atteint que 2,7 m³/seconde, soit plus de 220 fois moins que le débit moyen des mois de septembre et d'octobre, ce qui témoigne de sa très grande irrégularité saisonnière. Sur la durée d'observation de 45 ans, le débit mensuel minimal a été de 0 m³/seconde (complètement à sec), tandis que le débit mensuel maximal s'élevait à 1.175 m³/seconde. »

La modification du débit moyen et de la qualité (eutrophisation) peut avoir des impacts en aval sur la végétation et l'ensemble de la biodiversité et ce jusqu'au lac Nokoué et la lagune de Porto Novo, les deux estuaires du fleuve.

2.4.6.6.2.4. Végétation

Comme pour tout grand barrage, l'impact sur la végétation sera multiple. En premier lieu, plusieurs milliers hectares de zones naturelles seront détruits et noyés dont la zone de la forêt classée de Dogo. Ce seront principalement des forêts-galeries et de la savane arbustive ou arborée et des cultures.

Ensuite, l'évolution de la dynamique des populations (déplacement des villages, arrivées de nouveaux habitants, …) va entraîner graduellement mais inévitablement un profond changement de la végétation dans la zone du projet. Nous verrons apparaître une intensification des cultures et des brûlis, une augmentation des besoins en bois d'œuvres, en bois de feu et en charbon de bois.

En aval avec la modification du régime (plus régulier) et de la qualité des eaux, nous verrons une modification des forêts-galeries, et probablement une modification de la dynamique des estuaires. Surtout le lac Nokoué, et plus particulièrement la zone de Ganvie. Cette zone est également classée comme site Ramsar.

2.4.6.6.2.5. Faune

La mise en eaux détruira un grand nombre de biotope terrestre (31 200 ha). L'impact sera donc majeur. Ensuite le changement de régime de la rivière (qui devient un lac), entraînera un profond changement en termes d'écologie aquatique. De nombreuses espèces devront migrer vers l'amont (principalement celles qui ne vivent que dans des eaux courantes). Une barrière s'installera entre les espèces en amont et celles en aval.

Comme pour la végétation les espèces aquatiques en aval devront également s'adapter a connaître un régime d'étiage moins prononcé et une variation de la qualité. Cette modification se fera probablement sentir d'une part jusque dans l'estuaire, mais également en amont, car actuellement la zone est peuplée par des espèces plutôt rhéophiles (qui aime les eaux rapide plutôt que stagnantes).

Pour la faune terrestre, l'évolution des peuplements humains entraînera également une forte augmentation de la pression.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.6.2.6. Impacts socio- économique

A ce stade et en fonction de l'information en notre possession, il est très difficile d'estimer l'impact socio-économique.

Sur base d'une densité de population entre 16 et 32 et une surface estimée de 312 km², la population affectée sera de 5000 à 10.000 personnes, soit entre 5 et 10% de la commune de Kétou. Ce chiffre semble possible car la commune de Kétou affiche une la densité de la population rurale de 28 p/km².

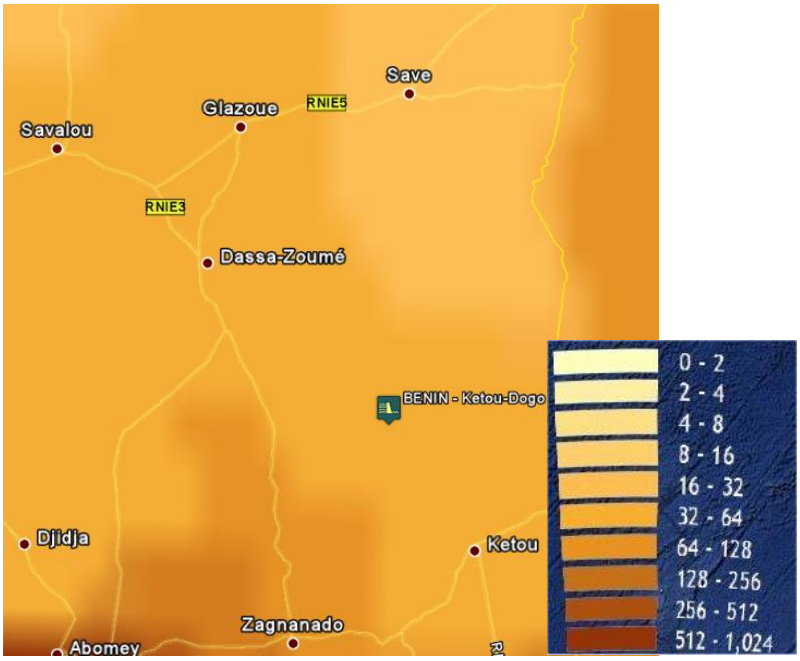


Figure 65: Densité de population dans la zone du projet

2.4.6.6.2.7. Impact sur la population

Sur base de ces informations fragmentaire, l'impact sur les populations sera majeur et fortement négatif. Il est probable que cela entraînera également un grand nombre de difficulté en termes de plan de déplacement car il semble que plusieurs ethnies différentes soient concernées.

Après la construction, la superficie du lac provoquera également certain problème de communication entre les villages. Heureusement aucune voie de communication importante ne devrait être noyée.

2.4.6.6.2.8. Impact économique

Le déplacement de la population entraînera comme pour les autres projets, de grosses pertes économique (arbres, champs, cases, maisons, greniers, bien de production …).

Ces biens ne pourront pas être indemnisés en totalité.

Ensuite, la présence du lac aura des effets divers, tant bénéfique que négatif. Les effets bénéfiques sont bien sûr la possibilité de développer de nouvelles activités (pêche, pisciculture, cultures irriguées, …). De même, la production électrique aura un bénéfice certain, mais pas pour les mêmes populations.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.6.2.9. Impact sur la santé et la sécurité

Comme pour les autres projets, des accidents durant les travaux sont plus que probables, et l'impact de la construction est donc à considérer comme négatif.

La présence du lac lui peut également modifier la prévalence des maladies en relation avec l'eau (diminution de l'onchocercose, augmentation de la malaria …), ce qui représente également un impact en termes de santé.

2.4.6.6.3. Conclusion

L'impact de ce projet (même avec des mesures d'atténuation importante), sera important et négatif, essentiellement suite à l'étendue du lac de retenue. Il est donc essentiel de bien examiner ce problème et de faire une étude d'impact environnementale et sociale détaillée et d'intégrer dès aujourd'hui une augmentation de 15% des coûts de construction pour intégrer les frais d'indemnisation.

2.4.6.7. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE ZUNGERU

2.4.6.7.1. Description du projet

Le projet consistera à réaliser un barrage sur la rivière Kaduna, avec une centrale de 700 MW. Le site proposé en 1972 est présenté à la figure suivante.

Figure 606: Localisation présumé du barrage

2.4.6.7.2. Situation initiale de l'environnement

Le projet se trouve dans l'état du Niger (Nigéria) à 21 km en amont de la ville de Zungeru.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le nouveau barrage viendrait à 83 km en aval du lac Shiroro, où il y a déjà une production électrique et un lac de barrage de grande superficie (312 km²). Des informations sur ce barrage, il apparait qu'il existe un marnage important entre la saison des pluies et la saison sèche. Ce marnage aura donc lieu également dans le lac de Zungeru.

En ce qui concerne la population à déplacer, il ne semble pas que la zone connaisse une densité de population très élevée. De même, de l'observation des photos satellites il n'apparait pas que de nombreux village existent le long de la rivière. Cependant si le nouveau lac devait avoir une superficie importante, la population affectée pourrait être significative.

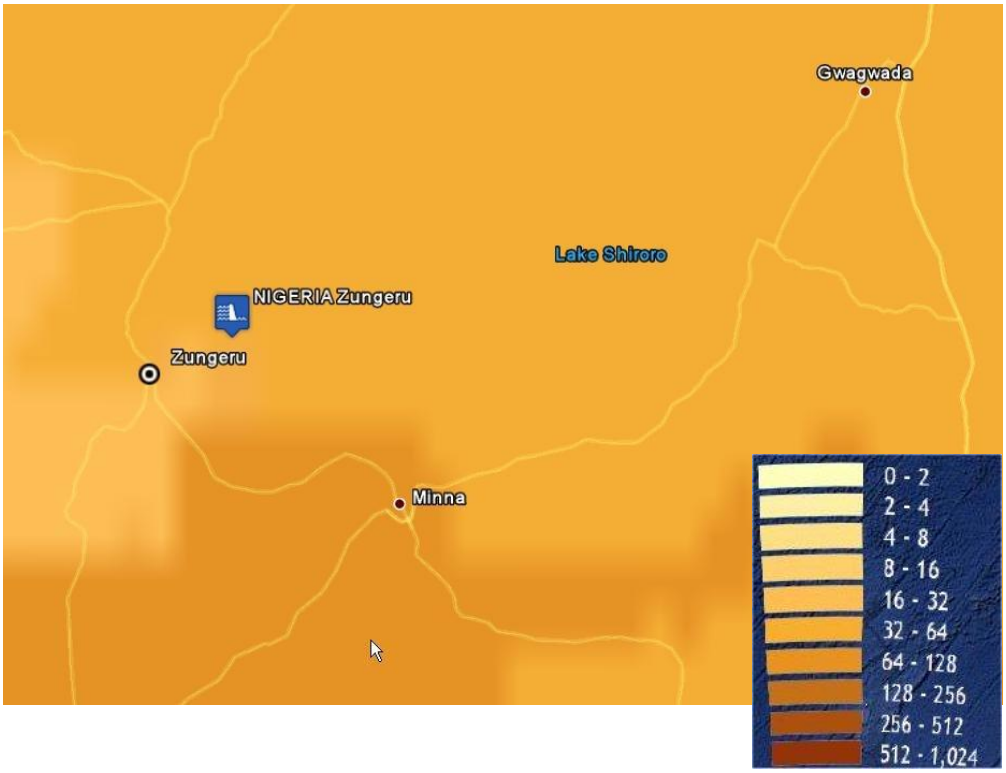


Figure 617: Densité de population dans la zone du projet

2.4.6.7.3. Impact du projet sur l'environnement

Le manque d'information (notamment sur la surface de la retenue, la localisation, la population) ne permet pas de dresser une matrice des impacts environnementaux du projet à ce stade

La construction de ce barrage ne devrait cependant pas avoir un impact important sur le réseau hydrique de la rivière Kaduna, qui est déjà régulé par le barrage de Shiroro.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.8. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE SOUBRE

2.4.6.8.1. Description du projet

Le Sassandra, long de 800 km, prend sa source en Guinée. Le bassin versant du Sassandra en amont du site de Soubré est de 62 000 km² dont une partie est contrôlée par le barrage de Buyo, situé à 60 km en amont. Le débit moyen est de 464 m3/s, soit un apport annuel moyen de 14 milliards de m³.

La puissance du projet de barrage de Soubré est de 270 MW (3 turbines de 90 MW chacune) avec un productible annuel espérée de 1116 GWh.

Figure 628: Localisation géographique du projet

Caractéristiques techniques du barrage

Niveau de retenue	RN 152
Puissance installée (MW)	270
Energie moyenne (GWh/an)	1 116
Nombre de personnes à Déplacer	2 955
Surface du lac de retenue (km²)	De 17,3 à 22,2 (*)

(*) A la cote des plus hautes eaux (PHE) 154,5 m, cette surface passe à 22,2 km. La zone d'influence représentée ci-dessous est à la cote 152.

Les données techniques sont issue de « L'actualisation de l'étude de faisabilité du barrage hydroélectrique de Soubré – Synthèse du rapport réalisé par la Société SOPIE, Juin 2004 ».

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.8.2. Situation initial de l'environnement

Le projet se trouve dans le département du Bas-Sassandra.

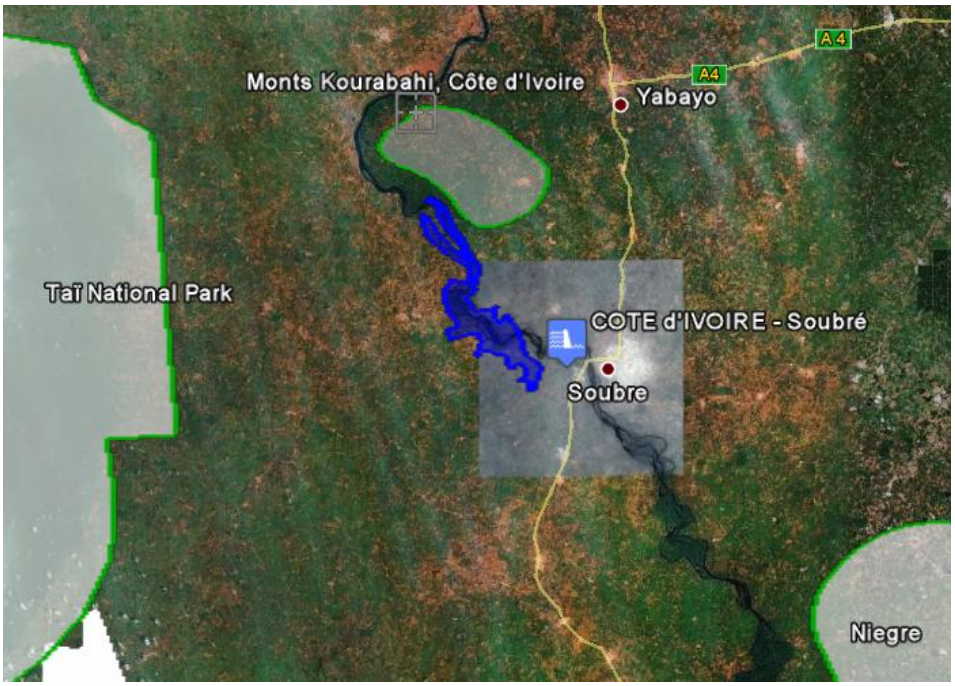


Figure 639 : Le projet et les zones classées

2.4.6.8.2.1. Le relief

Il est constitué d'un ensemble de collines assez uniformes, de plateaux très accidentés qui atteignent à peine 150 à 200 m d'altitude et de bas-fonds larges, plats et marécageux, de pente longitudinale faible.

Cependant, le barrage est prévu dans une zone assez plane. La zone comporte un réseau hydrique déjà fortement développé.

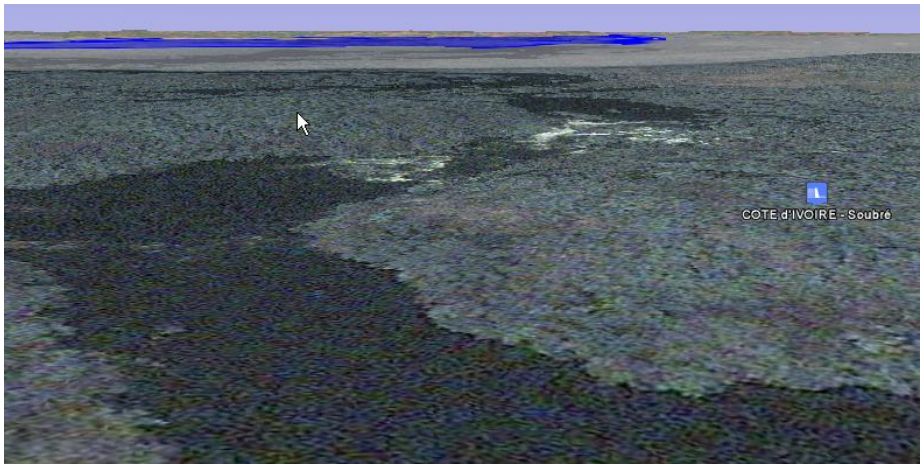


Figure 70 : Relief faible à proximité du barrage

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.8.2.2. Le climat

Le climat de cette zone est de type subéquatorial chaud et humide toute l'année. Il se caractérise par une pluviométrie moyenne annuelle élevée et comprise entre 1700 et 2100 mm/an. La température moyenne annuelle est de 26°C, avec une amplitude très faible.

2.4.6.8.2.3. Les sols

Le sol est de type ferralitique fortement lessivé, les fonds des vallées sont occupés par des sols hydromorphes à texture hétérogène et assez grossière. On y trouve aussi des sols issus de schistes ou de granites dont la texture varie du sableux fin à l'argileux en passant par l'argilo-sableux.

2.4.6.8.2.4. L'hydrographie

Deux grands fleuves parcourent la zone : le Sassandra à l'Est et le Cavally à l'Ouest. Les affluents de ces fleuves irriguent toute la zone. Le régime des rivières est irrégulier.

2.4.6.8.2.5. La végétation et la faune

Le Sud-Ouest ivoirien appartient à la sous région dite haute guinée de l'ensemble guinéen, constitué de forêt de type mésophile marquée par un cortège d'espèces spécifiques telles que : *Cola caricifolia, Vepris tabouensis, Androphobie adenostegia*

Les informations ci-dessus proviennent de « l'Etude sur le cadre de Gestion Environnementale et Sociale (CGES) – Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité (SOPIE), février 2009»

- **Le Parc National de Taï et le Mont Kourabahi:**

Le Parc National de Taï est la plus grande forêt tropicale primaire sous protection de toute la zone ouest-africaine. Avec une superficie d'environ 5.340 km², le Parc National de Taï et la Réserve de Faune du N'Zo représentent plus de 50% de la superficie totale des zones forestières ouest africaines placée sous statut de stricte protection. En raison de sa grande étendue, le Parc national de Taï, constitue une chance pour préserver tout le réservoir génétique d'un écosystème forestier complexe. Son inscription sur la liste du réseau international des Réserves de la Biosphère en 1978 et du Patrimoine Mondial en 1982 dans le cadre du programme MAB-UNESCO reflète son importance.

Le parc National de Taï abrite 93 % des espèces de mammifères (140 espèces des mammifères dont 8 espèces « menacées d'extinction » : *Micropotamogale lamottei, Pan troglodytes verus, Liberiictis kuhni, Agelastes meleagridis, Loxodonta Africana, Malimbus ballmanni, Chelonia mydas*, Dermochelys coriacea* et 2 espèces «particulièrement menacées d'extinction » : *Neritina tiassalensis*, Eretmochelys imbricata**) de la zone forestière ouest-guinéenne. La survie de la plupart des grands mammifères n'est pas assurée en dehors du Parc. Sur les 140 espèces de mammifères vivant dans le Parc de Taï, 12 espèces, parmi lesquelles le Céphalophe de Jentink, le Céphalophe zébré et le Cercopithèque diane sont endémiques pour la région de l'Ouest de la Sierra Léone jusqu'à Taï. (http://www.parc-national-de-tai.ci/index.php et du « Plan d'Aménagement et de gestion du Parc national de Tai, Ministère de l'environnement, des eaux et forets, Mars 2006 »).

Peu d'informations ont été trouvées sur la faune et la flore du Mont Kourabahi. Cependant, vu la faible distance (- de 25 km) entre le Parc National de Tai et le Mont Kourabahi, on peut imaginer que les biotopes sont forts semblables.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.8.3. Population

Les habitants de la région sont en majorité issus du peuple Bété.

Figure 71 : Densité de population dans la région

Le barrage se trouve dans une région densément peuplée (128 – 256 hab. /km²) comme l'indique la figure ci-dessus. La densité de population élevée est surtout concentrée dans la ville de Soubré).

2.4.6.8.4. Impact du projet sur l'environnement

Les symboles utilisés sont présentés en début de chapitre et les explications des choix retenus sont présentées à la suite du tableau.

Impact sur :	Etudes et préparation	Construction	Présence et utilisation
Micro climat et qualité de l'air	X	N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Sol et l'eau du sol		N, mi, p, Di, T, Im	-, mo, c, Di, D, Co
Eaux de surface		N, mo, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Végétation	N, mi, c, Di, D, Im	N, Mo, c, Di, P, Im	N, Mo, c, Di, P, Im
Faune		N, Mo, c, Di, P, Im	N, Mo, c, Di, P, Im
Population (déplacement)	x	N, Ma, c, Di, P, Im	N, Ma, c, Di, P, Im
Socio-économique	N, mi, p, Di, T, Im	N, mo, c, Di, P, Im	P, mo, c, Di, P, Im
Santé sécurité	x	N, mo, c, Di, P, Im	N, mo, c, Di, P, Im

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.8.4.1. Micro climat et qualité de l'air

Durant les travaux un impact sur la qualité de l'air sera perceptible dans les zones de travaux.

Après la réalisation, l'étendue d'eau influencera localement le micro climat et ceci principalement en saison sèche. La retenue devrait jouer un rôle tampon dans les variations de température et assurer un taux d'humidité élevé.

2.4.6.8.4.2. Sol et l'eau du sol

Une modification du régime des nappes phréatiques est possible, mais peu probable car aujourd'hui déjà nous avons un fleuve large avec de nombreux bras.

Comme indiqué précédemment, la zone inondée est déjà fortement occupée par un delta important. La quantité de sol perdue ne sera donc très conséquente.

2.4.6.8.4.3. Eaux de surface

Pendant les travaux, nous enregistrerons d'abord une modification de la turbidité suite au détournement de la rivière.

Avec la retenue et le ralentissement de l'eau, voir sa stagnation, les conséquences seront majeures découlant sur une modification de la qualité des eaux. Dans un second temps, la décomposition des végétaux augmentera l'eutrophisation des eaux.

Ces modifications peuvent avoir des impacts en aval sur la végétation et sur l'ensemble de la biodiversité.

2.4.6.8.4.4. Végétation

Les terrains inondés seront principalement des forêts et des cultures/jachères. Une étude d'impact devra préciser au mieux l'occupation du sol impactée par le projet.

L'impact sur les zones protégées sera minime. En effet, le parc national de Taï ne sera pas affecté par l'emprise du réservoir ni directement ni dans sa zone périphérique. Selon l'étude de préfaisabilité, seulement 60 ha de la forêt classée des Monts Kourabahi sera touchée sur les 3 350 ha de sa totalité. Le lac du barrage noie moins de 2%.

2.4.6.8.4.5. Faune

La construction, et surtout la mise en eaux détruira des espèces terrestre, principalement des insectes et des petits mammifères et surtout leurs biotopes. L'impact sera modéré. Ensuite le changement de régime de la rivière devenant un lac, entraînera un profond changement en termes d'écologie aquatique. Une barrière s'installera entre les espèces en amont et celles en aval (pas de remontée possible).

Comme pour la végétation, les espèces en aval devront également s'adapter à connaître un régime moins changeant et avec une eau probablement moins productive (après la période de décomposition des végétaux).

La faune et la flore à haute valeur pour la biodiversité dans cette région, où la pression humaine est importante, sont retranchées dans des zones classées et le projet n'impact pas ou peu (voir conflit avec le Mont Kourabahi) ces zones.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.8.4.6. Impacts socio- économique

- **Impact sur la population**

La région est fortement peuplée et des populations seront déplacées. Dans l'étude de faisabilité du projet, la population à déplacer à cette date (2005) était de l'ordre de 3 280 personnes dont 977 autochtones qui devraient faire l'objet d'une réinstallation dans une zone aménagée de la forêt classée de « Rapides Grah » (avec une surface de 350.000 ha).

Après la construction, la superficie du lac provoquera également beaucoup de problème de communication entre les villages et pour les habitants. On voit à la figure suivante que la route au Sud du cours d'eau (vers Gnamandji) sera surement noyée.

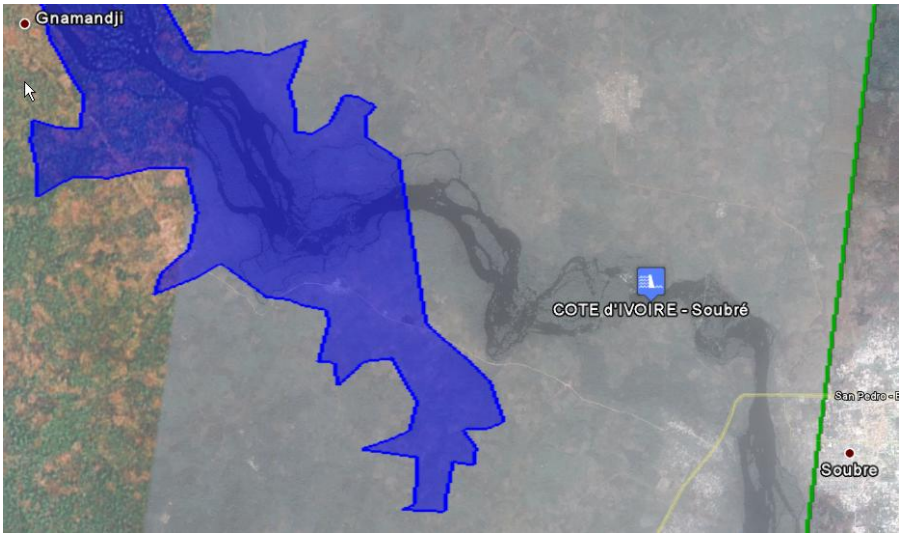


Figure 642 : Réseau de communication

- **Impact économique**

Durant la construction, de la main d'œuvre locale pourra être engagée dans la ville de Soubré et des infrastructures pourront être créées (écoles, hôpital, aire de jeux).

L'impact du barrage pourrait permettre la possibilité de développer de nouvelles activités (pêche, cultures irriguées, …).

Un débit réservé transitant par l'ancien lit du fleuve et alimentant les chutes de la Nawa a été estimé à 50 m³/s qui est la moyenne des bas débits de janvier à mai. Ce débit permettra de conserver les pratiques cultuelles et les aspects touristiques.

Les zones inondées comportent des zones de cultures (cacao et café), des pertes économiques importantes sont à considérer pour les populations locales.

2.4.6.8.4.7. Impact sur la santé et la sécurité

Le débit réservé de 50 m³/s permettra de garantir les fonctions écologiques et sanitaires de la portion du fleuve comprise entre l'évacuateur de crues et la restitution qui est à l'aval de la ville de Soubré.

Des accidents durant les travaux sont plus que probables, et l'impact de la construction est donc à considérer comme négatif. Une bonne prévention sera nécessaire pour les travailleurs et la population.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La présence du lac peut entraîner une modification de la prévalence des maladies en relation avec l'eau (malaria, onchocercose, …), ce qui représente également un impact négatif en termes de santé

2.4.6.8.5. Conclusion

L'implantation du barrage aura un impact certain pour l'environnement de la région, notamment en termes de qualité des eaux et en terme humain. Cependant, ces impacts restent maîtrisables.

2.4.6.9. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE KASSA (GUINEE)

2.4.6.9.1. Description du projet

Le projet consiste à réaliser un barrage sur la rivière Koba et une centrale de 118 MW à un site situé à la frontière guinéo-sierra léonaise ainsi que son raccordement à l'interconnexion CLSG entre Bumbuna (Sierra Leone) et Linsan (Guinée).

Ces infrastructures permettront:

- l'injection de 135 MW de puissance et de 528 GWh d'énergie moyenne annuelle sur le réseau interconnecté qui reliera à terme les 3 pays de la Mano River Union (Guinée, Sierra Leone et Liberia);
- Le développement des échanges d'énergie électrique entre les deux zones A et B de l'EEEOA;
- L'attractivité économique d'un bon nombre de sites de production hydroélectrique d'intérêt communautaire situés dans la zone B de l'EEEOA;

2.4.6.9.2. Description de l'environnement

Figure 653 Description de l'environnement

Il y a des zones protégées à proximité de la future installation :

- Le Parc national d'Outamba-Kilimi (11 km)
- La forêt classée de Pinselli (12 km)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- La forêt classée de Soyan (15 km)

Figure 664 : Densité de population

L'installation se trouve dans une région peu peuplée (16 à 32 hab. /km²) comme le confirme la figure 72. On ne discerne pas de village à proximité de l'installation.

2.4.6.9.3. Impact du projet sur l'environnement

Le manque d'information (notamment sur la surface d'eau retenue) ne permet pas de dresser une matrice des impacts environnementaux du projet.

Cependant, comme le suggère la figure 73, la vallée est assez profonde (variation fond-sommet de 100 m), la retenue d'eau va probablement s'étendre sur la longueur de la vallée et vers la Guinée (dans le sens de l'écoulement). Son impact surfacique sera donc mineur.

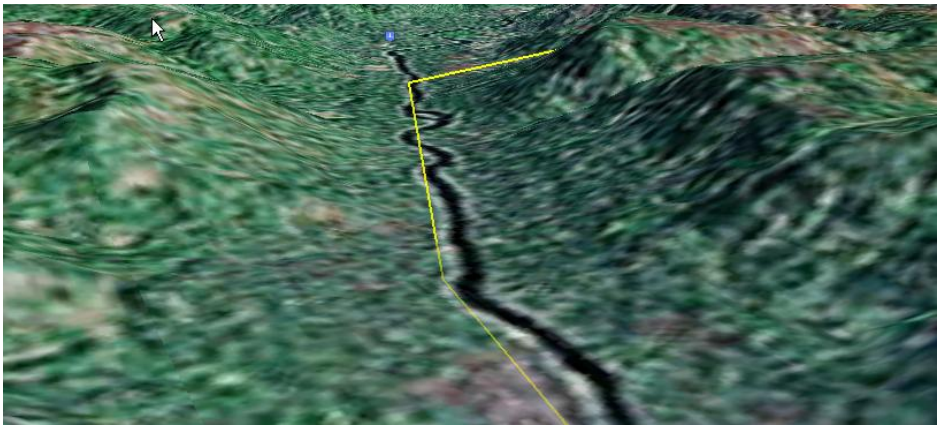


Figure 675 : topographie de la vallée

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Avec cette observation sur la forme de l'étendue d'eau, il faudrait voir si la Forêt classée de Pinselli (à 10 km) est touchée.

La construction de ce barrage aura un impact important sur le réseau hydrique du cours d'eau et la qualité de son eau dans son état initial en sera modifiée. La modification des paramètres hydriques peut avoir un impact important sur la végétation et la faune de la région.

2.4.6.9.4. Conclusion

Etant donné la profondeur de la vallée, la retenue d'eau occupera le fond de celle-ci ce qui devrait limiter la destruction de surface d'habitat. Cependant le manque d'information sur le projet ne permet pas de faire un relevé complet des impacts. Des analyses complémentaires sont à prévoir.

2.4.6.10. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUTOUBRE

Pas d'information disponible à ce stade.

2.4.6.11. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE TIBOTO

Pas d'information disponible à ce stade.

2.4.6.12. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE MAMBILLA (NIGERIA)

2.4.6.12.1. Description du projet

C'est un barrage de 2600 MW à Mambilla sur la rivière Donga au Nigéria.
La localisation du projet n'est pas connue avec exactitude.

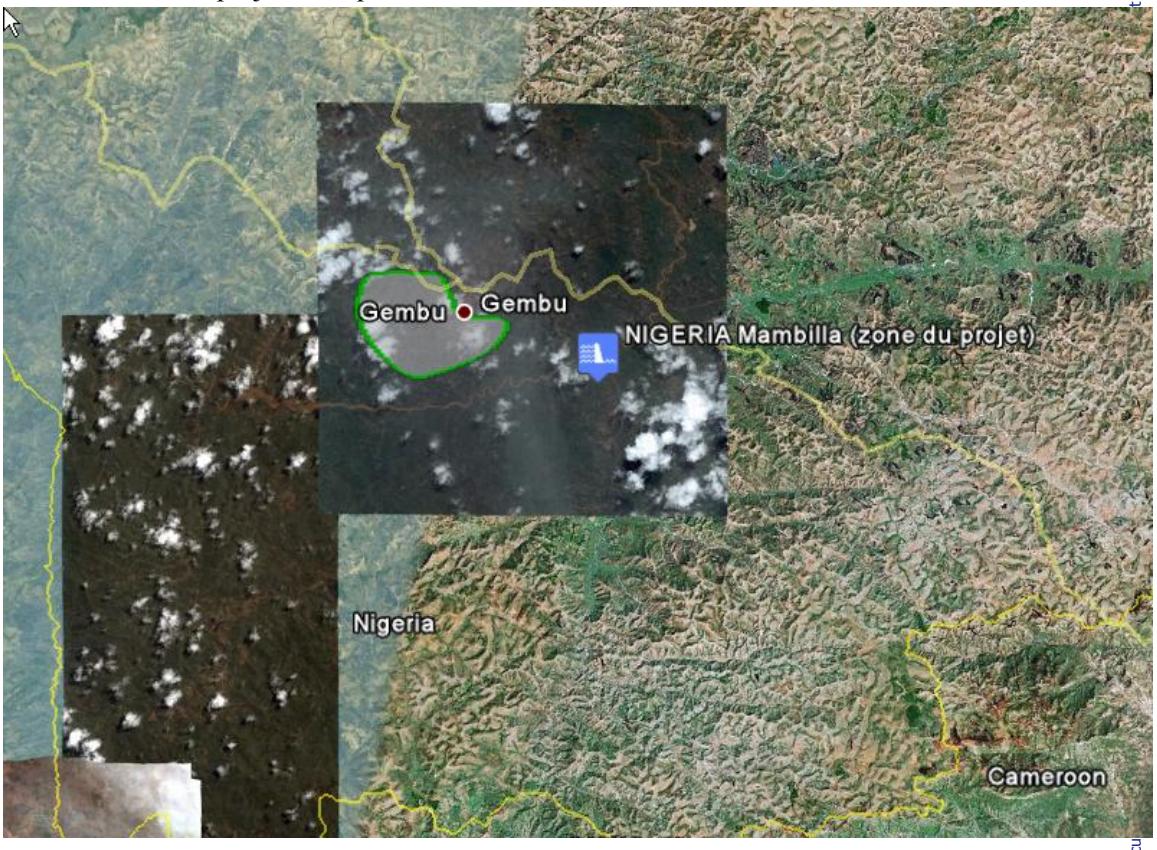


Figure 685: Implantation du projet

This docu t prior written approval

2.4.6.12.2. Description de l'environnement et Densité de population

Selon nos informations, il a une zone protégée à proximité du projet. C'est la réserve forestière de Gembu. En analysant l'occupation du sol, on voit que la ville de Gembu a grandi très fortement et a largement rogné la réserve.

Figure 77 Réserve de Gembu

Le projet se trouve dans une région où l'on constate une forte occupation agricole du sol.

Figure 78 : occupation du sol

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Comme le confirme la figure 76, le projet se trouve dans une région où la densité de population est de 32 à 64 hab/km².

Figure 699 : densité de population

2.4.6.12.3. Impact du projet sur l'environnement

Le manque d'information (notamment sur la surface d'eau retenue) ne nous permet pas de dresser une matrice des impacts environnementaux du projet.

Cependant, selon le document «Detailed engineering design and project management of the proposed 2.600 MW Mambilla hydroelectric power project », réalisé en 2011, le projet entrainera le déplacement de 10.000 à 13.000 personnes. Ces chiffres sont tirés d'un comptage réalisé à partir de photographies aériennes de 1977. Une étude détaillée devra être réalisée afin de réactualiser ces chiffres (dont le nombre peut être plus important) et de préciser l'impact du projet.

Vu l'importance de la population, les espaces cultivés et les biens de productions perdus seront également significatif, mais ces paramètres sont difficiles à estimer actuellement.

Etant donné que le projet n'est pas localisable avec certitude, une fois la localisation connue, il faudra voir le conflit avec la réserve forestière. Cependant, comme énoncé plus haut, sa valeur écologique ne semble plus adaptée à son statut.

2.4.6.12.4. Conclusion

Le projet aura un impact évident sur la population. Cet impact est signalé depuis les études préliminaires de 1977 avec les données de l'époque. Les impacts actuels devraient être réactualisés avec des données plus récentes.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.6.13. AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BENKONGOR (SIERRA LEONE)

Pas d'information disponible à ce stade

2.4.6.14. AUTRES AMENAGEMENTS HYDROELECTRIQUES

2.4.6.14.1. Barrage d'Adjarala

Il s'agit d'un des projets prioritaires de l'EEEOA dont la mise en service est prévue en 2015 par la CEB. Le lac devrait couvrir 9500 ha et aura un impact social (11000 personnes à déplacer - Estimation 2005) et environnemental très important, même si ces impacts seront maitrisables.

2.4.6.14.2. Aménagement hydroélectrique de Félou

La construction de ce barrage est en cours.

2.4.6.14.3. Aménagement hydroélectrique de Sambangalou

La centrale hydroélectrique de Sambangalou sur le fleuve Gambie s'inscrit dans le cadre des projets de l'OMVG. Il s'agit d'une centrale avec barrage, dont la mise en service est prévue en 2016.

L'impact majeur est causé par une retenue de 181 km² qui engendre un déplacement de population (1.320 personnes). Un impact important est également à prévoir en aval sur le fleuve et le parc Niokolo-Koba.

2.4.6.14.4. Autres projets de l'OMVS et l'OMVG

Les futures unités de production envisagées en Guinée et en Guinée Bissau sont reprises ci-dessous mais il n'y a pas d'analyse en ce qui concerne l'impact social ou sur environnement à ce stade de l'étude :

Dans le cadre de l'OMVG, 3 aménagements sont prévus à l'horizon 2018 :

- La centrale au fil de l'eau de Digan, sur le fleuve Gambie (en Guinée) ;
- Le barrage réservoir de Fello-Sounga sur le fleuve Tominé (en Guinée) ; La centrale au fil de l'eau sur la rivière Koliba de Saltinho (en Guinée Bissau).
- Dans le cadre de l'OMVS, les projets guinéens les plus à même de se réaliser à l'horizon de l'étude sont, par ordre de priorité, Koukoutamba, Boureya et Balassa tous les trois situés sur le Bafing.

2.4.6.14.5. Barrage de Kandadji

Au Niger, dans la zone fleuve, le barrage de Kandadji (mixte énergie-irrigation) est attendu pour 2015. L'étude d'impact environnemental et sociale (EIES) a été achevée en 2006 et la surface de la retenue sera de 282 km². L'impact sera certainement important, mais nous n'avons pas encore reçu les études d'impact ou les plans de gestion environnementale.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.5. Conclusions de l'analyse environnementale

Parmi les conclusions découlant de l'analyse environnementale, on peut mettre l'accent sur les points suivants :

La ligne d'interconnexion Linsan – Manantali présente l'avantage de permettre l'évacuation de la puissance produite par deux projets hydroélectriques économiquement compétitifs, Boureya et Koukoutamba. Cependant, le tracé de cette ligne passe par plusieurs zones protégées et sensibles sur le territoire du Mali (parc nationaux de Wongo, de Kouroufing). L'aire protégée est frontalière à cheval sur les républiques du Mali et de la Guinée. Une alternative consiste à suivre un tracé plus long d'environ 150 km pour réduire les pressions sur l'environnement dans les zones sensibles avec pour effet d'accroître le coût du projet.

L'impact du projet de centrale hydroélectrique de Souapiti (même avec des mesures d'atténuation de grande ampleur), sera très important et négatif, essentiellement suite à l'étendue du lac de retenue. En effet, la construction de cet ouvrage devrait entraîner un déplacement de 10 000 à 40 000 personnes. Il s'ensuivra de grosses pertes économiques pour cette population (biens de production, champs, maisons,…). En particulier, la surface de terres cultivable qui sera perdue sera de l'ordre de 11000 à 13000 ha. Ce projet peut cependant être envisagé si l'on accroît son coût de 15% pour la réinstallation des populations et si l'on applique un plan d'action environnemental.

L'impact du projet hydroélectrique de Ketou (même avec des mesures d'atténuation importante), sera important et négatif, essentiellement suite à l'étendue du lac de retenue. Il est donc essentiel de bien examiner ce problème et de faire une étude d'impact environnementale et sociale détaillée et d'intégrer dès aujourd'hui une augmentation de 15% des coûts de construction pour intégrer les frais d'indemnisation. Il est logique de ne pas considérer Ketou comme un projet prioritaire.

Le développement du fleuve St Paul peut dans une première phase être réalisé avec les sites hydroélectriques de St Paul 1B, St Paul 2.

Ensuite, la construction d'un réservoir supplémentaire St Paul 'ultimate Via storage' en amont des autres sites permettrait dans une seconde phase d'augmenter les productions des centrales situées en aval (1B, 2, Mount Coffee, …). Cependant ce barrage ultime Via aurait un réservoir très étendus avec un impact très important et négatif sur l'environnement. Il est donc recommandé de ne considérer dans les projets prioritaires que les barrages de la première phase. Etant donné que ces projets sont dans le même bassin hydrographique, et donc liés, avec en plus des conséquences environnementales importantes, une étude globale est recommandée afin de définir un plan global d'aménagement hydroélectrique de la rivière et de son affluent et ainsi de minimiser les impacts négatifs.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3. EVALUATION FINANCIERE

3.1. Introduction et approche suivie

Un approvisionnement en électricité suffisant, sécurisé et abordable est un facteur clé du développement de chaque pays. L'accès à l'électricité est très faible dans presque tous les pays membres de la CEDEAO, allant de moins de 5% dans des pays comme le Sierra Leone et le Libéria jusqu'à 60% au Ghana. En conséquence, chaque pays suit son propre programme pour obtenir l'électricité requise pour son développement socio-économique, soit en générant à partir de ses propres ressources, soit en important. Ces efforts individuels ont été plutôt coûteux, surtout pour les pays sans accès côtier comme le Burkina Faso ou le Niger, qui ne sont pas munis de ressources naturelles opportunes à la génération d'électricité telles que l'hydraulique, le gaz ou les combustibles liquides. De plus, ces pays n'ont pas d'accès aux ports maritimes et doivent donc transporter par camion, à grand coût, leur diesel sur de longues distances pour pouvoir générer leur puissance.

L'EEEOA a été établie comme une institution spécialisée de la CEDEAO pour mettre en place un marché de l'électricité régional unifié et compétitif en Afrique de l'Ouest via des investissements attractifs pour développer les différentes ressources des Etats membres de la CEDEAO pour leur bénéfice économique collectif et l'intégration des exploitations des différents systèmes électriques nationaux des états membres de la CEDEAO.

L'objectif principal de l'étude de révision du plan Directeur de l'EEEOA est d'intégrer les développements actuels des systèmes électriques des pays de la CEDEAO dans une stratégie à moyen et long terme pour l'expansion d'une infrastructure régionale de transport et de production. Le plan directeur consiste en plusieurs sous-programmes impliquant l'interconnexion des systèmes de transmission de plusieurs pays et le développement de centres de génération dans les zones interconnectées pour subvenir à la demande des pays interconnectés. La réussite de la mise en œuvre de ce plan permettra aux pays qui sont dotés de moins de moyens de production de bénéficier d'une alimentation en électricité moins chère à partir des ressources de génération des pays mieux dotés. Un marché et une demande élargis seront créés en rassemblant les demandes des pays individuels dans un programme qui rendra possible l'exploitation des ressources des pays mieux dotés à grande échelle et à moindre coût. Cela permettra aux pays dotés des ressources les plus avantageuses d'attirer les capitaux nécessaires à leur exploitation au bénéfice de tous les pays participants.

Le support actif, l'engagement et la participation des pays individuels et des bailleurs de fonds sont requis par différentes institutions financières internationales pour accélérer l'implémentation du programme d'intégration régionale. Une condition requise au succès de la mobilisation de fonds pour les différents sous-programmes est l'établissement de la viabilité financière du programme. Les pays individuels seront aussi poussés financièrement à coopérer et participer activement à la mise en œuvre du programme s'ils voient le programme comme un moyen plus fiable et économique d'accomplir leurs objectifs individuels qu'avec leurs propres entreprises.

Le but de l'évaluation financière est par conséquent d'étudier et d'établir la viabilité financière du programme régional et sa capacité à fournir des bénéfices positifs nets financiers aux pays participants.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les projets prioritaires régionaux sont classés ici en trois catégories :

- Les projets décidés pour lesquels les études sont terminées et pour lesquels un financement a déjà été obtenu ou est près de l'être.
- Les projets planifiés qui sont déjà détaillés et qui ont été l'objet d'études de faisabilité mais pour lesquels des études complémentaires doivent encore être accomplies et/ou pour lesquels la majorité du financement doit encore être trouvé.
- Les projets envisagés qui sont évoqués dans les documents collectés ou durant les discussions de la collecte de données ou qui résultent de l'étude technico-économique. Ils ont été confirmés par l'étude économique et technique, mais les études de préfaisabilité sont soit en cours, soit encore à faire.

Les projets décidés comprennent :

- Le projet 330 kV Dorsale Côtière (Côte d'Ivoire – Ghana – Togo – Bénin – Nigéria)
- Le projet CLSG (Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée)
- L'interconnexion Mali – Côte d'Ivoire
- L'interconnexion Ghana-Burkina Faso
- Les projets de production au Sénégal : centrale charbon de Sendou
- Les sites hydroélectriques OMVS de Gouina et Félou
- Le site hydroélectrique d'Adjaralla au Togo
- Les cycles combinés de Maria Gléta (Bénin) et Aboadze (Ghana)
- Le projet OMVG (boucle 225 kV et site de Sambangalou)
- L'interconnexion Ghana-Burkina Faso-Mali

Les projets planifiés comprennent :

- Le projet Dorsale Nord
- L'axe 330 kV Nord-Sud au Ghana
- L'interconnexion Guinée – Mali

Les projets envisagés comprennent :

- L'interconnexion Linsan-Manantali avec le développement des centrales hydroélectriques de Boureya et Koukoutamba et le renforcement des lignes vers Bamako au Mali
- La centrale charbon de Salkadamna avec l'interconnexion des zones Fleuve et Centre-Est au Niger et l'interconnexion avec le Nigéria.
- La ligne 225 kV entre Kayes et Tambacounda avec le projet de Gouina.
- Les projets d'énergie renouvelable: Sénégal, Burkina Faso, Mali et Niger
- La ligne d'interconnexion Fomi-Boundiali
- Le renforcement de la section ouest de l'interconnexion OMVG
- Le renforcement de l'interconnexion CLSG et/ou la ligne d'interconnexion entre Monrovia (Libéria) et San Pedro (Côte d'Ivoire)
- Le projet de Dorsale médiane et la centrale hydro de Zungeru (Nigéria)
- Le réseau 760 kV au Nigéria

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2. Méthodologie d'évaluation

3.2.1. Approche d'évaluation

Les projets décidés sont à différents stades d'avancement et des engagements ont déjà été pris. L'EEEOA ne désire donc aucune évaluation financière additionnelle pour ces projets. L'évaluation des sous-programmes de génération planifiés et envisagés implique une comparaison des bénéfices nets résultants de la fourniture d'électricité aux deux zones de l'EEEOA et aux pays participant à l'EEEOA en fonction de leurs programmes individuels isolés avec les bénéfices résultant de la fourniture d'électricité en fonction des sous-programmes régionaux d'interconnexions. Cette comparaison a pour but de déterminer les programmes en accord avec les attentes des pays individuels et de manière fiable et bon marché. En effet, l'évaluation étudie les bénéfices de la fourniture d'électricité AVEC et SANS les sous-programmes prioritaires d'interconnexion de l'EEEOA.

L'EEEOA a aussi décidé d'adopter la mise en place de Société à Objectif Spécifique comme l'une des nouvelles approches pour faciliter l'implémentation des projets régionaux. Il est nécessaire d'établir les conditions financières pour lesquelles les SOS seront viables et durables.

L'évaluation vise donc à :

- Etablir la viabilité financière et la supériorité des programmes de génération et de transmission régionaux par rapport aux programmes nationaux individuels qui sont suivis pour fournir l'énergie au développement socio-économique des pays individuels. Cela s'effectue en comparant la Valeur Actuelle Nette (VAN), le rapport coût-bénéfice (B/C) et le Taux de Rentabilité Interne (TRI) des programmes régionaux de génération et d'interconnexion par rapport à ceux des programmes des pays individuels.
- Etablir la viabilité financière et la durabilité des Sociétés à Objectif Spécifique (SOS) mise en place pour implémenter les sous-programmes individuels. La viabilité financière des SOS est établie en utilisant la Valeur Actuelle Nette (VAN), le rapport coût-bénéfice (B/C) et le Taux de Rentabilité Interne (TRI) du projet. Sa durabilité est elle évaluée en utilisant le Taux de Rendement des Actifs Immobilisés employés chaque année pour établir sa profitabilité, le Taux de Liquidité pour établir sa liquidité et le Taux de Couverture de la Dette pour mesurer sa capacité à payer régulièrement le capital et les intérêts de l'emprunt.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Etablir la capacité des projets régionaux d'investissements prioritaires en production et transport à rapporter des bénéfices économiques positifs à tous les participants, incluant les pays importateurs, les pays exportateurs et leurs sociétés. Il est important d'évaluer l'impact du projet sur les pays et sociétés individuelles même après que la viabilité du projet en lui-même ait été établie parce que les pays ont différentes situations en termes de coûts de l'énergie, de tarifs et de politique de facturation, ce qui mène à différents niveaux de bénéfices nets résultant de chaque projet pour chaque pays et/ou société. Le fait que le projet soit viable ne veut par conséquent pas nécessairement dire que tous les pays vont en bénéficier positivement. Néanmoins, les pays peuvent supporter et participer aux projets seulement lorsqu'il est établi que les bénéfices financiers du projet pour chaque pays individuel est positif. Pour que chaque pays et société participant réalise un bénéfice financier positif du projet régional, la somme des frais de service de transport pour l'énergie importée et le coût de l'énergie importée doit être inférieure aux coûts d'alimentation en interne du pays importateur. Le pays exportateur devrait aussi être capable de récupérer les coûts de génération pour servir totalement le marché de l'exportation.
- Analyser les performances financières passées des sociétés clés pour identifier et débloquer toute contrainte qui pourrait affecter leur participation effective à la réalisation des projets prioritaires régionaux. Ceci est fait en analysant les bilans financiers des différentes sociétés sur les trois dernières années, pour évaluer leur performance en termes de :
  - Adéquation des tarifs à couvrir les coûts
  - Taux de collecte des factures et niveaux des comptes débiteurs
  - Les indicateurs de performances incluant le Taux de Rendement des Actifs Immobilisés employés chaque année pour établir sa profitabilité, le Taux de Liquidité pour établir sa liquidité et le Taux de Couverture de la Dette pour mesurer sa capacité à payer régulièrement le capital et les intérêts de l'emprunt.

L'évaluation complète est faite pour les projets envisagés pour lesquelles des données sont disponibles, prenant en compte que certains n'ont pas encore fait l'objet d'études de faisabilité. Dans le cas des projets planifiés, l'évaluation sera limitée à une étude de sensibilité de la viabilité du projet en cas de retard de mise en service et pour d'autres paramètres pertinents.

3.2.2. Les modèles d'évaluation

L'évaluation est facilitée par l'utilisation de trois modèles de feuilles Excel qui ont été développées pour établir:

1) Les performances financières passées des diverses sociétés.
2) La viabilité financière de chaque projet prioritaire, viabilité financière de la SOS et les bénéfices du projet pour les pays et/ou sociétés participants.
3) La performance financière et la durabilité de la SOS.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2.2.1. LE MODELE DE PERFORMANCES FINANCIERES PASSEES

Ce modèle analyse les performances financières passées des sociétés dont les données financières ont été transmises au Consultant. Le but de cette analyse est d'évaluer la capacité de la société à respecter ses obligations financières dans le marché de l'électricité.

Les principales données à introduire dans le modèle sont les données des bilans financiers des sociétés pour les années précédentes, y compris le Compte d'exploitation, le Relevé de caisse et le Bilan. Les données de ces rapports sont utilisées pour calculer :

- La facturation et le taux de recouvrement en utilisant le Délai de Recouvrement moyen
- L'adéquation et la profitabilité des tarifs en utilisant le Taux de Rendement des Actifs Immobilisés
- La liquidité en utilisant le Taux de Liquidité
- La couverture de la dette

3.2.2.2. LE MODELE DE VIABILITE FINANCIERE

Ce modèle a trois points à évaluer:

- La viabilité financière de chaque sous-programme prioritaire en lui-même
- La viabilité de la SOS mise en place pour réaliser le sous-programme dans le cadre du programme d'interconnexion
- les bénéfices du projet pour les pays et sociétés participants

Chaque points à des entrées comme :

- La demande énergétique du pays
- La fourniture d'électricité suite à la génération interne
- Les exports d'énergie
- Les imports d'énergie
- Les coûts des capitaux d'investissement du sous-programme, les coûts d'exploitation, de maintenance, de maintenance et d'administration de la ligne de transmission

Chaque points à des sorties comme:

- Le revenu de la vente d'énergie, le revenu de l'énergie transportée sur base des frais de service de transmission et tout autre bénéfice direct ou indirect lié au projet.
- Les bénéfices nets annuels sur la période observée et la différence entre les coûts encourus et les bénéfices annuels. Ils sont utilisés pour calculer la VAN, le rapport coût-bénéfice et le TRI dans le but d'évaluer la viabilité du projet.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2.2.3. LA PERFORMANCE FINANCIERE ET LA DURABILITE DU MODELE DE SOS

Le modèle utilisé pour évaluer la performance financière et la durabilité des différentes SOS simule les bilans financiers traditionnels d'une société, y compris le Compte d'exploitation, le Relevé de caisse et le Bilan. Il calcule aussi les indicateurs clés de performance financière, y compris le Taux de Rendement des Actifs Immobilisés employés chaque année pour établir sa profitabilité, le Taux de Liquidité pour établir sa liquidité et capacité à respecter régulièrement ses obligations financières, et le Taux de Couverture de la Dette pour mesurer sa capacité à payer régulièrement le capital et les intérêts de l'emprunt.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.3. Paramètres d'entrées et hypothèses

Les entrées utilisées dans ces analyses sont extraites des résultats du modèle d'optimisation technique et économique. Les paramètres pertinents sont résumés comme suit.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sénégal	2,781	3,110	3,245	3,397	3,836	4,416	4,641	4,885	5,147	5,434	5,757	6,074	6,410	6,770	7,148
Gambie	305	372	427	482	573	726	750	775	799	823	860	890	921	958	994
Guinée Bissau	179	196	207	219	232	245	305	369	436	506	580	611	644	679	715
Guinée	848	1,000	1,159	1,348	1,634	1,842	1,896	1,955	2,014	2,074	2,176	2,247	2,325	2,397	2,469
Sierra Leone	232	305	415	555	671	817	903	945	988	1,037	1,092	1,147	1,208	1,262	1,323
Libéria	55	122	189	262	305	323	342	366	384	415	439	470	500	531	567
Côte d'Ivoire	6,179	6,575	6,996	7,456	7,960	8,439	8,937	9,448	9,984	10,546	11,120	11,726	12,346	12,997	13,673
Mali	1,249	1,355	1,518	2,304	2,429	3,152	3,263	3,434	3,539	3,702	3,886	4,074	4,267	4,464	4,665
Burkina Faso	1,118	1,193	1,288	1,395	1,501	1,621	1,746	1,878	2,016	2,167	2,330	2,500	2,682	2,877	3,084
Ghana	10,954	11,586	12,776	13,482	14,209	15,009	15,836	16,723	17,658	18,660	19,722	20,859	22,063	23,347	24,712
Togo	1,084	1,347	1,499	1,636	1,782	1,950	2,130	2,321	2,525	2,715	2,916	3,127	3,349	3,584	3,831
Bénin	1,396	1,529	1,628	1,766	1,910	2,049	2,192	2,340	2,494	2,682	2,880	3,088	3,308	3,539	3,783
Niger	677	727	779	832	1,012	1,107	1,525	1,616	1,710	1,805	1,904	2,006	2,110	2,217	2,327
Nigéria	26,568	30,283	34,509	39,329	44,818	51,074	55,779	60,905	66,503	72,606	78,140	85,296	93,103	101,612	110,505
TOTAL	**53,625**	**59,701**	**66,634**	**74,462**	**82,874**	**92,770**	**100,245**	**107,960**	**116,198**	**125,173**	**133,803**	**144,116**	**155,235**	**167,233**	**179,797**

Table 3.1: Prévision de la demande d'énergie dans les différents pays (Cas de Base)
Source : Premier rapport intermédiaires de TRACTEBEL Engineering SA

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sénégal	Imports	603	748	1,032	-	168	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	249	-	1,135	1,037	562	426	490	654	817	969	1,119	1,187
	Génération interne	2,178	2,363	2,213	3,657	3,668	5,596	5,719	5,470	5,591	5,943	6,437	6,924	7,418	7,933	8,382
Gambie	Imports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	305	372	427	482	573	726	750	775	799	823	860	890	921	958	994
Guinée Bissau	Imports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	179	196	207	219	232	245	305	369	436	506	580	611	644	679	
Guinée	Imports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	848	1,000	1,159	1,348	1,634	1,842	1,896	1,955	2,014	2,074	2,176	2,247	2,325	2,397	2,469
Sierra Leone	Imports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	232	305	415	555	671	817	903	945	988	1,037	1,092	1,147	1,208	1,262	1,323
Libéria	Imports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	55	122	189	262	305	323	342	366	384	415	439	470	500	531	567

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Mali	Imports	-	-	-	249	-	1,135	1,037	562	426	490	654	817	969	1,119	1,187
	Exports	603	748	1,032	-	168	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	1,882	2,133	2,591	2,087	2,619	2,062	2,277	2,929	3,171	3,276	3,300	3,329	3,373	3,423	3,557

Table 3.2a: Echanges d'énergie et génération nationale (GWh) des différents pays SANS projets régionaux
Source: Sortie du modèle PRELE de TRACTEBEL Engineering S. A.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cote d Ivoire	Imports	-	-	-	1,075	876	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	433	1,557	289	-	-	2,142	1,657	4,016	3,534	3,397	2,883	2,341	1,782	1,263	726
	Génération interne	6,731	8,276	7,420	6,527	7,240	10,770	10,770	13,831	13,869	14,292	14,333	14,377	14,422	14,549	14,684
Togo	Imports	-	-	-	1,491	1,500	1,546	175	787	654	963	1,008	873	849	887	468
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	193	185	171	175	176	442	442	443	836	1,803	1,962	2,311	2,561	2,761	3,260
Bénin	Imports	1,300	1,300	1,300	-	-	428	678	1,230	981	571	630	295	293	312	8
	Exports	-	-	-	1,417	1,388	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	42	1	1	3,254	3,374	1,087	68	1,188	1,590	2,118	2,271	2,806	3,029	3,243	3,805
Ghana	Imports	-	447	-	-	-	-	-	1,437	1,002	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	301	1,617	1,346	1,274	212	-	-	-	94	755	1,262	1,799	1,547
	Génération interne	10,767	10,706	13,775	16,125	16,796	16,395	16,096	14,999	16,369	18,560	19,899	21,896	23,654	25,433	26,692
Burkina Faso	Imports	433	1,110	590	468	358	1,583	1,694	1,792	1,878	1,919	1,939	1,928	1,902	1,863	1,797
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	161	117	113	80	83	85	102	140	196	310	454	634	839	1,069	1,335
Niger	Imports	679	725	771	707	130	105	222	182	-	-	-	-	-	-	-

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Exports									-	-	-	864	1,073	1,416	1,480
	Génération interne	0	2	8	125	889	1,011	1,311	1,443	1,809	2,137	2,540	2,908	3,227	3,690	3,866
Nigéria	Imports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	864	1,073	1,416	1,480
	Exports	1,979	2,025	2,071	707	130	246	900	1,412	981	56	600	-	-	-	-
	Génération interne	30,915	34,876	38,999	40,677	45,790	52,714	60,444	64,475	69,511	73,186	78,831	84,962	92,571	100,847	109,753

Table 3.2b: Echanges d'énergie et génération nationale (GWh) des différents pays SANS projets régionaux
Source: Sortie du modèle PRELE de TRACTEBEL Engineering S. A.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sénégal	Imports	604	748	1,035	-	805	333	978	1,581	1,843	2,140	2,448	2,760	3,098	3,444	3,112
	Exports	-	-	-	136	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	2,299	2,485	2,332	3,661	3,520	4,203	4,197	3,882	3,882	3,890	3,903	3,907	3,907	3,927	4,628
Gambie	Imports	-	-	-	-	-	-	596	739	763	793	824	837	862	900	874
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	305	372	427	482	573	726	155	36	36	37	41	57	64	65	125
Guinée Bissau	Imports	-	-	-	-	-	-	294	396	475	548	623	654	690	733	766
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	179	196	207	219	232	245	23	0	0	0	6	6	6	7	
Guinée	Imports	-	-	-	-	1,362	1,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	174	4,099	5,916	7,625	7,650	7,594	7,512	7,455	7,390
	Génération interne	848	1,000	1,159	1,348	953	493	1,709	5,872	7,824	9,667	9,781	9,782	9,793	9,797	9,797
Sierra Leone	Imports	-	-	-	-	351	352	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	436	844	843	796	744	690	630	583	525
	Génération interne	232	305	415	555	466	466	1,361	1,865	1,865	1,865	1,865	1,865	1,865	1,872	1,872
Libéria	Imports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Exports	-	-	-	-	113	117	107	809	790	759	736	708	1,400	1,866	1,862
	Génération interne	55	122	189	262	454	454	453	1,229	1,229	1,229	1,229	1,229	1,960	2,471	2,504
Mali	Imports	-	-	-	136	797	1,545	1,154	928	1,016	1,171	1,331	1,449	1,640	1,831	2,007
	Exports	604	748	1,012	-	439	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	1,882	2,133	2,571	1,971	1,693	1,693	2,208	2,608	2,628	2,628	2,628	2,680	2,680	2,680	2,703

Table 3.3a: Echanges d'énergie et génération nationale (GWh) des différents pays AVEC projets régionaux
Source: Sortie du modèle PRELE de TRACTEBEL Engineering S. A.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cote d Ivoire	Imports	-	-	-	225	80	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-
	Exports	1,059	2,412	1,426	-	800	1,465	1,099	2,196	3,160	2,562	2,133	1,954	1,349	713	52
	Génération interne	7,318	9,157	9,411	6,827	8,060	10,202	10,199	13,572	13,603	13,610	13,701	14,113	14,113	14,113	14,090
Togo	Imports	159	1,181	-	1,474	1,620	1,538	1,366	1,662	1,891	1,785	2,157	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	165	337	209	43
	Génération interne	175	204	175	165	165	415	768	768	768	768	768	3,375	3,776	3,894	3,898
Bénin	Imports	1,055	1,314	1,745	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exports	-	1,181	-	1,524	3,082	1,199	1,175	1,335	1,234	873	873	633	415	170	20
	Génération interne	361	4	1	3,373	3,373	3,373	3,373	3,851	3,851	3,851	3,851	3,851	3,851	3,851	3,851
Ghana	Imports	1,232	1,585	2,297	-	-	-	-	-	1,003	1,958	1,335	779	244	-	132
	Exports	-	-	-	727	2,043	3,995	3,183	719	-	-	-	-	-	1,012	-
	Génération interne	9,759	10,040	10,521	15,869	17,972	19,287	19,287	17,682	16,815	16,821	18,492	20,243	21,988	24,552	24,703
Burkina Faso	Imports	-	1,110	362	572	1,462	1,608	1,724	392	2,126	2,280	2,415	2,612	2,749	1,012	3,104
	Exports	73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	1,201	117	113	57	57	57	57	57	4	7	4	0	15	20	30

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Niger	Imports	677	725	771	707	278	326	551	562	583	745	181	-	-	-	-
	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	488	395	299	218
	Génération interne	0	2	8	125	736	736	976	1,085	1,087	1,088	1,088	2,587	2,587	2,589	2,589
Nigéria	Imports	-	-	-	-	-	-	-	3,742	2,243	1,195	822	3,141	2,741	4,387	115
	Exports	1,991	2,322	3,772	727	278	326	489	-	-	-	-	-	-	-	-
	Génération interne	28,941	34,601	40,338	40,650	46,057	52,182	57,261	57,548	64,704	71,973	78,699	82,792	91,184	100,164	111,770

Table 3.3b: Echanges d'énergie et génération nationale (GWh) des différents pays AVEC projets régionaux
Source: Sortie du modèle PRELE de TRACTEBEL Engineering S. A.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

COUTS ANNUELS DE GENERATION D'ENERGIE ($/KWH) SANS PROJETS

Pays/Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sénégal	0.146	0.146	0.146	0.181	0.181	0.243	0.246	0.252	0.252	0.253	0.255	0.256	0.257	0.259	0.259
Gambie	0.231	0.230	0.227	0.228	0.228	0.145	0.147	0.150	0.153	0.155	0.158	0.161	0.163	0.165	0.168
Guinée Bissau	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231	0.231
Guinée	0.084	0.102	0.114	0.122	0.121	0.127	0.063	0.065	0.055	0.045	0.044	0.044	0.043	0.043	0.043
Sierra Leone	0.058	0.062	0.080	0.097	0.071	0.085	0.049	0.050	0.051	0.053	0.054	0.056	0.058	0.059	0.060
Liberia	0.231	0.231	0.221	0.224	0.102	0.102	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084
Cote d' Ivoire	0.098	0.090	0.082	0.079	0.079	0.081	0.081	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075
Mali	0.156	0.159	0.149	0.145	0.145	0.128	0.120	0.109	0.108	0.107	0.107	0.108	0.108	0.109	0.111
Burkina Faso	0.126	0.108	0.105	0.116	0.118	0.119	0.129	0.141	0.145	0.119	0.128	0.142	0.149	0.154	0.156
Ghana	0.096	0.088	0.078	0.086	0.090	0.085	0.084	0.081	0.084	0.085	0.085	0.088	0.088	0.087	0.089
Togo	0.068	0.065	0.060	0.062	0.062	0.105	0.105	0.105	0.118	0.126	0.127	0.128	0.128	0.129	0.126
Bénin	0.146	0.146	0.146	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.089	0.089	0.090	0.091	0.091	0.091
Niger	0.113	0.141	0.155	0.103	0.107	0.102	0.135	0.143	0.172	0.187	0.196	0.203	0.205	0.206	0.208
Nigéria	0.087	0.090	0.091	0.092	0.093	0.080	0.074	0.073	0.073	0.075	0.076	0.078	0.080	0.082	0.083

Table 3.4a: Coûts moyens de la génération d'électricité des différents pays SANS programmes

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

COUTS ANNUELS DE GENERATION D'ENERGIE ($/KWH) AVEC PROJETS

Pays/Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sénégal	0.177	0.177	0.177	0.199	0.255	0.242	0.230	0.234	0.234	0.234	0.234	0.234	0.234	0.234	0.240
Gambie	0.231	0.230	0.228	0.228	0.199	0.206	0.114	0.145	0.145	0.147	0.155	0.147	0.144	0.143	0.122
Guinée Bissau	0.231	0.231	0.231	0.231	0.230	0.231	0.231	0.205	0.209	0.212	0.214	0.215	0.216	0.217	0.218
Guinée	0.084	0.102	0.114	0.121	0.103	0.062	0.055	0.045	0.046	0.047	0.047	0.047	0.047	0.047	0.047
Sierra Leone	0.050	0.044	0.035	0.027	0.049	0.049	0.045	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044
Liberia	0.231	0.231	0.227	0.228	0.098	0.098	0.098	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.063	0.059	0.059
Cote d'Ivoire	0.098	0.092	0.088	0.080	0.080	0.080	0.080	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074
Mali	0.156	0.159	0.149	0.140	0.126	0.126	0.112	0.106	0.107	0.107	0.107	0.107	0.107	0.107	0.107
Burkina Faso	0.169	0.108	0.106	0.091	0.091	0.091	0.091	0.091	0.069	0.107	0.069	0.175	0.175	0.175	0.175
Ghana	0.073	0.065	0.064	0.074	0.077	0.078	0.078	0.077	0.075	0.075	0.077	0.078	0.079	0.081	0.081
Togo	0.119	0.064	0.052	0.047	0.047	0.099	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.124	0.125	0.125	0.125
Bénin	0.136	0.146	0.146	0.094	0.094	0.094	0.094	0.091	0.091	0.091	0.091	0.091	0.091	0.091	0.091
Niger	0.175	0.175	0.175	0.103	0.073	0.073	0.122	0.116	0.116	0.116	0.116	0.208	0.208	0.208	0.208
Nigéria	0.078	0.074	0.077	0.077	0.078	0.078	0.078	0.066	0.068	0.069	0.070	0.071	0.072	0.073	0.075

Table 3.4b: Coûts moyens de la génération d'électricité des différents pays AVEC programmes

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PROJETS DE TRANSPORT REGIONAUX	Mise en service	Coût d'investissement ($ m)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Totaux
1	**Mali-Côte d'Ivoire (Ferkessedougou -Ségou)**	2012	175	175.0											**175**
2	**Tronçon Côte d'Ivoire Laboa-Ferkéssédougou**	2012	100	100.0											**100**
3	**Dorsale Côtière (tronçon Ghana-Togo-Bénin)**	2013	84	50.4	33.6										**84**
4	**Ghana-Burkina Faso (Bolgatanga -Ouaga)**	2013	74	44.4	29.6										**74**
5	**Project CLSG**	2015	430		129.0	172.0	129.0								**430**
6	**Interconnexion Ghana-Burkina Faso-Mali**	2015	230		69.0	92.0	69.0								**230**
7	**Dorsale Côtière (tronçon Côte d'Ivoire-Ghana)**	2017	57					22.8	34.2						**57**
8	**Projet OMVG**	2015-17	575					230.0	345.0						**575**
9	**Interconnexion OMVS Tambacounda-Kayes**	2017	65					26.0	39.0						**65**
10	**Axe 330kV Nord-Sud Ghana**	2018	240					72.0	96.0	72.0					**240**
11	**Guinée-Mali (Fomi-Linsan, -Nzérékoré, -Bamako)**	2018	550					165	220	165					**550**
12	**Renforcement CLSG (2e terne Linsan et Man)**	2018	69					20.7	27.6	20.7					**69**
13	**Projet Corridor nord**	2018	540					162.0	216.0	162.0					**540**
14	**Intercon. OMVS Linsan-Manantali 2 circuits**	2018	131					39.3	52.4	39.3					**131**
15	**Renforcement Soubre-Taabo2/2t**	2018	69					20.7	27.6	20.7					**69**
16	**Renforcement Manantali-Bamako 1/2t**	2020	70							21.0	28.0	21.0			**70**
17	**Renforcement Manantali-Bamako (2d) -Sikasso**	2020	84							25.2	33.6	25.2			**84**
18	**Interconnexion Fomi-Boundiali**	2020	111							33.3	44.4	33.3			**111**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

19	**Renforcement Linsan-Fomi(second ligne)**	2020	65		19.5	26.0	19.5	**65**
20	**Renforcement Boundiala-ferke-Bobo(1/1t)**	2020	59		17.7	23.6	17.7	**59**
21	**Renforcement Bobodioulasso-Ouagadougou**	2020	44		13.2	17.6	13.2	**44**
22	**Salkadamna-Niamey (Dossou)**	2020	72		21.6	28.8	21.6	**72**
23	**SalkadamnaCentre Est**	2020	61		18.3	24.4	18.3	**61**
24	**Interconnexion Libéria-Côte d'Ivoire (San Pedro)**	2020	100		30.0	40.0	30.0	**100**
25	**Dorsale Médiane**	2020	238		71.4	95.2	71.4	**238**
26	**Renforcement tronçon Ouest OMVG Linsan-Kaolack**	>2020	141		42.3	56.4	42.3	**141**
27	**Renforcement Bénin-Nigéria (Sakete-Omotosho)**	>2020	39		11.7	15.6	11.7	**39**
28	**Renforcement Dorsale Côtière (Lomé-Sakete)**	>2020	46		13.8	18.4	13.8	**46**

Table 3.5A: Estimation des coûts et planning de construction des projets régionaux de transport

Source: Rapport final

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PROJET	Pays	Technologie	Mise en service	MW	Cout d'investissement ($ m)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Totaux
1	**Felou**	Mali	Hydro	2013	60	170	93.5	76.5										**170**
2	**Maria Gleta**	Bénin	Gas Nat.	2014	450	401	64.16	136.34	200.50									**401**
3	**Aboadze**	Ghana	Gas Nat.	2014	400	356	56.96	121.04	178.00									**356**
4	**Mount Coffee**	Libéria	Hydro	2015	66	383		95.8	172.4	114.9								**383**
5	**Kaléta**	Guinée	Hydro	2015	240	267		67	120	80								**267**
6	**Charbon**	Sénégal	Charbon	2016	875	2,532		405.1	810.2	810.2	506.4							**2,532**
7	**Gouina(OMVS)**	Mali	Hydro	2017	140	329		65.8	65.8	82.3	82.3	32.9						**329**
8	**Adjaralla**	Togo / Bénin	Hydro	2017	147	333		66.6	66.6	83.3	83.3	33.3						**333**
9	**Sambangalou(OMVG)**	Sénégal / Guinée	Hydro	2017	128	433		86.6	86.6	108.3	108.3	43.3						**433**
10	**Balassa(OMVS)**	Guinée	Hydro	2018	181	171		17.1	34.2	42.8	42.8	17.1	17.1					**171**
11	**Bdoumbé(OMVS)**	Guinée	Hydro	2018	70	197		19.7	39.4	49.3	49.3	19.7	19.7					**197**
12	**Fomi**	Guinée	Hydro	2018	90	156		15.6	31.2	39	39	15.6	15.6					**156**
13	**Soubré**	Côte d'Ivoire	Hydro	2018	270	620		62.0	124.0	155.0	155.0	62.0	62.0					**620**
14	**Zungeru**	Nigéria	Hydro	2018	700	1,077		107.7	215.4	269.3	269.3	107.7	107.7					**1,077**
15	**Souapiti**	Guinée	Hydro	2018	515	796		79.6	159.2	199.0	199.0	79.6	79.6					**796**
16	**Amaria**	Guinée	Hydro	2020	300	377				37.7	75.4	94.3	94.3	37.7	37.7			**377**
17	**Bumbuna**	Sierra	Hydro	2020	350	520				52	104	130	130	52	52			**520**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

		Leone																
18	**Kassa B**	Guinée / Sierra Leone	Hydro	2020	135	214				21.4	42.8	53.5	53.5	21.4	21.4			**214**
19	**Koukoutamba(OMVS)**	Guinée	Hydro	2020	281	404				40.4	80.8	101.0	101.0	40.4	40.4			**404**
20	**Tiboto**	Libéria/ Côte d'Ivoire	Hydro	2020	225	578				57.8	115.6	144.5	144.5	57.8	57.8			**578**
21	**Salkadamna**	Niger	Coal	2020	200	573						91.7	183.4	183.4	114.6			**573**
22	**Boureya(OMVS)**	Guinée	Hydro	2021	160	373					37.3	74.6	93.3	93.3	37.3	37.3		**373**
23	**Grand Kinkon**	Guinée	Hydro	2021	291	298					29.8	59.6	74.5	74.5	29.8	29.8		**298**
24	**Mambilla**	Nigéria	Hydro	2021	2,600	4,000					400.0	800.0	1,000.0	1,000.0	400.0	400.0		**4,000**
25	**Digan(OMVG)**	Guinée	Hydro	2021	93.3	112					11.2	22.4	28	28	11.2	11.2		**112**
26	**Cycle Combiné**	Togo	Gas Nat.	2021	450	401								64.16	136.34	200.50		**401**
27	**Parc éolien 200 MW**	Sénégal / Gambie	Eolien	2016-2020	200	318						222.6	95.4					**318**
28	**Parc éolien 300 MW**	Nigéria	Eolien	2016-2020	300	477								333.9	143.1			**477**
29	**Solaire PV 150 MW**	Burkina Faso	Solaire PV	2016-2020	150	549						183	183		183			**549**
30	**Solaire PV 150 MW**	Mali	Solaire PV	2016-2020	150	549							183	183	183			**549**
				TOTAUX		**17,964**	**214.62**	**1,422.48**	**2,303.5**	**2,242.7**	**2,431.6**	**2,388.4**	**2,665.6**	**2,169.56**	**1,447.64**	**678.8**	**-**	**17,964**

Table 3.5B: Estimation des coûts et planning de construction des projets régionaux de production

Source: Rapport final

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TARIFS APPLIQUES (US CENTS/KWH)

	Ghana	Burkina Faso	Niger	Nigéria	Cote d'Ivoire	Togo	Bénin	Sénégal	Mali	Libéria	Sierra Leone	Guinée	Guinée Bissau	Gambie
Utilisateur final	14.61	25.30	13.54	14.67	19.10	16.00	18.36	24.91	30.57	34.00	34.00	12.40	24.17	24.17
FSTE	0.95	1.64	0.88	0.95	1.24	1.04	1.19	1.62	1.99	2.21	2.21	0.81	1.57	1.57
FSDE	5.99	10.37	5.55	6.01	7.83	6.56	7.53	10.21	12.53	13.94	13.94	5.08	9.91	9.91
BGT	7.67	13.28	7.11	7.70	10.03	8.40	9.64	13.08	16.05	17.85	17.85	6.51	12.69	12.69
BST*	9.91	17.17	9.19	9.95	12.96	10.86	12.46	16.90	20.74	23.07	23.07	8.41	16.40	16.40

Source: "Comparative study of electricity tariffs used in Africa – December 2009", effectué par le Secrétariat Général de l'UPDEA.

Note: La décomposition en Frais de Service de Transport (FSTE), Frais de Service de Distribution (FSDE) et Tarif de Génération (BGT) est basée sur les coefficients utilisés dans les tarifs du Ghana sortis en Juin 2010 par le PURC

* Une augmentation de 15% a été appliquée pour estimer les augmentations annuelles après 2009 dans le tableau.

Table3.6: Tarifs indicatifs

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4. Calcul des coûts de production et des frais de service de transport

Les Sociétés à Objectif Spécifique (SOS) sont supposées développer et exploiter divers sous-programmes de production et d'interconnexion. Certaines SOS seront mises en place pour générer et vendre de l'énergie, d'autres pour transférer l'énergie des pays exportateurs vers les pays importateurs. Les compagnies de production doivent rentrer dans leurs frais via un tarif de génération en vrac (Bulk Generation Tariff = BGT) et les SOS de transport doivent rentrer dans leurs frais via un Frais de Service de Transport Electrique (FSTE).

Chaque compagnie doit être capable de couvrir au moins ses frais sur toute la durée de vie du projet. Le BGT et le FSTE sont calculés en conséquence comme le tarif minimum qui rend égaux, d'un côté, les coûts totaux actualisés liés à la construction et l'exploitation des ouvrages et, de l'autre côté, les revenus totaux actualisés découlant de la vente d'énergie dans le cas des SOS de production et du transport d'énergie dans le cas des SOS de transport.

L'EEEOA préfère appliquer la méthode du Timbre Poste pour facturer les services de transport. Cela implique que chaque utilisateur du réseau de transmission payera le même prix pour les services de transport par unité (kWh) d'énergie échangée, quelle que soit la distance sur laquelle l'énergie doit être transportée. Il est supposé que les pays importateurs supportent les frais de service de transport.

3.5. Analyse de sensibilité

L'évaluation est basée sur des hypothèses concernant différents paramètres/données qui sont importantes pour le projet. Ces hypothèses concernent le futur et ne sont par conséquent pas infaillibles, et nous reconnaissons qu'il pourrait y avoir des changements ou des écarts entre les valeurs qui se réaliseront et les hypothèses sur lesquelles cette analyse se base. Cette section estime l'impact de chaque écart entre ces hypothèses et la valeur réelle sur la viabilité du projet. Cela forme une base pour que ceux qui réaliseront le projet pour qu'ils puissent construire des contingences dans leur gestion. Les points et facteurs pour lesquels des incertitudes vont être analysées sont :

- Le coût du projet

Le coût du projet a été estimé avec les meilleures informations disponibles. Le coût final du projet sera déterminé après le processus d'acquisition, qui est censé se baser sur une offre compétitive au niveau international. Il est par conséquent possible que les coûts réels du projet soient différents des estimations faites. Et il est donc nécessaire d'étudier l'impact que de tels changements de coûts auraient sur la viabilité du projet. Les analyses de sensibilité considèrent une variation de +10% et +15 % dans les coûts du projet.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Prévision de demande énergétique

Des scénarios de faible et haute croissance de charge ont été mis sur pied pour les pays en plus du scénario de base. Ces résultats de prévisions ont été présentés dans l'étude de l'offre et de la demande pour chaque pays. L'impact des différents scénarios de croissance de charge sur la viabilité du projet régional d'interconnexion est estimé dans cette section de l'analyse.

- Eventuels délais dans le projet

Un délai dans la mobilisation des fonds et des ressources humaines et matérielles inadéquates sont souvent des causes typiques de délais dans l'accomplissement des projets. L'impact d'un délai de un ou deux ans dans la réalisation du projet sera dès lors évalué.

- Coût de la fourniture électrique (particulièrement le combustible)

Le prix du combustible est une grande partie de la génération thermique (gaz, Light Crude Oil (LCO), Diesel Fuel Oil ou HFO). Les prix de ces combustibles sont déterminés sur le marché international and ne peuvent être prédit avec certitude. L'impact des prix des combustibles sur la viabilité des sous-programmes sera ainsi évalué.

- Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est un indicateur du cout du capital et de la perception du risque associé à un projet par un investisseur. Il est utilisé pour déterminer la valeur d'une série de futur flux de trésorerie sur base d'une valeur annuelle. Un haut taux d'actualisation indique un haut cout d'opportunité du capital à un investisseur et/ou un haut risque associé au projet. Il pourrait être basé sur toute condition financière générale prévalent du marché ou sur le cout moyen pondéré actualisé du capital mobilisé pour le projet. Au vu des nombreux pays impliqués dans le projet et de la diversité de leurs conditions de marchés financiers, il pourrait être difficile de viser à calculer un taux d'actualisation comme expliqué. Par conséquent, l'analyse fait l'hypothèse d'un taux d'actualisation de 10% et évalue la sensibilité des bénéfices du projet pour des taux de 8 et 12%.

3.6. Evaluation des résultats

3.6.1. Performances financières précédentes des sociétés

Les résumés des indicateurs de performances financières précédentes de sept sociétés de la région sont présentés en annexe. Cette section utilise le Taux de Rendement des Actifs Immobilisés, le Taux de Liquidité, la Couverture de la Dette et le Délai de recouvrement moyen pour déterminer la capacité des sociétés à

- Rentrer dans leurs frais avec un retour sur investissement
- Faire face à l'évolution régulière des dépenses d'exploitation
- Honorer leur dette à long terme
- Collecter régulièrement les factures d'électricité en tenant compte de leur évolution

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Généralement, un taux de rendement des actifs immobilisés qui est grand et positif montre un niveau de profitabilité de la société qui est sain. Un taux de liquidité de 1.2 et une couverture de la dette de 1.3 sont utilisés comme références, sur base des conventions financières admises par la Banque Mondiale sur le projet de Dorsale Côtière. Un niveau plus bas pour le délai de recouvrement moyen est aussi souhaité, et une valeur de 30 jours est utilisée comme référence sur base du cycle de facturation de la plupart des sociétés, càd un mois.

Les sociétés et pays analyses sont CEB au Togo/Bénin, SONABEL au Burkina Faso, SENELEC au Sénégal, NIGELEC au Niger, EDM-SA au Mali, VRA au Ghana t EDG en Guinée.

CEB – RESUME FINANCIER

	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (B/A)	4.3%	1.8%	-3.3%
Taux de Liquidité (D/E)	1.45	2.65	2.87
Couverture de la dette (B/(F+H))	0.46	0.37	(0.64)
Délai de recouvrement moyen	298	201	206

Table 3.7: Performance financière de CEB – TOGO/BÉNIN

CEB a enregistré une augmentation des ses profits sur la période entière dû principalement à d'autres revenus d'exploitation inexpliqués. Cela mène à une augmentation correspondante de sa capacité à faire face à sa dette à long terme. Il apparaît cependant que l'importance des factures non collectées a affecté défavorablement sa capacité à faire face à ses passifs existants. CEB semble donc avoir des problèmes de profitabilité de ses activités, signe d'une inadéquation des tarifs, et d'encaissement des factures d'électricité. Cela mène à une faible couverture de la dette, de pas plus de .46 comparé au minimum désiré dans le monde de l'industrie qui est de 1.3.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

SONABEL – RESUME FINANCIER

	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (B/A)	3.3%	0.9%	1.0%
Taux de Liquidité (D/E)	2.73	2.38	1.97
Couverture de la dette (B/(F+H))	0.66	0.32	0.32
Délai de recouvrement moyen	132	134	

Table 3.8: Performance financière de SONABEL – BURKINA FASO

SONABEL a enregistré de faibles ventes en 2009 par rapport à 2008 mais a accru sa profitabilité sur la même période grâce principalement à un autre revenu d'exploitation inexpliqué. La compagnie a un délai de recouvrement moyennement élevé, même si cela ne semble pas affecter sa capacité à faire face à l'évolution des ses passifs, y compris sa dette à long terme. Son taux de couverture de la dette à long terme est de .66 ce qui est faible comparé au minimum désiré dans le monde de l'industrie qui est de 1.3.

SENELEC – RESUME FINANCIER

	2010	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (B/A)	-22.8%	2.5%	-4.3%	-1.7%
Taux de Liquidité (D/E)	0.97	1.14	1.11	1.02
Couverture de la dette (B/(F+H))	(8.59)	0.97	(1.66)	(1.87)
Délai de recouvrement moyen	271	231	207	173

Table 3.9: Performance financière de SENELEC- SÉNÉGAL

SENELEC est caractérisée par de faibles profits d'exploitation et l'augmentation de son délai de recouvrement moyen menant à une faible capacité de remboursement de la dette. En 2010 en particulier, la compagnie n'aurait pas pu faire face au remboursement de sa dette à long terme, à moins de disposer d'autres moyens comme des réserves de liquidités et/ou le support d'une tierce personne.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

NIGELEC- NIGER

La table ci-dessous montre un déclin considérable des profits de la compagnie de 2008 à 2009. Les détails dans l'annexe concernée montrent que c'est le résultat d'une croissance significative (27%) des couts d'exploitation comparé à une augmentation de seulement 11% des revenus. Malgré des améliorations dans la collecte des factures, le déclin du profit d'exploitation mène à une réduction de la capacité de la société à faire face à ses passifs à court et moyen termes. NIGELEC semble être face à des tarifs qui ne sont pas suffisamment ajusté pour couvrir l'augmentation des ses coûts d'exploitation.

NIGELEC – RESUME FINANCIER

	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (B/A)	2.9%	19.7%	
Taux de Liquidité (D/E)	0.90	0.95	
Couverture de la dette (B/(F+H))	0.90	2.69	
Délai de recouvrement moyen	162	197	

Table 3.10: Performance financière de NIGELEC - NIGER

Le profit d'exploitation de la société a augmenté sur l'entièreté de la période. Entre 2008 et 2009 par exemple, les détails en annexe montrent que la société a enregistré une augmentation de 100% dans ses revenus mais une faible réduction de ses coûts d'exploitation. Cela améliore la capacité de la société à faire face à l'évolution de ses passifs à court et long terme, même si ses indicateurs restent significativement plus bas que les standards industriels.

EDM-SA – RESUME FINANCIER

	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (B/A)	0.2%	-2.3%	-2.6%
Taux de Liquidité (D/E)	1.02	0.99	0.92
Couverture de la dette (B/(F+H))	0.11	(1.71)	(2.19)
Délai de recouvrement moyen	139	143	137

Table 3.11: Performance financière de EDM-SA –MALI

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

VRA – GHANA

La table ci-dessous montre que VRA est en train de récupérer des ses lourdes pertes de 2007 à 2009, même si la profitabilité de la société est encore faible.

Les détails en annexe montrent que c'est dû largement à l'augmentation des revenus de la vente, qui ont virtuellement doublé de 2007 à 2009 alors que les coûts d'exploitation n'ont progressés que de 10%. La faible marge d'exploitation, couplée à un grand délai de recouvrement ont exposé la société à la possibilité de faire défaut au remboursement de sa dette, particulièrement entre 2007 et 2008.

VRA – RESUME FINANCIER

	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (B/A)	0.51%	-4.38%	-16.80%
Taux de Liquidité (D/E)	1.49	1.55	1.13
Couverture de la dette (B/(F+H))	0.31	(3.85)	(11.24)
Délai de recouvrement moyen	254	240	176

Table 3.12: Performance financière de VRA - GHANA

Une des causes principales de cet état est le délestage de charge massif que la société a dû mettre en place suite aux faibles précipitations de 2007 qui ont diminué la disponibilité de l'énergie hydroélectrique de manière significative. Cela ne s'est pas accompagné d'une réduction correspondante des coûts vu la nature fixe prédominante des coûts hydroélectriques et le fait que de la génération thermique en plus fut installée pour subvenir partiellement aux coupures, ce qui coûte plus cher.

La table ci-dessous montre qu'EDG a subi des pertes opérationnelles pour chacune des années observées, même si cette tendance est décroissante suite à d'autres revenus inexpliqués. Ces pertes financières, couplées à un grand délai de recouvrement moyen, mettent la société potentiellement en défaut de paiement face à l'évolution de sa dette à long terme, et cela même si sa capacité à faire face à ses passifs a été raisonnable durant toute la période. La situation de la société peut être un signe de tarifs inadéquats et d'un faible taux de collecte des factures.

EDG – RESUME FINANCIER

	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (B/A)	-1.5%	-2.5%	-4.1%
Taux de Liquidité (D/E)	1.24	1.28	1.29
Couverture de la dette (B/(F+H))	(0.73)	(2.09)	(4.45)
Délai de recouvrement moyen	346	307	346

Table 3.13: Performance financière de EDG - GUINÉE

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.6.2. Performance financière de Projet, la SOS, zones de l'EEEOA et leurs pays

Pour le moment, les interconnexions et les échanges entre pays de l'EEEOA sont limités. Il est probable que la situation persiste jusqu'à ce que les programmes planifiés par l'EEEOA pour finalement relier les pays de l'EEEOA, comme présentés à la Table 3.5, soient réalisés avec succès. Les échanges existants sont restreints à deux blocs dans les régions nommées Zone A et Zone B. Les pays de la Zone A sont la Cote d'Ivoire, le Ghana, le Togo, le Bénin, le Nigéria, le Niger et le Burkina Faso, et les pays de la Zone B sont la Cote d'Ivoire, le Libéria, le Sierra Leone, la Guinée, le Mali, la Guinée Bissau et le Sénégal.

Cette section compare les bénéfices nets pour chaque zone et chaque pays membre selon deux scénarios :

- Les interconnexions actuelles persistent avec des échanges limités entre pays qui sont interconnectés pendant que les pays qui ne sont pas interconnectés continuent à dépendre de leur propre génération interne pour satisfaire leur demande. C'est la situation actuelle dans la région. Elle est appelée SANS PROJETS D'INTERCONNEXION DE L'EEEOA (Scénario SANS).
- La situation planifiée du marché d'électricité où les projets prioritaires optimisés de l'EEEOA sont implémentés et les pays peuvent se fournir à partir de n'importe quel membre de l'EEEOA. Elle est appelée AVEC PROJETS D'INTERCONNEXION DE L'EEEOA (Scénario AVEC).

Nous trouvons opportun de faire l'analyse pour les deux zones distinctes même pour le scénario avec interconnexions pour pouvoir comparer les deux scénarios et identifier les alternatives qui offrent les plus grand bénéfices financiers à chaque zone et à chaque pays de la zone individuellement.

3.6.2.1. PERFORMANCE FINANCIERE DE LA ZONE A ET DE SES PAYS

- La Cote d'Ivoire, le Ghana, le Togo et le Bénin sont interconnectés
- Le Nigéria et le Niger sont interconnectés.
- Il y aura seulement des échanges limités du Nigéria vers le Bénin (150 MW) jusqu'à 2012 lorsque, tel qu'attendu, le Nigéria sera pleinement synchronisé avec le reste de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Togo et du Bénin.
- Des échanges limités entre la Côte d'Ivoire et le Burkina Faso et entre le Ghana et quelques localités proches de la frontière au Burkina Faso.
- Le Nigéria, le Ghana et la Cote d'Ivoire exportent de l'énergie vers les autres pays.

La Table 3.1 ci-dessus montre la demande d'électricité et la Table 3.2 montre le mix de fourniture d'énergie incluant la génération interne et les imports et exports des différents pays. Le coût des imports comprend le coût moyen de production électrique du pays exportateur (Table 3.4) plus le frais de service de transport, calculé comme 0.0169$/kWh comme montré en annexe. Les estimations des tarifs de vente en vrac pour les différents pays sont présentés en Table 3.6. Sur base de cela, l'analyse détaillée par projet, par zone et par pays de la zone est donnée en annexe. Les résultats sont résumés dans la table ci-dessous.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

RESUME DES RESULTATS - ZONE A (CAS SANS)			RESUME DES RESULTATS - ZONE A (CAS AVEC)		
Entité	**VAN ($m)**	**BC Ratio**	**Entité**	**VAN ($m)**	**BC Ratio**
Tous pays	10,263	1.16	**Tous pays**	18,736	1.32
Ghana	956	1.08	**Ghana**	3,260	1.34
Burkina Faso	265	1.13	**Burkina Faso**	1,017	1.74
Niger	(694)	0.65	**Niger**	(389)	0.73
Nigéria	5,776	1.15	**Nigéria**	9,271	1.27
Cote d'Ivoire	3,063	1.44	**Cote d'Ivoire**	3,639	1.51
Togo	(132)	0.93	**Togo**	(15)	0.99
Bénin	243	1.13	**Bénin**	1,034	1.92

Table 3.14: Résumé des résultats d'évaluation (Zone A)

PERFORMANCE DE LA ZONE ET DES PAYS INDIVIDUELS

La VAN des bénéfices nets des activités de fourniture d'électricité dans toute la zone A atteint 18,736 millions US$, comparé à 10,263millions US$ sans le projet. L'impact du programme est une hausse de 8,437 millions US$ pour la zone

Le Nigéria, le Ghana, la Cote d'Ivoire, le Burkina Faso et le Bénin ont tous enregistré des VANs positives avec le projet. Même le Niger et le Togo qui ont encore enregistré des VANs négatives ont montré des améliorations dans les résultats avec le projet.

Le rapport Coût-Bénéfice suit la même tendance.

3.6.2.2. PERFORMANCE FINANCIERE DES PAYS DE LA ZONE B ET DE LA ZONE COMME UN TOUT SANS LES PROJETS D'INTERCONNEXION REGIONAUX DE L'EEEOA.

Les seuls échanges de la zone B se font dans le groupe OMVS et sont réglementés pour le partage de la production du projet hydro de Manantali au Mali entre le Mali, le Sénégal et la Mauritanie. L'interconnexion associée à ce projet permet au Sénégal d'exporter vers le Mali à partir d'environ 2016. Il est aussi attendu que la Côte d'Ivoire soit interconnectée au Mali en 2014.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'analyse détaillée pour la zone et chaque pays, sur base des données des tables déjà discutées pour la zone A, est disponible en annexe. Les résultats sont résumés dans les tables ci-dessous.

RESUME DES RESULTATS - ZONE B (CAS SANS)

RESUME DES RESULTATS - ZONE B (CAS AVEC)

Entité	VAN ($m)	BC Ratio	Entité	VAN ($m)	BC Ratio
Tous pays	3,576	1.72	**Tous pays**	7,315	1.36
Sénégal	(2,074)	0.77	**Sénégal**	(981)	0.86
Mali	1,657	1.52	**Mali**	2,499	2.05
Liberia	246	1.82	**Liberia**	395	2.03
Sierra Leone	960	3.53	**Sierra Leone**	1,050	3.64
Cote d'Ivoire	3,073	1.44	**Cote d'Ivoire**	3,639	1.51
Guinée	36	1.03	**Guinée**	140	1.07
Guinée Bissau	(40)	0.92	**Guinée Bissau**	82	1.23
Gambie	(117)	0.88	**Gambie**	133	1.19

Table 3.15: Résumé des résultats d'évaluation (Zone B)

Cela montre que la VAN des bénéfices nets venant des activités de fourniture d'électricité de la zone comme un tout, sans les projets régionaux d'interconnexion de l'EEEOA atteint 3,576 millions US$ comparé à 7,315 millions US$ avec les projets, ce qui représente une amélioration des bénéfices nets de 3,739 millions US$ lorsque le programme prioritaire de l'EEEOA est réalisé. Tous les pays de la zone ont enregistré une augmentation de leur VAN.

3.6.3. Viabilité financière et durabilité des SOS

L'approche adoptée pour l'implémentation des projets prioritaires en lignes de transport approuvés lors du plan directeur de 2004 demandait à chaque pays participants de développer et financer la partie de la ligne qui passait sur son territoire. Deux faiblesses ont principalement été identifies avec cette approche:

- Les challenges de coordination et de management dans l'implémentation du projet lorsque plusieurs pays et sociétés sont impliqués
- La non convergence des objectifs et des priorités des pays participants

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'EEEOA a donc décidé d'adopter l'approche par SOS pour implémenter les projets en réduisant leur temps de réalisation. Cette nouvelle approche place la responsabilité de la réalisation du projet sur une seule entité légalement reconnue et dont les membres ont comme mission et objectif commune de réaliser le projet dans les délais et avec le budget prévu. L'approche a déjà été utilisée avec succès pour la réalisation du projet OMVS et les discussions sont déjà bien avancées pour qu'il en soit de même pour l'interconnexion CLSG.

L'analyse a été faite pour les projets qui impliquent plus de deux pays participants, car l'implémentation des projets impliquant un ou deux états n'est pas encline aux problèmes mentionnés ci-dessus.

Les projets sélectionnés sont:

- L'interconnexion Guinée – Mali
- L'interconnexion Cote d'Ivoire - Libéria
- Le projet "Corridor Nord"
- L'interconnexion Mali-Cote d'Ivoire
- Le projet hydroélectrique de Grand Kinkon (Guinée)
- Le projet hydroélectrique de Koukoutamba (OMVS)
- Le projet hydroélectrique de Mambilla (Nigéria)
- Le projet hydroélectrique de Souapiti (Guinée)
- Le projet de cycle combiné au Togo
- Le projet de parc éolien en Gambie et au Sénégal
- Les projets solaires au Mali et au Burkina Faso

Les détails des analyses de viabilité et durabilité des différentes SOS sont présentés en annexe 3.5. Cette section présente un résumé des indicateurs financiers clés, de l'interprétation des résultats et des conséquences de l'analyse de sensibilité.

- Interconnexion Guinée-Mali

La Table 3.16 ci-dessous présente un résumé des indicateurs de performances du projet d'interconnexion Guinée- Mali.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

GUINÉE-MALI - RESUMÉ DES RÉSULTATS FINANCIERS
(CAS DE BASE ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	(ans)	(ans)	(%)	%			(US$ mn)
Cas de base	335.5	5	10	10%	5.1%	1.14	0.48	41.9
10% couts en +	369.1	5	10	10%	4.2%	0.40	0.40	23.9
15% couts en +	385.8	5	10	10%	3.8%	0.1	0.36	15.0
10% couts en -	302.0	5	10	10%	6.2%	2.0	0.58	59.8
15% couts en -	285.2	5	10	10%	6.8%	2.6	0.64	68.7
1 an délai	352.3	6	10	10%	4.7%	0.86	0.44	35.6
2 ans délai	369.1	7	10	10%	4.3%	0.5	0.40	26.8
8% taux actualisation	335.5	5	10	8%	5.1%	1.14	0.48	40.2
12% taux actualisation	335.5	5	10	12%	5.1%	1.1	0.48	38.6

Table 3.16: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour l'interconnexion Guinée-Mali

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Cette SOS enregistre aussi une VAN positive de 42 Million US$ sur base d'un taux d'actualisation de 10 %. C'est peu sensible au taux d'actualisation car la VAN atteint 40 millions US$ pour un taux d'actualisation de 8% et 39 millions US$ pour un taux d'actualisation de 12%. Bien que le rendement des actifs immobilisés soit positif, tous les autres indicateurs montrent des résultats fiables mais positifs avec les meilleures performances se produisant lorsque les couts du projet sont réduits de 15%. La moins bonne performance se produit quand les couts du projet augmentent de 15%. La SOS est donc une entité viable.

- Projet Corridor Nord

Table.3.17 ci-dessous présente un résumé des indicateurs de performances du projet d'interconnexion Corridor Nord. Elle montre que le projet est aussi viable car les indicateurs sont positifs.

CORRIDOR NORD - RESUMÉ DES RÉSULTATS FINANCIERS (CAS DE BASE ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	540.0	5	10	10%	17.75%	9.69	1.59	448.20
10% couts en +	594.0	5	10	10%	15.6%	8.17	1.40	418.9
15% couts en +	621.0	5	10	10%	14.7%	7.5	1.32	404.3
10% couts en -	486.0	5	10	10%	20.3%	11.5	1.81	477.5
15% couts en -	459.0	5	10	10%	21.9%	12.6	1.95	492.1
1 an délai	567.0	6	10	10%	15.6%	7.86	1.38	412.6
2 ans délai	594.0	7	10	10%	15.2%	7.7	1.35	409.0
8% taux actualisation	540.0	5	10	8%	17.7%	9.69	1.59	504.4
12% taux actualisation	540.0	5	10	12%	17.7%	9.7	1.59	401.9

Table 3.17 : Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet Corridor Nord

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Cette SOS enregistre aussi une VAN positive de US$ 448 million pour un taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation comme elle augmente à US$504 million pour un taux de 8% et passe à US$402 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont positifs avec la meilleure performance lorsque les couts du projet sont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts sont majorés de 15%. La SOS est donc une entité viable

- **LIGNE D'INTERCONNEXION COTE D'IVOIRE- LIBERIA**

La Table 3.18 ci-dessous présente un résumé des indicateurs de performance pour la ligne Cote d'Ivoire-Liberia. Les résultats montrent que le projet n'est pas viable car les indicateurs sont négatifs.

COTE D'IVOIRE - LIBERIA - RESUMÉ DES RÉSULTATS FINANCIERS (CAS DE BASE ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	110.0	4	10	10%	0.7%	(1.45)	0.09	(14.0)
10% couts en +	121.0	4	10	10%	0.2%	(1.95)	0.03	(19.6)
15% couts en +	126.5	4	10	10%	0.0%	(2.17)	0.01	(22.3)
10% couts en -	99.0	4	10	10%	1.4%	(0.8)	0.15	(8.4)
15% couts en -	93.5	4	10	10%	1.7%	(0.5)	0.19	(5.6)
1 an délai	115.5	5	10	10%	0.5%	(1.67)	0.06	(16.2)
2 ans délai	121.0	6	10	10%	0.2%	(1.8)	0.04	(17.3)
8% taux actualisation	110.0	4	10	8%	0.7%	(1.45)	0.09	(17.3)
12% taux actualisation	110.0	4	10	12%	0.7%	(1.5)	0.09	(11.2)

Table 3.18: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet Cote d'Ivoire-Liberia

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	298.0	6	10	10%	17.4%	26.08	3.12	170.1
10% couts en +	327.8	6	10	10%	15.6%	22.58	2.80	162.34
15% couts en +	342.7	6	10	10%	14.9%	21.05	2.67	158.44
10% couts en -	268.2	6	10	10%	19.5%	30.37	3.51	177.93
15% couts en -	253.3	6	10	10%	20.8%	32.89	3.74	181.83
1 an délai	312.9	7	10	10%	16.6%	24.46	2.97	166.71
2 ans délai	327.8	5	10	10%	16.2%	24.07	2.92	165.84
8% taux actualisation	298.0	6	10	8%	17.4%	26.08	3.12	214.67
12% taux actualisation	298.0	3	10	12%	17.4%	26.08	3.12	136.18

Table 3.19: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet Grand Kinkon (Guinée)

Le projet hydro Grand Kinkon présente une VAN positive de US$ 170 million au taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation, avec une variation à $215 million pour un taux de 8% et à US$136 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont positifs avec la meilleure performance lorsque les couts du projet ont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts augmentent de 15%. La SOS est par conséquent une entité viable.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

KOUKOUTAMBA	résumé des résultats financiers (cas de base et analyse de sensibilité							
	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	Cout projet	Durée travaux	Durée recouvr.	Taux actualisat.	TRI	Taux Liquidité	Couv. Dette	VAN
	(m US$)	(ans)	(ans)	(%)	%			(US$ mn)
Cas de base	404.0	6	10	10%	15.1%	21.56	2.71	191.2
10% couts en +	444.4	6	10	10%	13.6%	18.46	2.43	180.62
15% couts en +	464.6	6	10	10%	12.9%	17.12	2.31	175.33
10% couts en -	363.6	6	10	10%	17.0%	25.34	3.05	201.76
15% couts en -	343.4	6	10	10%	18.1%	27.56	3.26	207.05
1 an délai	424.2	7	10	10%	14.4%	20.13	2.58	186.55
2 ans délai	444.4	5	10	10%	14.1%	19.78	2.54	185.36
8% taux actualisation	404.0	6	10	8%	15.1%	21.56	2.71	241.45
12% taux actualisation	404.0	3	10	12%	15.1%	21.56	2.71	152.90

Table 3.20: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet Koukoutamba (Guinée)

Le projet hydro Koukoutamba présente une VAN positive de US$ 191 million au taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation, avec une variation à $241 million pour un taux de 8% et à US$153 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont positifs avec la meilleure performance lorsque les couts du projet ont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts augmentent de 15%. La SOS est par conséquent une entité viable

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	4,000.0	6	10	10%	20.6%	32.45	3.70	2,833.8
10% couts en +	4,400.0	6	10	10%	18.5%	28.37	3.33	2,729.16
15% couts en +	4,600.0	6	10	10%	17.6%	26.59	3.17	2,676.82
10% couts en -	3,600.0	6	10	10%	23.1%	37.44	4.15	2,938.52
15% couts en -	3,400.0	6	10	10%	24.6%	40.38	4.41	2,990.86
1 an délai	4,200.0	7	10	10%	19.6%	30.56	3.52	2,787.91
2 ans délai	4,400.0	5	10	10%	19.2%	30.11	3.47	2,776.16
8% taux actualisation	4,000.0	6	10	8%	20.6%	32.45	3.70	3,572.66
12% taux actualisation	4,000.0	3	10	12%	20.6%	32.45	3.70	2,270.09

Table 3.21: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet Mambilla (Nigéria)

Le projet hydro Mambilla présente une VAN positive de US$ 2,834 million au taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation, avec une variation à $3,573 million pour un taux de 8% et à US$2,270 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont positifs avec la meilleure performance lorsque les couts du projet ont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts augmentent de 15%. La SOS est par conséquent une entité viable

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	796.0	6	10	10%	35.1%	61.35	6.30	1,166.7
10% couts en +	875.6	6	10	10%	31.8%	54.64	5.70	1,143.81
15% couts en +	915.4	6	10	10%	30.3%	51.72	5.44	1,132.36
10% couts en -	716.4	6	10	10%	39.3%	69.56	7.04	1,189.64
15% couts en -	676.6	6	10	10%	41.7%	74.38	7.48	1,201.10
1 an délai	835.8	7	10	10%	33.5%	58.25	6.02	1,156.67
2 ans délai	875.6	5	10	10%	32.9%	57.50	5.94	1,154.10
8% taux actualisation	796.0	6	10	8%	35.1%	61.35	6.30	1,441.81
12% taux actualisation	796.0	6	10	12%	35.1%	61.35	6.30	953.08

Table 3.22: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet Souapiti (Guinée)

Le projet hydro Souapiti présente une VAN positive de US$ 1,167 million au taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation, avec une variation à $1,442 million pour un taux de 8% et à US$953 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont positifs avec la meilleure performance lorsque les couts du projet ont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts augmentent de 15%. La SOS est par conséquent une entité viable

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	401.0	3	10	10%	75.9%	43.32	6.99	1,684.5
10% couts en +	441.1	3	10	10%	68.4%	38.69	6.31	1,664.14
15% couts en +	461.2	3	10	10%	65.2%	36.67	6.01	1,653.98
10% couts en -	360.9	3	10	10%	85.0%	48.99	7.84	1,704.78
15% couts en -	340.9	3	10	10%	90.4%	52.32	8.33	1,714.94
1 an délai	421.1	4	10	10%	72.6%	41.17	6.67	1,675.45
2 ans délai	441.1	5	10	10%	70.1%	38.95	6.34	1,665.35
8% taux actualisation	401.0	3	10	8%	75.9%	43.32	6.99	2,108.04
12% taux actualisation	401.0	3	10	12%	75.9%	43.32	6.99	1,370.02

Table 3.23: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet de cycle combiné au Togo

Le projet de cycle combiné présente une VAN positive de US$ 1,685 million au taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation, avec une variation à $2,108 million pour un taux de 8% et à US$1,370 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont positifs avec la meilleure performance lorsque les couts du projet ont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts augmentent de 15%. La SOS est par conséquent une entité viable

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	318.0	2	10	10%	4.3%	(0.70)	0.34	2.99
10% couts en +	349.8	2	10	10%	3.3%	(1.25)	0.26	(5.27)
15% couts en +	365.7	2	10	10%	2.9%	(1.49)	0.23	(9.40)
10% couts en -	286.2	2	10	10%	5.6%	(0.03)	0.44	11.26
15% couts en -	270.3	2	10	10%	6.3%	0.37	0.50	15.39
1 an délai	333.9	3	10	10%	3.8%	(0.99)	0.30	(1.14)
2 ans délai	349.8	4	10	10%	3.3%	(1.25)	0.26	(5.27)
8% taux actualisation	318.0	2	10	8%	4.3%	(0.70)	0.34	5.83
12% taux actualisation	318.0	2	10	12%	4.3%	(0.70)	0.34	1.25

Table 3.24: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet de ferme éolienne (Sénégal/Gambia)

Le projet d'éoliennes présente une VAN positive de US$ 3 million au taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation, avec une variation à $6 million pour un taux de 8% et à US$1 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont marginaux et les taux de liquidités sont tous négatifs, avec la meilleure performance lorsque les couts du projet ont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts augmentent de 15%. Cette SOS est par conséquent une entité à la limite de la viabilité

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	PARAMETRES FINANCIERS CLES				INDICATEURS FINANCIERS CLES			
Variable	**Cout projet**	**Durée travaux**	**Durée recouvr.**	**Taux actualisat.**	**TRI**	**Taux Liquidité**	**Couv. Dette**	**VAN**
	(m US$)	**(ans)**	**(ans)**	**(%)**	**%**			**(US$ mn)**
Cas de base	549.0	1	10	10%	4.7%	(0.46)	0.40	11.5
10% couts en +	603.9	1	10	10%	3.7%	(1.03)	0.31	(3.32)
15% couts en +	631.4	1	10	10%	3.3%	(1.28)	0.28	(10.70)
10% couts en -	494.1	1	10	10%	5.8%	0.24	0.50	26.24
15% couts en -	466.7	1	10	10%	6.5%	0.65	0.56	33.62
1 an délai	576.5	2	10	10%	4.2%	(0.76)	0.36	4.07
2 ans délai	603.9	5	10	10%	3.7%	(1.03)	0.31	(3.32)
8% taux actualisation	549.0	1	10	8%	4.7%	(0.46)	0.40	18.30
12% taux actualisation	549.0	3	10	12%	4.7%	(0.46)	0.40	7.02

Table 3.25: Résumé des résultats financiers et analyse de sensibilité pour le projet de centrale solaire PV (Mali)

Le projet solaire présente une VAN positive de US$ 12 million au taux d'actualisation de 10%, La VAN est sensible au taux d'actualisation, avec une variation à $18 million pour un taux de 8% et à US$7 million pour un taux de 12%. Tous les autres indicateurs sont marginaux et les taux de liquidités sont tous négatifs, avec la meilleure performance lorsque les couts du projet ont réduits de 15%. La pire performance se produit lorsque les couts augmentent de 15%. Cette SOS est par conséquent une entité à la limite de la viabilité et devra être supportée par des mécanismes de subvention (par exemple les Mécanismes de Développement Propre MDP du protocole de Kyoto).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le fait que le programme de production et de transport dans son ensemble est viable mais que certains sous-programmes ne le soient pas n'est pas surprenant. L'optimisation a été faite pour le programme dans son ensemble et pas dérivée d'une collection de sous-programmes viables. Cela signifie qu'il est trompeur d'essayer de justifier des parties du programme individuellement dans le but de les mettre en œuvre. La justification de ces parties individuelles du programme dans le but de les mettre en œuvre devrait se baser sur le fait qu'elles sont parties intégrantes de ce qui a été optimisé et jugé viable dans son ensemble. Chaque sous-programme devrait donc être traité comme une phase d'un projet d'interconnexion plus grand, plutôt que comme un projet isolé.

3.7. Impact du programme sur les tarifs

3.7.1. Tarifs de génération

Dans presque toutes les sociétés analysées, les tarifs semblent ne pas être adéquats pour recouvrir les coûts totaux d'exploitation. La table ci-dessous compare les tarifs en vigueur dans la région CEDEAO avec ceux d'autres régions en Afrique. Cela montre que les tarifs sont bien plus hauts dans la région de la CEDEAO que dans d'autres régions du continent.

COMPARAISON DES TARIFS MOYENS D'ÉLECTRICITÉ (CENTS US$/KWH)

SOUS-REGION		OUEST	SUD	EST	CENTRE	MOYENNE	%
Tarif social (E=100 kWh/month)	1 kW	13.07	5.09	9.55	8.13	8.96	146%
Usage domestique monophasé	2 kW	14.95	7.84	11.59	9.85	11.06	135%
(E = 200 kWh/mois)	4 kW	15.61	8.07	11.59	10.55	11.45	136%
Usage domestique triphasé	6 kW	16.44	7.72	12.99	11.06	12.05	136%
(E = 600 kWh/ mois)	10 kW	16.84	8.53	12.99	11.36	12.43	135%
Usage commercial triphasé	12 kW	19.31	8.62	14.05	12.31	13.57	142%
(E = 1.800 kWh/ mois)	15 kW	19.54	8.97	14.12	12.52	13.79	142%
Puissance des industries moyennes	20 kW	18.69	8.72	12.35	11.85	12.90	145%
(E = 2.500 kWh/ mois)	25 kW	18.84	9.53	12.53	12.10	13.25	142%
Moyenne tension	250 kW	17.58	7.95	9.72	10.08	11.33	155%
(E = 35.000 kWh/ mois)							

Table 3.26: Comparaison des tarifs moyens d'électricité en Afrique
Source: "Comparative study of electricity tariffs used in Africa-December 2009", conducted by the General Secretariat of UPDEA

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Malgré leurs tarifs plus bas, le résumé de leurs performances financières montrent qu'ESKOM et KENGEN se débrouillent mieux que les sociétés de la CEDEAO.

RESUME FINANCIER - ESKOM

	2010	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (%)	1.63	(5.29)	(0.11)	4.77
Taux de Liquidité	0.91	0.78	0.85	0.67
Couverture de la dette	2.53	0.75	0.68	11.43
Délai de recouvrement moyen (distribution)	22	20.8	19.5	19.5
Délai de recouvrement moyen (transmission)	16.1	18.1	16.5	–

Table 3.27: Performance financière d'Eskom - RSA

RÉSUMÉ FINANCIER – KEGENCO

	2010	2009	2008	2007
Rendement des Actifs Immobilisés (%)	2.36	4.92	3.35	7.00
Taux de Liquidité	4.68	2.17	1.40	2.00
Couverture de la dette	4.50	3.90	4.99	5.40

Table 3.28: Performance financière de Kegenco - KENYA

Cette situation souligne le besoin de viser la réduction des couts plutôt que des hausses tarifaires pour trouver une solution au problème de viabilité auquel les sociétés de la CEDEAO.

De plus, la plupart des sociétés ont des revenus faibles à moyens. La capacité et la non-volonté de payer (parfois, des manifestations civiles ont suivi les hausses tarifaires) sont par conséquent clairement prises en compte par le gouvernement dans sa manière de fixer les tarifs. Malheureusement, les pays de la CEDEAO font face à des couts de l'électricité importants à cause de la technologie sous-optimale employée pour la production dans la région.

Les projets régionaux qui sont capables de générer de l'électricité à moindre cout grâce à des économies d'échelle associées aux grandes tailles et/ou au fait que ces projets sont localisés dans des pays mieux dotés en ressources de génération moins chères devraient donc être encouragés et supportés par les gouvernements comme un moyen de réduire la pression grandissante sur les tarifs.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le programme prioritaire optimisé de l'EEEOA a prouvé qu'il est une manière plus efficace de gérer les crises de l'énergie dans la région. Le programme résultera en un cout de l'énergie moyen estimé à $0.0821/kWh et en timbre poste pour couvrir les frais de service de transport de $0.0169/kWh à long terme. Cela revient à un prix en vrac (Bulk Supply Tariff BST) de US$0.0995, pour un prix du baril de brut de US$100. Le BST diminue à US$0.0904 pour un baril à US$75 et augmente à US$0.1085 pour un baril à US$125.Cela devrait former un base pour déterminer des tarifs adaptés à la fourniture de la région à moyen et long terme.

Ce qui doit être fait est la détermination de tarifs équitables pour l'échange d'électricité entre pays et la gestion des couts élevés de fourniture d'énergie jusqu'à ce que le programme régional soit achevé.

Deux aspects doivent être considérés pour fixer les tarifs en cas d'échanges de puissance pendant la période de transition:

- Recouvrement complet du cout pour le pays exportateur
- Partage des économies résultant de l'import d'un pays à partir d'un autre

Recouvrement complet du cout pour le pays exportateur

Il est inhabituel d'attendre d'un pays qu'il génère de l'électricité pour fournir un autre pays à perte. Les gouvernements et sociétés civiles ne supporteront pas un tel accord. Un pays est donc plus enclin à produire de l'électricité pour l'export quand il est assuré de recouvrir totalement son cout, avec un plus un retour sur investissement raisonnable. Cette situation devrait être appliquée lorsque la production de la puissance à exporter nécessite la construction d'une nouvelle centrale et que le tarif calculé pour l'export est inférieur au cout interne de génération du pays importateur

Partage égal des économies résultant des échanges

Cette situation se prête au cas où le pays exportateur a un surplus de capacité de génération et que

- Le cout variable de génération du pays exportateur est plus bas que le cout variable de génération interne du pays importateurs, ou que
- Le cout total, pour l'importateur, de construction d'une nouvelle centrale est plus cher que le cout d'exploitation de la centrale de l'exportateur.

Dans ces situations, l'exportateur acceptera un tarif qui est plus bas que le recouvrement total des ses cout, mais plus haut que ses couts d'exploitation.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.7.2. Frais de service de transmission

Le modèle du timbre poste estimé à US$0.0169/kWh a été utilisé comme frais de service de transport pour l'évaluation ci-dessus. L'approche ne prend pas en compte les distances sur lesquelles l'énergie est transportée jusqu'à l'arrivée ni les pertes associées. Cela peut être défavorable aux importateurs qui sont proches de leur source d'approvisionnement, comme par exemple l'export d'une centrale de l'EEEOA au Ghana vers le Ghana ou le Togo par rapport au même échange vers le Mali. Nous reconnaissons que l'intention est de répartir la charge des frais de service de transmission équitablement entre les pays dans un esprit de coopération régionale. Cela ne devrait cependant pas être fait au détriment de certains pays ou sans tenir compte des couts spécifiques imposés par chaque pays sur le système. Cela inclut particulièrement les pertes associés à la transmission d'énergie sur de longues distances vers certains pays..

Les autres alternatives pour la facturation des services de transport sont :

- Le prix au km
- Le prix zonal

PRIX AU KM

Le prix au kilomètre prend en compte et la quantité de puissance, et la distance sur laquelle cette quantité est transmise dans le calcul des frais de service de transport (FSTE).

Le cout total serait le même que pour le système du timbre poste, càd le cout d'investissement, d'exploitation, de maintenance, de gestion et d'administration, et le cout des pertes. Les revenus seraient par contre basés sur le produit de la capacité de la ligne de transport en MW réservé ou alloués à un usage particulier, de la distance sur laquelle la puissance est transportée et du FSTE. Vu que le tarif unitaire serait aussi uniforme et constant, il serait déterminé comme la valeur actualisée des couts du projet divisée par la valeur actualisée du MW/km annuel sur la durée de vie du projet.

Même si le prix du MW/km représente un tarif moyen pour l'entièreté du projet, chaque utilisateur paie en fonction de la capacité et de la distance sur laquelle la puissance est transportée. La structure de facturation au MW/km n'est pas aussi simple que celle du timbre poste vu qu'elle nécessite une observation précise des sources et destinations de l'énergie transportée. Cela peut s'avérer difficile dans un système électrique où les échanges ne sont pas exclusivement des arrangements bilatéraux et qu'il peut donc être difficile d'identifier l'origine de l'énergie délivrée.

PRIX ZONAL

L'approche du prix zonal se situe entre les deux autres approches proposées. Selon cette approche, différents timbres postes sont calculés pour la transmission d'énergie entre des zones « désignées ». Chaque pays peut par exemple constituer une zone. Le tarif applicable serait déterminé comme la valeur qui égale les couts actualisés dans les zones sur la durée de vie du projet, et les revenus actualisés des transferts entre ces zones particulières.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.8. Autres risques associés au programme de l'EEEOA

Timing des centrales de Takoradi et Maria Gleta

Deux requêtes critiques habituellement demandées par les bailleurs pour le financement de centrales thermiques sont :

- Un Contrat d'Achat d'Electricité (CAE), et
- un accord de fourniture de combustible à un prix compétitif

La condition financière médiocre de la plupart des pays est responsable de ces requêtes de la part des bailleurs. Les bailleurs veulent voir un repreneur crédible pour la puissance avec suffisamment de garanties de paiement pour s'assurer que le producteur sera payé à temps et qu'il pourra à son tour payer sa dette. La demande d'électricité de l'EEEOA est une demande agrégée des différents pays. Assurer des CAE pour les faibles demandes des pays/sociétés individuelles qui font face à des challenges financiers de niveaux différents pourrait prendre énormément de temps. Cela pourrait retarder la mobilisation des fonds et par conséquent l'exécution du projet.

Le processus de conclusion d'un CAE pourrait être grandement réduit si l'EEEOA avait un organisme qui rassemblait les petites demandes des pays individuels dans une grand demande en vrac et qui négociait les achats d'électricité pour fournir ces pays. Le rôle de National Bulk Energy Trader au Nigéria est un exemple de ce style d'arrangement.

Les bailleurs sont également concernés par la disponibilité d'un combustible abordable pour assurer que la charge financière imposée au vendeur, et par conséquent la pression sur les tarifs, est réduite. Le Consultant n'a pas reçu de confirmation de disponibilité de gaz pour ces deux centrales. La non disponibilité du gaz, combustible prévu pour ces deux centrales, serait une source majeure de retard dans l'exécution du projet.

Concentration de production hydroélectrique en Guinée

La situation où autant de pays vont dépendre de la Guinée pour leur fourniture en électricité peut s'avérer risquée. Tout événement comme des troubles politiques, une sécheresse et des délais dans la réalisation de ces projets ou des changements positifs dans le développement industriel de la Guinée, spécialement dans le secteur minier, aurait un impact défavorable sur les pays dépendants en termes de cout élevés de génération alternative ou de demande non desservie.

Politiques de Sécurité Nationale en Energie et niveaux d'imports.

Il peut ne pas être prudent de la part de pays de dépendre d'autres pour l'approvisionnement d'une grande proportion de leurs besoins électriques. Les pays voudront normalement avoir le contrôle d'un minimum de génération requise pour les services essentiels comme les hôpitaux, les installations de sécurité, etc.

Approbation des tarifs et viabilité des sociétés.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les analyses des performances précédentes des sociétés montrent qu'elles font face à des défis financiers. C'est principalement lié aux tarifs inadéquats et au faible recouvrement des factures d'électricité. Le taux de collecte des factures est généralement un des indicateurs utilisés par les régulateurs de sociétés pour juger de la performance de ces sociétés et évaluer un besoin d'augmentation des tarifs. Vu que les tarifs sont déjà élevés dans la région CEDEAO, il est futile de continuer à s'attendre à une hausse significative des tarifs des sociétés qui ne sont pas capables de collecter les factures, particulièrement dans un environnement où la capacité et la volonté de payer sont faibles. La situation pose un risque majeur pour la viabilité des sociétés, et cela pourrait avoir un effet défavorable sur les efforts fait pour mobiliser des capitaux en vue de l'exécution des projets.

3.9. Conclusions et recommandations

3.9.1. Conclusions

1) Le programme prioritaire optimise de l'EEEOA est un programme viable qui fournit des bénéfices importants aux deux zones A et B. Il fournit donc une solution plus efficace et à moindre cout aux crises de l'énergie dans la région que les programmes nationaux des pays individuellement.
2) Même si le programme est constitué de différents sous-programmes, tous ces sous-programmes individuels ne sont pas nécessairement viables lorsqu'on les prend séparément.
3) Les SOS basées sur des projets d'énergie renouvelables ne sont pas viables en se basant sur le tarif moyen à long terme calculé dans le plan directeur régional optimisé des moyens de production et de transport.
4) Toutes les sociétés dont les données financières ont été analysées font face à des défis liés au nombre important de créances et au fait que les tarifs ont l'air inadaptés pour couvrir la totalité des couts d'exploitation. La comparaison des tarifs dans la zone de la CEDEAO avec les moyennes des tarifs pratiqués sur le continent montrent pourtant que les tarifs de la zone CEDEAO sont entre 135 et 155% plus élevés que la moyenne du continent.
5) Les points suivants sont d'autres événements qui pourraient poser des risques au succès de la réalisation des projets :

- Le timing des centrales Takoradi et Maria Gleta
- La concentration de l'hydroélectricité en Guinée.
- Les Politiques de Sécurité Nationale en Energie et les niveaux d'imports

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.9.2. Recommandations

- Les tarifs en vigueur dans la plupart des pays de l'EEEOA sont plus élevés que le tarif moyen à long terme d'environ US$0.10 qui a été calculé sur base du programme optimisé de l'EEEOA. Les tarifs en vigueur sont également plus élevés que dans les autres pays du continent africain. Des initiatives de réduction des coûts dans des domaines comme la réduction des pertes, de meilleure efficacité dans le recouvrement des factures et dans l'efficacité énergétique, de participation accrue du secteur privé dans le secteur de la production d'énergie, et vers une technologie de production plus rentable, devraient être poursuivies comme un moyen d'améliorer la viabilité des sociétés de l'EEEOA, plutôt que d'augmenter les tarifs. Chaque état membre devrait proposer un plan d'action clair et concret pour améliorer ses performances. Ce plan d'action devrait être suivi et audité par l'EEEOA.
- Des fonds spéciaux et des instruments de financement comme les crédits carbones devraient être utilisés pour financer les énergies renouvelables et les rendre financièrement viables.
- D'autres options de facturation du service de transport, comme le prix zonal ou le prix du MW/km devraient être explorées pour prendre en compte les différences de coûts imposées par les pays sur le transport de l'énergie, comme les pertes de transport sur de longues distances, au moment des négociations détaillées pour la mise en œuvre des projets.

4. STRATÉGIE DE MISE EN ŒUVRE DES PROJETS DE L'EEEOA

4.1. Contexte

La plupart des États membres de la Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) ont des déficits dans l'approvisionnement en énergie électrique et des faibles taux de pénétration de la distribution électrique. Ceci va à l'encontre de la disponibilité des ressources énergétiques diversifiées et abondantes telles que l'hydroélectricité (Ghana, Mali, Guinée et Nigéria), le pétrole et le gaz (Nigéria, Côte d'Ivoire et Ghana) qui restent largement sous-utilisée pour la production d'énergie. Outre le fait que ces ressources énergétiques ne sont pas uniformément réparties dans la région, les pays situés le long de la côte ont des coûts de production relativement bas en raison des faibles coûts de transport des combustibles liquides qui sont utilisés dans la production d'énergie par rapport aux pays enclavés qui doivent amener le carburant par camion sur de longues distances à des coûts supplémentaires élevés vers leur pays.

Les États membres de la CEDEAO ont reconnu que les efforts déployés par les pays agissant comme individus pour atteindre l'autosuffisance nationale en matière d'énergie ces dernières années ont été lents et peu rentables, ce qui entraîne de l'inefficacité, des coûts de production et de transport d'énergie élevés et la pénurie de capacités existantes. Ils ont convenu qu'une approche régionale intégrée pour l'exploitation des diverses ressources énergétiques pourrait fournir une solution aux problèmes énergétiques régionaux.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En conséquence, en 1999, les États membres de la CEDEAO se sont engagés à mettre en place un marché régional de l'électricité, le Système d'Échanges d'Énergie Électrique de l'Afrique de l'Ouest (EEEOA). C'est un cadre dans lequel les compagnies d'électricité des pays membres s'engagent à collaborer pour promouvoir les investissements régionaux dans le développement des installations de production et de transport. Le Système d'Échanges d'Énergie Électrique de l'Afrique de l'Ouest (EEEOA) a donc été mis en place par la décision A / DEC.5/12/99 de Chefs d'Etats et de gouvernement de la CEDEAO en 1999 comme institution juridique spécialisée de la CEDEAO. Son mandat est de faciliter la collaboration entre les services publics membres afin d'établir un marché de l'électricité régional unifié et compétitif en Afrique de l'Ouest en attirant des investissements pour le développement des ressources énergétiques diversifiées et abondantes dans la région pour leur bénéfice économique collectif et l'intégration des opérations des différents systèmes d'alimentation nationaux des États membres de la CEDEAO.

La Convention de l'EEEOA institue des structures de gestion, définit leur organisation et les procédures en vue d'établir un bon mécanisme de coopération entre ses membres. Les organes de gouvernance et de prise de décision dans l'EEEOA incluent:

- l'Assemblée Générale en tant que plus haut organe de décision, comprenant des représentants des États membres qui ont l'autorité pour déterminer l'orientation stratégique de l'organisation
- le Conseil d'administration prend en compte les orientations des politiques de l'Assemblée générale pour élaborer et appliquer des initiatives visant à réaliser la mission de l'EEEOA.
- Comité d'experts en ingénierie et opérations, Planification stratégique, Finances et Ressources humaines
- Le Secrétariat Général de l'EEEOA est l'organe administratif qui appuie le Conseil exécutif dans l'accomplissement de ses initiatives.
- Centre d'information et de coordination de l'EEEOA

Le système d'échange d'énergie électrique n'est pas fonctionnel pour le moment parce qu‘il n'y a que des interconnexions limitées entre les systèmes électriques des pays membres de l'EEEOA. Aussi les pays membres individuels avec d'importantes dotations en ressources de production n'ont pas été en mesure de développer des capacités de production suffisantes pour créer des excédents pour l'exportation vers les pays moins dotés de sorte que le système d'échange d'énergie électrique fonctionne.

Afin de créer l'infrastructure de base requise par le système d'échange d'énergie pour fonctionner efficacement, l'Organisation de l'EEEOA a mandaté son secrétariat pour faciliter et coordonner la mise en œuvre des projets spécifiques prioritaires de production et de transport qui sont nécessaires pour intégrer les systèmes électriques des États membres, pour améliorer la disponibilité de l'approvisionnement énergétique et pour établir un marché électrique régional. Ceci est une innovation remarquable qui n'est pas habituelle dans les systèmes d'échange d'énergie électrique.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En conséquence, le Secrétariat de l'EEEOA a coordonné la préparation et l'approbation d'un Plan Directeur comportant les projets prioritaires et de transmission nécessaires pour accélérer l'intégration des systèmes de transmission des pays membres et de la génération qui pourraient fournir l'énergie adéquate à des coûts inférieurs que ceux proposés par les pays individuellement. Ce plan qui a été approuvé et adopté en 2005 inclut les projets suivants ;

1) Renfort et mise à niveau de l'interconnexion de la ligne de transmission existante entre la Côte d'Ivoire - le Ghana - le Togo - le Bénin - le Nigéria - le Niger.
2) Le renforcement du réseau de transmission du hub de production électrique de Takoradi à Han au Ghana et extension vers le Burkina Faso et le Mali pour faciliter le transfert de la puissance relativement meilleur marché produite au Ghana vers le Burkina Faso et le Mali, qui font face au coût très élevé de la production d'énergie dû à des coûts de transport élevé liés au transport de carburant de la côte vers ces pays enclavés.
3) Le développement d'une ligne de transmission dorsale nord englobant le Bénin - le Nigéria - le Niger
4) Développement de l'interconnexion Gambie - Guinée - Guinée-Bissau - Sénégal, et
5) La ligne d'interconnexion Côte d'Ivoire - Libéria - Sierra Leone - Guinée.
6) Des projets de production comme :

- La reconstruction du Mt Coffee et le développement des centrales hydroélectriques au Libéria.
- Expansion de la centrale hydro-électrique de Bumbuna en Sierra Leone.
- Centrale thermique de Maria Gleta au Bénin.
- Centrale thermique d'Aboadze au Ghana.
- Une centrale thermique dans la région d'OMVS.

Environ six ans après le lancement du programme, même si certains progrès ont été accomplis dans la mise en œuvre du programme, des retards importants ont été observés dans le développement d'autres projets. Des lacunes ont également été identifiées entre les objectifs et les composantes du plan directeur régional approuvé et les initiatives de développement des systèmes de puissance poursuivis par les différents pays membres de l'EEEOA. Il y a donc un besoin urgent d'accélérer la mise en œuvre des projets prioritaires et d'harmoniser et coordonner les initiatives entre les pays membres de l'EEEOA pour assurer le développement efficace des systèmes d'alimentation à la fois au niveau régional et au sein des États Membres de l'EEEOA.

La section du rapport utilise les leçons tirées de la mise en œuvre du Plan Directeur de 2004 et d'autres précédents internationaux pour concevoir une stratégie qui permettra d'accélérer la mise en œuvre de la version actualisée du Plan Directeur.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4.2. Examen de la situation des projets prioritaires de 2004

Un examen détaillé du développement du projet de Dorsale Côtière, de la ligne Côte d'Ivoire-Burkina Faso, des projets de centrales thermiques de Takoradi et Maria Gleta ainsi qu'une comparaison du rapport d'avancement des projets prioritaires du Business Plan de l'EEEOA en 2009 - 2012 avec leur statut dans le rapport présenté à la réunion des donateurs en mai 2011. Cela a révélé les problèmes suivants comme étant les causes des retards dans la mise en œuvre de presque tous les projets prioritaires de 2004.

1) Impossibilité de faire correspondre adéquatement des projets de transport avec des projets de production
2) Capacité limitée de l'Assemblée générale et du Conseil exécutif pour appliquer les décisions de l'EEEOA qui nécessitent une action d'autres secteurs des économies des pays
3) L'approche adoptée pour la mise en œuvre des projets de transport transfrontaliers
4) La non disponibilité du gaz en quantité suffisante pour la production d'énergie dans la région.
5) Le mauvais état financier des sociétés en raison des coûts d'exploitation élevés, des pertes de distribution et du faible taux de recouvrement des factures, qui sont des obstacles à la mobilisation de financement.
6) L'insuffisance des ressources humaines et financières pour répondre aux exigences de l'Organisation de l'EEEOA en termes de conception, développement et mise en œuvre des projets.

4.2.1. Incapacité à faire correspondre la mise en service des projets de production et de transport

L'objectif principal de la mise en œuvre du projet de Dorsale Côtière est de renforcer les échanges d'énergie entre les cinq États côtiers du Nigéria, du Bénin, du Togo, du Ghana et de la Côte d'Ivoire. Des progrès substantiels ont été accomplis dans la mise en œuvre de ce projet de transport, qui, couplé avec des lignes de transmission existantes entre le Ghana, le Togo et le Bénin peut soutenir des échanges d'énergie significatifs entre ces pays. L'interconnexion entre la Côte d'Ivoire et le Burkina Faso est un autre exemple où les installations de transmission transfrontalières ont été développées sans améliorer conjointement la production. Les pénuries d'énergie continuent donc à persister dans tous ces pays, même s'ils sont interconnectés, en raison du manque de génération. Les installations de production nécessaires pour produire de l'énergie pour les échanges entre ces pays interconnectés comprennent principalement les centrales thermiques de Takoradi au Ghana et de Maria Gleta au Bénin. Malheureusement, aucun progrès significatif n'a été fait dans le développement de ces centrales de production. Le bon fonctionnement de ces interconnexions existantes peut inspirer d'autres pays à s'engager vers l'interconnexion de leurs systèmes. Il y a donc la nécessité d'assortir la mise en service des projets de transport/d'interconnexion avec la production pour s'assurer que les avantages de l'interconnexion sont atteints.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En fait, la présence d'échanges significatifs entre les pays interconnectés existants pourrait fournir la situation en temps réel pour ARREC d'établir le cadre réglementaire nécessaire pour la région.

4.2.2. Capacité limitée de l'Assemblée générale et du Conseil exécutif pour appliquer les décisions de l'EEEOA qui nécessitent une action d'autres secteurs des économies des pays.

Les membres de l'Assemblée Générale et du Conseil Exécutif sont principalement des cadres dans les secteurs de l'énergie de leur pays. Leur influence ou leur pouvoir d'émettre des directives à d'autres départements sur les actions qui doivent être prises afin de faciliter la mise en œuvre des projets prioritaires pourrait être limité. En tant que cadres dans le secteur de l'énergie, ils peuvent aussi ne pas avoir d'informations à jour sur les développements dans d'autres secteurs qui pourraient affecter les opérations de l'EEEOA. Cette composition de l'Assemblée Générale et du Conseil est plus adaptée au fonctionnement du marché d'échange d'électricité. La question du Ghana qui fournit les terres nécessaires à la construction de la centrale thermique de Takoradi est un exemple typique. En tant que centrale régionale dont la vocation est d'exporter, l'installation se qualifie pour un statut de zone franche et devrait être en mesure d'acquérir des terres dans l'enclave de zone franche de Takoradi. La disponibilité du gaz en provenance du Nigéria pour la centrale de Maria Gleta est une autre question qui pourrait avoir été identifiée à l'étape de conception du projet si l'entité de décision avait inclus des représentants ayant une connaissance et une influence multi-sectorielle. Il y a donc la nécessité d'établir un comité de pilotage / un comité de surveillance / une unité d'exécution de projet avec la capacité de traiter des questions intersectorielles pour chaque projet, comme cela se fait pour l'interconnexion CLSG.

4.2.3. L'ancienne approche de mise en œuvre de projet

Le Plan directeur de l'EEEOA 2004 se compose de plusieurs sous-programmes distincts mais qui se renforcent mutuellement et qui interconnectent complètement les systèmes électriques de tous les États membres de la CEDEAO. L'approche de mise en œuvre adoptée pour l'exécution des projets prioritaires met la responsabilité finale du financement et du développement des différentes parties des projets sur les fournisseurs d'électricité des pays membres de l'EEEOA dont les territoires sont traversés par ces parties des projets. Malheureusement, l'exécution des projets utilisant cette approche, à ce jour, a été confrontée à d'importants retards.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

FAIBLESSES DE L'APPROCHE

Cette approche d'exécution de projet s'est avérée être inefficace due principalement aux facteurs suivants;

- Non-convergence des programmes nationaux d'alimentation en énergie avec les projets prioritaires de l'EEEOA.

La disponibilité d'une énergie sûre, adéquate et abordable est nécessaire pour le développement socio-économique de tout pays. Les gouvernements s'efforcent donc de se procurer l'approvisionnement en énergie, parfois à des coûts très élevés, pour le développement de leur pays. Les organisations sous-régionales comme l'UEMOA ont également des stratégies de développement très avancée, incluant les sources de financement, pour faire face à leurs problèmes d'approvisionnement énergétique en tant que groupe. Pour qu'un membre ou groupe de l'EEEOA ait la motivation nécessaire pour s'engager dans la mise en œuvre d'un projet de l'EEEOA, la solution aux besoins énergétiques nationaux d'un tel pays membre doit converger avec ou être complémentaire avec l'objectif, le calendrier de mise en œuvre et le coût du projet de l'EEEOA pertinent sous la responsabilité du pays membre. Les programmes prioritaires nationaux et les programmes prioritaires de l'EEEOA n'ont pas convergé dans la période après l'adoption du Plan Directeur de l'EEEOA et donc les programmes de l'EEEOA n'ont pas reçu l'engagement et les ressources nécessaires des différents États pour leur exécution.

Par exemple, la CEB (Togo / Bénin) a retardé la mise en œuvre de la partie Tema (Ghana) Mome-Hagou du projet de ligne de transmission 330kV Dorsale Côtière car il ne semble pas avoir convergé avec les priorités des projets énergétiques nationaux du Togo et du Bénin. La ligne d'interconnexion existante de la Côte d'Ivoire via le Ghana jusqu'au Bénin a la capacité de transporter la quantité d'énergie dont ils ont besoin. Ce dont ils ont d'abord besoin, ce sont des sources fiables d'approvisionnement des pays interconnectés. En l'absence d'approvisionnement contractuel ferme à partir de ces sources d'importation, le pays semble être davantage axé sur la sécurisation d'autres sources d'approvisionnement plutôt que d'étendre la capacité de la ligne de transmission. Ce manque de convergence entre les objectifs du projet WAPP et les priorités du Togo et du Bénin a entraîné un retard dans la réalisation des projets prioritaires de l'EEEOA.

Le retard dans le commencement du projet de puissance thermique de 440MV Maria Gleta au Bénin est un autre exemple de dislocation entre les priorités nationales d'énergie d'un des participants principaux à ce projet, à savoir le Nigéria comme fournisseur de gaz, et du projet de génération approprié conçu selon les projets prioritaires de l'EEEOA. La conclusion d'un Accord d'Alimentation en Gaz entre le Nigéria et l'entité entreprenant le projet de Maria Gleta est cruciale pour le commencement du projet. Mais la crise de l'alimentation en gaz aux entreprises d'électricité locales au Nigéria, due à l'infrastructure insatisfaisante de gazoduc au Nigéria, a rendu politiquement peu convenable pour le gouvernement nigérien de signer un accord de fourniture de gaz avec le projet Maria Gleta et ceci a bloqué le début du projet.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Une leçon fondamentale à tirer des événements malheureux repris ci-dessus, est que l'engagement des membres de l'EEEOA dans le processus de formulation / sélection des projets prioritaires de l'EEEOA et la mise à jour périodique de ces projets prioritaires devrait être un processus continu. De cette façon, les priorités du pays peuvent toujours être synchronisées avec celles de l'EEEOA de manière à poursuivre l'objectif d'intégration régionale à moyen et long terme, tout en répondant aux besoins immédiats des pays participants. Cela incitera les pays individuels à soutenir activement le programme régional.

- Défis dans la gestion et la coordination de la mise en œuvre du projet.

Les pays ont des capacités différentes en termes d'expertise pour gérer le développement des projets. Ils sont également confrontés à des défis différents en termes d'attraction des investissements pour le développement d'infrastructures en raison de différences dans leur situation macro-économique et politiques générales. Les deux facteurs ont conduit à différentes dates de commencement pour la construction des différents segments qui s'intègrent pour former une ligne de transport conçue pour être complétée à un moment précis pour servir un besoin identifié pour les pays participants. Par ailleurs, comme les capacités des ressources humaines dans le développement de projets et la mise en œuvre varient d'un pays à l'autre, le projet ne peut pas aller plus vite que le rythme déterminé par les plus faibles des pays / sociétés du groupe, conduisant à des retards. La situation a laissé les pays sans autre alternative que de continuer à lancer leurs propres programmes pour faire face aux crises énergétiques, créant un écart entre le programme de l'EEEOA et les programmes des différents pays. Les initiatives prises par les différents pays ont été coûteuses et inefficaces, car les types de technologie et d'équipements qui pouvaient être achetés et installés rapidement pour la production d'électricité sont, habituellement, de petites centrales thermiques aux coûts élevés en carburant.

- Difficultés dans la justification de la viabilité de parties distinctes de projets régionaux viables

Les avantages financiers et économiques du programme, qui sont essentiels à la mobilisation de fonds pour la mise en œuvre du projet ne peuvent être démontrés que lorsque le programme est évalué dans son ensemble et dans un contexte régional. Le fait que le programme dans son ensemble est financièrement viable ne signifie pas que chacun des segments distincts serait viable en soi. Les tentatives visant à justifier des segments séparés du programme pour les mettre en œuvre, car ils s'inscrivent dans des limites géographiques d'un pays particulier, ont rencontré des difficultés et rendent difficile la mobilisation des financements pour ce segment du projet. Un tel problème pourrait ne pas survenir si le projet était considéré comme un tout.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Il est pertinent de mentionner qu'il pourrait y avoir d'autres problèmes créés par l'approche de mise en œuvre de projets existants, même après la mise en service des installations. Les principaux sont:

- Le droit d'utilisation pour le pays face aux revendications régionales.

Les citoyens d'un pays qui a développé et financé la construction d'une installation de transport de puissance en utilisant ses ressources nationales se sentiront autorisés à l'utiliser l'installation et à se voir accorder un statut privilégié quand il y a des demandes en concurrence pour l'utilisation de la ligne. Cela pourrait entraver l'objectif et violer d'un accès régional libre et ouvert énoncé dans le Protocole de l'Énergie de la CEDEAO menée par l'EEEOA.

- Tarification des services de transmission

Les différences dans les régimes de tarification des différents pays en raison de différences dans les conditions macro-économiques des pays pourraient conduire à des charges différentes sur les différents segments d'une ligne de transmission conçue pour être un service commun.

Il est donc nécessaire d'adopter une approche de développement et de mise en œuvre du projet qui assurera le plein appui et la coopération des pays participants à toutes les étapes, y compris la planification et la mise à jour périodique des plans régionaux. La stratégie devrait aussi permettre d'utiliser les meilleures compétences et capacités dans les pays participants pour une utilisation dans la mise en œuvre de l'ensemble du projet et de s'assurer que l'exécution d'un projet viable ne soit pas indûment retardée par des tentatives futiles pour justifier les segments du projet qui ne sont pas viables par eux-mêmes. Enfin, il ne devrait pas créer de position dominante qui aurait une incidence sur l'objectif de l'EEEOA de créer des installations régionales avec un accès ouvert et égal pour tous les pays

4.2.4. La non disponibilité du gaz pour la production d'énergie dans la région

Des retards dans la livraison de quantités suffisantes de gaz par le projet de gazoduc ouest africain et / ou le développement du gaz indigène du Ghana pour la production d'électricité à prix abordable au Ghana, Togo et Bénin ont entraîné des retards dans la construction des projets de centrale thermiques prévues à Maria Gleta et Takoradi.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4.2.5. Le mauvais état financier des sociétés de l'EEEOA

Les tarifs en vigueur des sociétés de la plupart des pays de l'EEEOA sont élevés comparativement à ceux des autres régions sur le continent. Cependant, les marges d'exploitation de ces sociétés sont toujours pauvres. Elles sont dues en grande partie aux coûts élevés d'exploitation résultant de l'utilisation d'équipement de production et de distribution âgés / obsolètes, du coût élevé du carburant utilisé pour la production, d'une facturation et d'un système de collecte inefficaces ainsi que de l'inefficacité et des interférences liées à la gestion du secteur public de ces systèmes. L'intégration régionale des systèmes de production et de transport offrira des installations de production et de transport plus efficaces et à meilleur coût, mais les avantages de l'initiative régionale ne peuvent être réalisés que s'ils sont complétés par des systèmes de distribution efficaces. Des pays comme le Ghana, la Sierra Leone et le Liberia ont démarré des initiatives de réduction des pertes de distribution, d'amélioration de l'efficacité dans l'utilisation d'énergie, des systèmes de collecte des factures basés sur des compteurs à pré-paiement et des incentives. La Commission Régulatoire des Sociétés Publiques du Ghana a également fixé des objectifs pour la réduction des pertes et pour le recouvrement des factures comme une condition nécessaire à satisfaire et une donnée pour la détermination des taux. Le Nigéria a entamé le processus d'introduire la participation du secteur privé dans la distribution. Toutes ces initiatives sont nécessaires et doivent continuer à être poursuivies par les sociétés de l'EEEOA et soutenues par l'Organisation de l'EEEOA pour réaliser tous les avantages de la disponibilité d'énergie bon marché grâce à l'intégration régionale.

4.2.6. L'insuffisance des ressources humaines et financières pour soutenir les activités de l'EEEOA

L'organisation de l'EEEOA nécessite un financement adéquat et régulier afin d'utiliser son statut unique en tant qu'institution judiciaire spécialisée de la CEDEAO pour conduire un agenda de développement de la région. Il peut également créer un pool d'experts dans le projet de conception, développement et mise en œuvre de suivi pour appuyer les différentes sociétés membres. Les statuts de l'EEEOA exigent que tous les membres contribuent à la totalité des coûts associés à l'exercice des fonctions de l'EEEOA tels qu'évalués mensuellement et perçus par le Conseil exécutif de l'EEEOA auprès des membres de l'EEEOA en conformité avec une stipulés formule. Cela ne s'est pas concrétisé comme les contributions des États membres et de la CEDEAO sont souvent insuffisantes et irrégulières. Le manque de financement adéquat a rendu impossible pour le secrétariat de;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Fournir la liste complète des professionnels permanents nécessaires pour mener à bien la fonction de coordination du projet de mise en œuvre qui lui est assignée. En l'absence de la liste complète des experts permanents, le secrétariat a dû compter sur le personnel détaché par les services pour accomplir leurs rôles des experts. La motivation, l'occupation et le contrôle du personnel détaché peut restreindre la capacité du secrétariat à s'acquitter de son rôle dans la mise en œuvre des projets de manière efficace. Le fait que le contrat de ces employés temporaires ne coïncide pas nécessairement avec la quantité de temps requise pour élaborer et mettre en œuvre des projets spécifiques a souvent conduit à ce changement de mains à mi-parcours, qui est une autre cause du retard dans l'exécution du projet. Les changements fréquents de personnel empêche également le secrétariat de développer une expertise en interne et une amélioration de l'efficacité d'exécution habituellement associées avec du personnel permanent. Il est également possible que le personnel détaché ne puisse pas être motivés à donner le meilleur d'eux-mêmes dans l'exécution de leurs tâches avec l'EEEOA. C'est parce qu'ils se tournent vers leur entreprise mère pour leur rémunération, qui n'est pas directement liée à la performance de l'EEEOA.

- Fournir des services de consultants sur une base opportune pour mener à bien les activités essentielles de développement du projet. Le secrétariat est en mesure d'embaucher des consultants seulement quand il sécurise les fonds, provenant généralement de la communauté des donateurs internationaux. Cette acquisition d'un financement externe dicte le calendrier pour l'exécution des missions critiques, au lieu des délais déterminés par la date de mise en service de l'installation.

4.3. La nouvelle stratégie d'implementation approuvée

4.3.1. Contexte

La mise en œuvre réussie et accélérée des projets prioritaires de l'EEEOA exige une structure qui permette d'éviter ou au moins d'atténuer les causes des retards décrits ci-dessus. Elle doit être capable d'assurer le plein appui et l'acceptation par les pays membres et toutes les parties concernées par les projets prioritaires. Un cadre / structure institutionnel bien défini et mis en place dans laquelle les participants ont une mission commune / convergentes, des rôles/fonctions bien définis, des règles et procédures pour assurer la mise en œuvre efficace du projet serait tout aussi cruciale. Ce cadre doit être soutenu par des ressources matérielles humaines, techniques, financières et autres ainsi que par une organisation efficace de la gestion de chacune des étapes du projet.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Face à des retards dans la mise en œuvre des projets prioritaires de 2004 et les déficits d'énergie résultants, prolongés et généralisés dans la région, le Secrétariat de l'EEEOA a dû mettre en place le Plan d'urgence pour l'approvisionnement en Électricité en 2006 pour trouver une solution à la situation qui a affectait négativement le développement socio-économique de la région. L'étude a recommandé des actions spécifiques à prendre en ce qui concerne le développement d'installations de production et de transmission nécessaires pour atténuer les crises de l'énergie persistante et répondre aux aspirations de l'EEEOA. Il a également fait des suggestions pour des améliorations dans les domaines du renforcement des capacités des ressources humaines, des tarifs, de la gestion financière et des pertes du système d'alimentation. Les résultats de l'étude ainsi que d'autres propositions visaient l'accélération de l'implémentation des projets prioritaires de l'EEEOA ont été discutés au 33ème sommet des chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO qui a eu lieu à Ouagadougou en janvier 2008, et les Actes Supplémentaires A/SA.3/01/08 et A/SA.4/01/08 adoptant La Stratégie d'Implémentation des lignes de transport de l'EEEOA et les recommandations de l'Etude du Plan d'Urgence d'Approvisionnement en Energie, respectivement, ont été signés et adoptés.

Les deux Lois ont adopté l'utilisation du modèle de Société à Objectif Spécifique (SOS) sous la forme de partenariats public / privé pour développer les options de financement disponibles pour l'EEEOA en vue de faciliter la mise en œuvre des projets prioritaires régionaux.

4.3.2. La Société à Objectif Spécifique (SOS) et ses avantages

La Société à Objectif Spécifique est habituellement une organisation ou une institution comprenant des experts dans divers domaines tels que le financement de projet, l'obtention de travail et l'exécution, l'exploitation et l'entretien de projets. En tant que membres de la même institution, ils sont tenus de travailler pour la même mission et les mêmes objectifs, tels que la mise en œuvre efficace et accélérée des projets prioritaires de l'EEEOA. Ils devraient également être plus efficaces dans la coordination et la gestion de projet et assurer l'accomplissement dans les temps du projet. L'approche de la SOS peut donc éliminer les deux principales faiblesses citées ci-dessus liées à l'approche existante de mise en œuvre des projet, à savoir le manque de convergence des priorités des pays participants et la pauvre coordination et gestion du projet. La SOS pourrait être sous la forme d'une coentreprise, une entreprise, un RRI ou hybride de ces possibilités, selon la nature du projet et les capacités des participants.

4.3.2.1. METTRE EN PLACE LA SOCIETE A OBJECTIF SPECIFIQUE

Précédents pertinents

Le processus d'établissement des SOS mentionnées ci-dessous, leur structure et les rôles des pays participants sont des modèles qui offrent des options très pratiques qui peuvent servir de modèles utiles pour guider la mise en place d'une SOS pour l'EEEOA.

Ces SOS sont :

- le modèle de WAPCo dans le cadre du projet GAO,
- le modèle SIEPAC en Amérique centrale,

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- L'Autorité d'Interconnexion du Conseil de Coopération du Golfe

Le projet GAO/WAPCo.

Le modèle sous régional SOS de la WAPCo a un rapport et l'intérêt direct de notre exercice, car il se trouve dans la même sous-région, implique certains des pays membres de l'EEEOA, est en cours et en direct, concerne une infrastructure de l'énergie interconnecté et fournira un apport critique (gaz naturel) pour le fonctionnement de certains des projets de l'EEEOA

La première étape pour former la SOS a été l'exécution d'un "protocole d'accord" pour sélectionner un promoteur privé pour construire, posséder et exploiter un pipeline pour le transport d'accès ouvert de gaz naturel du Nigéria et d'autres sources le long du tracé du pipeline aux consommateurs au Bénin, au Togo et au Ghana.

Un comité directeur a été formé sous les chefs de gouvernement qui a mandaté ses représentants pour négocier l'accord de projet international (IPA).

L'API donne les droits exclusifs de la SOS pour développer le pipeline en enjoignant les États à ne pas entrer en négociations avec, ou de ne pas délivrer tous les consentements, autorisations, licences, agréments ou autorisations similaires à toute personne en relation avec la création d'un pipeline transfrontalier ou de pipelines pour le transport du gaz naturel, où la livraison de gaz naturel d'un tel pipeline serait capable de rivaliser avec la livraison du gaz naturel délivré par le système du pipeline. Les problèmes de gestion/allocation du risque sont un sujet de préoccupation pour les investisseurs; l'arrangement a donc assuré les investisseurs que les bénéfices commerciaux potentiels de la construction et de l'exploitation du pipeline ne seraient pas déviés à mi-chemin de la construction du projet par un investisseur intrus imprévu.

L'API a aussi garanti une période de fonctionnement de 20 ans par la WAPCo, qui pourrait être prolongée pour autant que le permis du pipeline reste en vigueur à condition que la SOS n'ait pas été en violation substantielle de ses obligations en vertu des Licences de Pipelines.

Il couvre plus en détail la manière dont:

- les gouvernements devront travailler ensemble avec la SOS pour mettre en œuvre le projet
- la SOS sera enregistrée dans chaque pays comme une entreprise étrangère (et des exemptions sont accordées pour autant que la CPS est titulaire d'une licence de pipeline)
- des restrictions sur la réorganisation de la structure juridique de l'entreprise
- Les principes comptables et la dénomination des comptes.
- Restriction sur les transferts d'actions
- La façon dont une entité éligible peut être désignée comme l'entité d'investissement locale unique pour chaque état (en veillant à ce que les citoyens locaux puissent en bénéficier) et les façons dont elle peut acquérir jusqu'à 25% des actions (ou dette envers les actionnaires) de la SOS (soit par transfert ou par attribution de nouvelles actions) incluant la la politique tarifaire au moyen d'une évaluation des titres devant être acquis.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Un Accord Intergouvernemental (AIG) en vertu duquel les États ont convenu d'établir un régime d'investissement harmonisé pour le projet et d'établir un environnement favorable nécessaire pour que le projet soit réussi a également été exécuté. La création d'un environnement propice ne s'est pas faite seulement pour assurer la compétence et l'efficacité dans l'exécution des projets, mais aussi pour donner aux investisseurs potentiels un cadre et une protection de leurs investissements appropriés.

Les États ont alors signé le Traité de Gazoduc d'Afrique de l'Ouest (le ***Traité GAO***) par lequel ils s'engagent à mettre en œuvre et à respecter les termes de cette API, afin d'établir l'Autorité du GAO comme régulateur, le Tribunal du GAO et la Commission de révision budgétaire, et de favoriser un environnement juridique stable et harmonisé dans lequel le projet va fonctionner. Le traité engage les États pour le projet dans ses objectifs, dans l'ordre de priorité des projets et le financement requis.

SIEPAC – AMÉRIQUE CENTRALE

(Ce résumé a retiré l'information sur le SIEPAC principalement de l'étude de la Banque mondiale sur le développement institutionnel du Système d'Échanges d'Énergie Électrique de l'Afrique de l'Ouest préparé par Mlle Fiona Wolfe, un consultant international ainsi que d'autres sources de la Banque mondiale)

Sistema de Interconexion Electric de los Paises de America Central (SIEPAC) a été formé comme un marché régional de l'électricité au bout de quelques huit années de négociations qui ont abouti à la signature d'un traité qui a été pleinement ratifié en lui donnant force de loi dans chaque pays.

Les institutions suivantes ont été établies

1) Régulateur régional (CRIE), composé d'un commissaire venant de chacun des régulateurs nationaux. Leurs rôles consistent à approuver toutes les règles techniques et du marché et de faire respecter le cadre légal et réglementaire.
2) Opérateur de Système régional (EOR) agissant également en tant qu'administrateur de marché et provenant de chacun des six pays.
3) Propriétaire de transport régional (EPR) qui possède la nouvelle ligne et les installations de transmission associées nécessaires pour soutenir le commerce régional de puissance (créé par un traité).
4) Les agents du marché (les participants), y compris les services publics nationaux et les producteurs indépendants
5) Des opérateurs désignés de système national à travers lequel la coordination de l'accord de pré - envoi, d'expédition en temps réel et de post - envoi et l'échange d'information seraient effectués par l'Opérateur Régional du Système

La direction stratégique et la gestion de projet incluent:

- Un comité directeur gouvernemental de haut niveau
- Un petit secrétariat qui embauche et gère des consultants et facilite les discussions entre et au sein de tous les gouvernements et actionnaires possédant une expertise considérable pour identifier et résoudre les problèmes au quotidien.
- Un Expert tiers qui a examiné tous les travaux, décisions et les recommandations faites (qui étaient généralement suivies) et a donné des conseils lorsque des difficultés apparaissaient.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'approche de la SIEPAC a été efficace:

- Les institutions nationales et régionales ont participé à la conception des règles techniques et de marché et ont donc été engagés dans leur mise en œuvre
- Les gouvernements avaient une représentation de haut niveau au niveau du panneau de surveillance du projet qui leur a permis de suivre le progrès et qui leur a permis d'intervenir pour résoudre des problèmes sans être considéré comme une ingérence ou une sape de l'autorité des institutions régionales.
- Les six pays ont adopté le traité, les protocoles, les règles et les décisions du régulateur régional et les ont appliqués directement à travers leurs propres systèmes juridiques.
- Il y avait une définition claire des rôles, des responsabilités et la responsabilisation de toutes les institutions.
- La conception du marché permet des contrats bilatéraux solides ou pas et un marché spot pour du commerce d'opportunité. Il permet également l'accès réglementé de tiers à des systèmes de transmission à des systèmes de transmission régionaux et nationaux, et pour des tiers de construire une transmission sur base commerçante et / ou réglementée.

L'AUTORITE D'INTERCONNEXION DU CONSEIL DE COOPERATION DU GOLFE

L'Autorité d'interconnexion a été créée en 2001 par un décret royal. Elle est détenue par six pays, à savoir, Emirats Arabes Unis (15,4%), Royaume de Bahreïn (9%), Royaume d'Arabie Saoudite (31,6%), Sultanat d'Oman (5,6%), État du Qatar (11,7%) et État du Koweït (26,7%). L'Autorité est gérée par un conseil d'administration de douze directeurs (12), représenté par deux (2) membres de chaque pays. La présidence est une rotation entre les Etats membres tous les trois ans.

En 2009, la première phase du projet d'interconnexion, estimée à $ 1,095 milliards, a été achevée pour le bénéfice économique des pays participants. Elle est composée de;

- Quelques 422 km de lignes aériennes de transport 400 kV reliant Bahreïn, Arabie saoudite, Qatar et Koweït.
- sous-stations 400 kV
- câbles sous-marins
- station de conversion HVDC
- Infrastructure de télécommunication pour les protections et le contrôle, basée sur fibre optique

Les structures et fonctionnements de WAPCo, SIEPAC et GCCIA fournissent un témoignage sur la façon dont la participation des représentants du gouvernement aux hauts niveaux de prise de décision peut faciliter l'utilisation de décrets, protocoles, traités API, législations nationales pour établir et créer un environnement propice et favorable pour le développement des infrastructures de production et de transport. La structure organisationnelle actuelle de l'EEEOA n'implique pas de représentants des gouvernements participants afin de faciliter l'exécution des décisions prises par les Chefs d'Etats. L'implication de ces hauts fonctionnaires du gouvernement est nécessaire pour résoudre les questions multisectorielles qui faciliteront la mise en œuvre des projets.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4.4. Cadre énergetique de l'EEEOA qui pourrait influencer/guider l'établissement des SOS

4.4.1. Cadre juridique

Le Traité et le Protocole de l'Energie de la CEDEAO

Diverses sections du Traité de la CEDEAO, notamment les articles 3, 26, 28 et 55 décrivent les principes de base pour la promotion, la coopération, l'intégration et le développement des secteurs de l'énergie des États membres de la CEDEAO.

Le Secrétariat Exécutif de la CEDEAO a suivi cela avec l'adoption du Protocole de l'énergie qui vise à développer un cadre juridique pour la promotion de la coopération à long terme entre les États membres de la CEDEAO dans le domaine de l'énergie. Le protocole prévoit la coopération des pays membres pour accroître l'investissement dans le secteur de l'énergie et de développer le commerce d'énergie dans la région ouest-africaine afin d'assurer la sécurité, l'adéquation et la fiabilité de l'approvisionnement énergétique. Des dispositions spécifiques ont été faites dans le Protocole visant à:

- Assurer le libre-échange de l'énergie, des équipements et des produits liés à l'énergie entre les États membres;
- Définir des règles non discriminatoires pour le commerce et la résolution des différends;
- Attirer et protéger les investissements privés;
- Assurer la protection de l'environnement et le développement de l'efficacité énergétique.

En outre, les États membres s'engagent à assurer une évaluation ouverte et non discriminatoire pour les sources de production et des équipements de transmission situées sur leurs territoires respectifs, à travers un octroi transparent et non discriminatoire des autorisations, licences et autres documents contractuels nécessaires pour une utilisation de ces ressources. Les États membres se sont également engagés en vertu du Protocole à faciliter le transit d'énergie sur leurs territoires respectifs au moins de la même manière ou même de manière plus favorable que leurs propres produits et à collaborer pour établir de nouvelles capacités d'affaires.

Enfin, le protocole prévoit la possibilité d'arbitrage si un règlement à l'amiable d'un différend entre les parties en vertu du Protocole, ou entre l'une des parties et un investisseur ne peut pas être accordé. Les options disponibles incluent:

- Tribunal d'arbitrage national;
- Un forum / procédure d'arbitrage antérieurement accordé dans le contrat, ou
- L'arbitrage international et les procédures de médiation.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI), les règles d'arbitrage de la Commission des Nations Unies pour le droit commercial international (CNUDCI), l'Institut d'arbitrage de la Chambre de commerce de Stockholm (AISCC), et la procédure d'arbitrage de l'Organisation du Commerce Lois en Afrique (OHADA) sont tous des établissements reconnus en vertu du Protocole.

L'existence de ces protocoles constitueront le cadre juridique pour le fonctionnement des diverses SOS.

4.4.2. Cadre régulatoire

L'AUTORITÉ DE RÉGULATION RÉGIONALE DE LA CEDEAO

L'Autorité Régionale de Régulation d'Electricité de la CEDEAO (ARREC) a été établie comme une autre institution juridique spécialisée de la CEDEAO et l'équivalent régional des commissions de régulation nationales. Son mandat est de promouvoir la création d'un environnement favorable qui va attirer les investissements dans le secteur de l'énergie. Cela devrait être réalisé grâce à la facilitation d'échanges d'électricité transfrontaliers sans restriction entre les États membres dans un cadre concurrentiel, l'application des règles non discriminatoires pour les échanges et la résolution des différends. Elle implique également la protection et la promotion des investissements privés, et la protection de l'environnement et la promotion de l'efficacité énergétique. En dehors de faire en sorte que le cadre juridique ci-dessus est appliqué, l'ARREC sera également responsable de la surveillance et l'application de l'harmonisation des contrats commerciaux transfrontaliers de puissance, des normes techniques d'exploitation, des codes de réseau, de la méthodologie et du calcul des coûts de transmission et des tarifs, de l'analyse comparative des performances et des règles du marché et de l'exploitation du système. ARREC va également collaborer avec la CEDEAO et l'UEMOA pour résoudre les situations qui pourraient donner lieu à des distorsions dans le marché de l'électricité, les mécanismes de résolution des conflits pour les activités d'échanges transfrontaliers. La gamme complète des organes de fonctionnement ARREC et le personnel devraient être en place dans les prochains mois pour que le régulateur puisse devenir pleinement fonctionnel.

La présence du régulateur mettra tous les acteurs du marché sur un pied d'égalité, y compris les investisseurs potentiels. Cela crée un environnement propice pour attirer les investissements dans le secteur de l'énergie.

4.5. Collaboration avec l'Union Economique et Monétaire Ouest-Africaine (UEMOA / WAEMU) et ses initiatives

L'UEMOA vise à harmoniser les législations économiques et monétaires de ses sept pays membres. Son influence dans le secteur de l'énergie couvre le développement et le contrôle des législations communautaires en matière de concurrence, la mise en œuvre de la politique du secteur électrique et mise en place d'un marché intérieur commun à tous les États membres et la mise en place des règles de concurrence des États membres et les activités du secteur concerné.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le traité fondateur de l'UEMOA définit les domaines de préoccupation suivants à l'organisation:

- Les accords, association et pratiques concertées entre entreprises avec les objectifs ou résultant de l'obstruction ou la distorsion de concurrence au sein de l'Union;
- Toute pratique par une ou plusieurs entreprises, semblable à un abus de position dominante sur le marché commun ou dans une partie importante de celui-ci;
- L'aide gouvernementale susceptible de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions

L'UEMOA intervient directement dans le secteur de l'énergie de ses pays membres grâce à l'utilisation de ses instruments normatifs visant à harmoniser la législation. Elle poursuit une vision à:

- Établir un mécanisme de financement dédié au secteur de l'électricité
- Accélérer l'émergence d'un marché régional d'échange d'électricité
- Développer un approvisionnement en énergie diversifié et compétitif, et
- Développer un plan régional de contrôle de la consommation d'énergie électrique.

Afin d'éviter des conflits dans la mise en œuvre de leurs programmes respectifs, la CEDEAO et l'UEMOA ont signé un accord de partenariat pour le secteur de l'énergie, couvrant l'EEEOA, l'accès à l'énergie dans les zones rurales et semi-urbaines et les projets transfrontaliers de pipeline de pétrole et de gaz en Afrique occidentale. D'autres domaines couverts comprennent la promotion des sources d'énergie renouvelables, systèmes régionaux d'information sur l'énergie, l'amélioration de l'approvisionnement en hydrocarbures et le contrôle de l'énergie. Les autres sont le renforcement des capacités humaines et institutionnelles, la sensibilisation des partenaires au développement et la mobilisation des ressources pour le financement des projets énergétiques.

L'UEMOA et la CEDEAO a interviennent également dans la législation du secteur de l'énergie grâce à la création d'une union douanière et la politique de libre circulation des biens dans la zone entière de l'UEMOA et de la CEDEAO. Ce processus est encore en phase de transition, car il y a encore des différences dans les politiques douanières et des barrières douanières internes dans entre les zones de l'UEMOA et de la CEDEAO. Par exemple il n'y a pas de droits de douane sur l'importation d'électricité dans les pays de l'UEMOA, mais l'importation ou l'exportation de l'électricité à partir d'un pays membre de l'UEMOA à un pays non-membre inclut des droits de douane. Cela peut créer des différences tarifaires entre les États membres de la CEDEAO et constituent un obstacle majeur à l'harmonisation des règles d'alimentation et les droits de douane dans les pays membres de la CEDEAO. Des négociations sont toutefois en cours entre la CEDEAO, l'UEMOA et les États membres en vue d'obtenir un régime tarifaire unique, un sujet qui doit être traité par l'ARREC.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'UEMOA peut donc être décrite comme une organisation qui facilite la réalisation des mêmes objectifs que la CEDEAO. Ce qui doit être fait est de formaliser les rencontres entre les deux organisations afin d'assurer un renforcement mutuel de leurs efforts.

4.6. Contracts d'échanges d'éléctricité existants

Un certain nombre des dispositions de puissance d'échange entre pays de la sous-région régi par des protocoles et des ventes d'alimentation et de contrats d'achat, même si elles ne sont pas de l'entreprise et de nature institutionnalisée par l'OMVS, existent. Cette section examine l'impact de ces accords existants sur toute tentative de regrouper pour former une SOS.

Côte d'Ivoire / Ghana / Togo-Bénin / Nigéria / Niger

Les marchés de l'énergie entre ces pays sont généralement basés sur accords à court terme et bilatéraux entre les services publics de ces pays encadrés dans le cadre dues Protocoles de gouvernement à gouvernement. Ceux-ci comprennent VRA (Ghana) et la CEB (Togo / Bénin), PHCN (Nigéria) et la CEB, PHCN et NIGELEC (Niger), VRA et CIE (La Côte d'Ivoire) et CIE et CEB GRIDCo (Ghana) le pouvoir directeur de la CIE à la CEB. Le système d'alimentation du Nigéria n'est actuellement même pas synchronisé avec ceux du Togo, du Ghana et de la Côte d'Ivoire. Ces arrangements sont généralement à court terme, d'une durée inférieure à 5 ans, renouvelable périodiquement et généralement fondés davantage sur la bonne volonté que sur la disponibilité de l'énergie excédentaire pour des contrats fermes.

Habituellement, la recherche des parties pour la résolution à l'amiable de l'exécution du contrat, se fait très souvent par le biais de comités techniques. Même si il y a des dispositions pour l'utilisation du système judiciaire de l'un des pays ou l'arbitrage par la Chambre de commerce internationale, elles sont rarement utilisées.

Ghana-Burkina-Faso

VRA et la SONABEL ont un contrat de fourniture de puissance par laquelle VRA fournit 500kw du pouvoir à la SONABEL selon les conditions et les points de livraison indiqués dans le contrat afin d'alimenter Po et Leo au Burkina Faso pour une période de 20 ans. Il est renouvelable automatiquement en l'absence d'une objection par les deux opérateurs, avec le consentement du gouvernement de chaque pays respectif. les tarifs de vente d'électricité sont révisés tous les trois (3) ans, sans préciser les méthodes ou la base pour la révision.

Habituellement, la recherche des parties pour la résolution à l'amiable de l'exécution du contrat se fait très souvent par le biais de comités techniques.

Côte d'Ivoire-Burkina Faso

Selon un accord d'échange d'alimentation signé le 6 Novembre 1997, pour une durée de 25 ans, la Compagnie Ivoirienne d'Électricité fournira à la SONABEL une quantité donnée d'énergie à un prix convenu. Ce contrat, plus rigide, comprend deux clauses sur les changements institutionnels en Côte d'Ivoire et oblige la CIE à fournir une quantité convenue de puissance pendant la durée du contrat à la SONABEL qui a accepté d'acheter. Une révision tarifaire est appliquée à la fin de chaque exercice, surtout en raison des fluctuations de la FCFA ou un changement dans le coût marginal moyen de l'énergie.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Ce contrat favorise également la solution à l'amiable de litige. À défaut de quoi, le litige sera soumis à l'arbitrage par la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage (CCJA).

Généralement les dispositions de ces contrats de change sont similaires, à l'exception des garanties supplémentaires contenues dans certains contrats, les modalités de paiement et les conséquences des retards dans le paiement des factures. Cette similitude de base dans les contrats facilitera l'établissement de normes pour les échanges d'électricité interconnectés sous EEEOA.

4.7. Structure des systèmes éléctrique des pays membres

Les secteurs de l'énergie d'un certain nombre de pays membres de l'EEEOA sont en cours de réforme pour le moment, mais la majorité des pays continue à exploiter un système d'intégration verticale. Production, transport et distribution sont encore regroupés. La structure cible pour des pays comme le Ghana et le Nigéria qui mènent des initiatives de réforme rigoureusement;

- ont des lois qui créent un marché de l'énergie compétitif impliquant plusieurs de production d'énergie / distribution des participants du secteur public et / ou privés, et
- une/des entité(s) de ligne de transmission autonomes / indépendantes avec un mandat pour exploiter le système de ligne de transmission / système de grille sur le principe d'un "accès ouvert" à tous les générateurs de puissance sur la base de la distribution par ordre de mérite économique / moindre coût 'ordre d'envoi prioritaire, régie par des règles de marché totalement fonctionnelles et
- avoir un régulateur de puissance indépendant du secteur, qui approuve les tarifs et réglemente la qualité de service.
- Les pays membres de l'EEEOA appartiennent à l'une (1) des trois (3) catégories de systèmes électriques, c.à.d. (i) significativement intégré, (ii) partiellement intégré et (iii) verticalement intégré.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

1) Significativement Désintégré:

Ce sont les pays qui sont à des stades avancés de toutes les fonctionnalités clés du système dégroupés, y compris la présence ou l'adoption de lois qui permettent aux sociétés de production multiples, telles que les Producteurs de Puissance Indépendants (IPP), les partenariats public-privé (PPP) et des sociétés de production appartenant à l'État d'opérer dans le marché, un opérateur de transport indépendant, la mise en œuvre des règles du marché qui sont entièrement développées et le fonctionnement et la présence de plus d'une entité de distribution. Le Ghana est très avancé dans la réalisation de ce statut avec la création de la Compagnie Réseau du Ghana (GridCo) comme structure séparée de la société de transmission ainsi que la séparation de la distribution en deux entités, la Compagnie d'électricité du Nord (NED) pour le secteur Nord et la Compagnie d'électricité du Ghana (ECG) pour le secteur sud. Le projet de règles de marché a été préparé et est en cours de finalisation pour la mise en œuvre et le fonctionnement complet de la Public Utilities Commission de réglementation (PURC) ainsi que la Commission de l'énergie qui octroie les licences d'installations de production. Le Nigéria a une application totalement fonctionnelle du Nigéria Electricity Regulatory Commission (NERC) et a annoncé des demandes de propositions pour la privatisation des installations de production et de distribution ainsi en tant qu'opérateur indépendant du réseau de transport national.

2) Partiellement Intégrée:

Peut ou pas avoir des lois pour le secteur énergétique ou une politique claire et forte du gouvernement visant à établie un marché compétitif intégrant plusieurs acteurs à moyen ou long terme ; ayant un monopole de fait (ou duopole comme au Niger), un rôle fort, direct et dominant des sociétés ou institutions de génération, transport et distribution possédées par le gouvernement ; pas de société d'exploitation du réseau de transport indépendante et autonome : La majorité des membres de l'EEEOA sont dans cette catégorie.

3) Verticalement intégré :

Caractérisé par une ou deux entités (souvent appartenant au gouvernement) ayant le monopole de la génération, du transport et de la distribution de puissance sur base de lois ou d'une politique établie de longue date par le gouvernement ; peu ou pas de rôles pour d'autres acteurs comme des IPP ; la régulation du système et l'établissement des tarifs sont effectués par le gouvernement ou par des sociétés publiques contrôlées par le gouvernement ; il n'y a pas de marché. Par exemple, le Mali, le Libéria, la Gambie et la Guinée Bissau même si certains d'entre eux on un Régulateur.

L'intégration verticale de la plupart des pays de l'EEEOA signifie que les secteurs doivent, au moins, établir une comptabilité distincte entre les opérations de transmission, celles de génération et celles de distribution afin de faciliter l'utilisation d SOS pour l'exploitation des lignes de transport. Il serait ainsi possible de déterminer les tarifs de transport séparément. À long terme, la séparation des actifs de transport et les opérations de production et de distribution sera souhaitable.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4.8. Structure du système d'échange de puissance lorsqu'il devient fonctionnel

La stratégie de mise en œuvre des nouveaux projets qui détermine les modalités de gestion d'actifs devrait prendre en compte la structure ultime, les règles et les participants aux systèmes d'échange de puissance fonctionnel. L'annexe 1 fournit un exemple des participants au système d'échange d'énergie électrique fonctionnel. Ils sont constitués d'IPP, de propriétaires et d'opérateurs de transport national, de propriétaires et d'opérateurs de transport régional (transmission utilitaires), de régulateurs et d'Opérateurs de Systèmes Indépendants, c'est à dire, du Centre d'information, de contrôle et de coordination. Dans le cadre de cette structure, la génération, que ce soit par IPP, PPP ou même détenue et exploitée par le gouvernement peut être gérée par SOS. Les lignes de transmission dédiées aux opérations transfrontalières peuvent également être gérées par SOS. Toutes les centrales de production et les lignes de transmission dédiées aux échanges transfrontaliers dans les projets prioritaires peuvent donc être développées en utilisant les SOS.

Néanmoins le choix de la structure devant être utilisée pour les lignes de transmission qui servent en même temps des fins nationales et transfrontalières doit se faire au cas par cas. Un exemple pratique est la décision actuelle de laisser SONABEL et GRIDCo développer chacun la portion de la ligne Bolgatanga - Ouagadougou sur son territoire, même après que les Actes additionnels portant sur l'adoption de l'utilisation des SOS pour le développement de lignes de transport régional aient été adoptés. Une solution possible est d'établir un faisceau de lignes de transport dans l'EEEOA exploitées par SOS avec des filiales dans les pays membres, incluant éventuellement les sociétés de transport.

4.9. Répartition des réponsabilités du projet et utilisation de la SOS

Le cycle de projet pour tous les projets prioritaires se divise en trois parties qui seront discutées dans cette section:

1) La phase 1 comprend:

- Etudes de conception de projet et de préfaisabilité
- Sélection des consultants pour les études de faisabilité
- Coordination de la révision et de l'approbation des études de faisabilités par le Conseil Exécutif de l'EEEOA et par les sociétés et les pays participants.
- Mobilisation de fonds
- Préparation des documents d'offre et identification des contractants

2) La phase 2 comprend;

- Négociation et attribution des contrats

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3) La phase 3 comprend;

- Efficacité du contrat
- La Réalisation et le Suivi du Projet
- L'Exploitation et la Maintenance

La responsabilité est alors donnée aux sociétés participantes sur base de leur capacité à gérer les risques et la complexité de chaque phase.

Phase 1 :

Le Secrétariat de l'EEEOA a le pouvoir et le soutien des différents Chefs d'´État pour jouer un rôle de premier plan et pour mobiliser les pays de l'EEEOA à participer à;

- Etudes de conception de projet et de préfaisabilité
- Sélection des consultants pour les études de faisabilité
- Coordination de la révision et de l'approbation des études de faisabilités par le Conseil Exécutif de l'EEEOA et par les sociétés et les pays participants, et
- Mobilisation de fonds

La phase de développement de tout projet inclut des tâches multiples et variées qui touchent à différents secteurs de l'économie. Certains incluent l'acquisition de terrains et de droits de passage l'acquisition de différents permis et licences qui requièrent de bonnes connexions et influences dans toute l'économie. L'implication des pays participants, particulièrement à haut niveau dans les gouvernements, facilitera la résolution de ces questions. Cela accélérera aussi la prise de décision car la distribution des rôles prendra en compte quelle partie est la plus indiquée pour gérer les risques ou fournir une solution au projet. Il tiendra également en permanence au courant les décideurs clés de l'existence du projet et de tout défi auquel il faudrait faire face dans divers aspects du projet pour faciliter la prise de décision, surtout lorsqu'une approbation de leur part est requise. Les représentants choisis des pays participants et de l'équipe de projet de l'EEEOA pourraient former un Comité d'observation un Comité de gestion et une Unité de mise en œuvre de projet pour coordonner les activités des consultants engagés dans le projet.

Cette phase implique également la négociation de documents relatifs au projet vitaux comme l'accord d'achat d'électricité et les feuilles de route pour le financement. La collaboration entre l'EEEOA et l'ARREC pour développer des standards de format de CAE pourrait faciliter ces négociations. Des compétences spécialisées sont nécessaires pour ces activités, généralement au-delà du secrétariat de l'EEEOA et des sociétés et donc des cabinets d'avocats et des banquiers d'investissement réputés devraient être recrutés comme consultants pour aider dans ce processus. Il sera prudent de commencer à impliquer les représentants de SOS à ce stade, même si l'Unité de mise en œuvre de projet continue de jouer son rôle.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Cela prend longtemps aux investisseurs potentiels de négocier des CAE pour la fourniture d'électricité même dans des pays individuels et ce en partie en cause de l'état des sociétés et leur besoin de soutien financier, habituellement du gouvernement qui possède la société. Ceci sera encore plus compliqué dans le contexte régional de l'EEEOA, car la charge est une demande agrégée de différents pays et nécessite la négociation de CAE multiples. La présence d'une cellule de l'EEEOA qui rassemblerait les demandes de chaque pays en une demande assez grande pour supporter la construction d'une centrale de taille plus avantageuse économiquement faciliterait le processus. Cette cellule pourrait être assortie de garanties d'institutions disponibles au niveau régional telles que la Banque d'Investissement et de Développement et de la CEDEAO, la Banque Africaine de Développement, la Compagnie Financière Africaine et la Banque Mondiale.

Phase 2 :

La phase suivante est la négociation et l'attribution des contrats.

L'attribution du marché implique que les parties sont légalement reconnues et établies. Cela a été fait dans le passé par les sociétés individuelles qui développaient des segments spécifiques du projet. Selon la nouvelle approche, il sera nécessaire à ce stade de nommer et de mandater certains officiers clés de la SOS pour rejoindre la SOS, et pour prendre part à la négociation et l'exécution des contrats.

Phase 3 :

L'UEP doit jouer le rôle de premier plan dans la gestion de la construction pendant que la SOS est pleinement établie. La SOS aura alors la pleine responsabilité de l'organisation des opérations et la gestion de l'établissement.

4.10. Conclusions et recommendation

4.10.1. Conclusions

Les principaux facteurs affectant le rythme de la mise en œuvre des projets prioritaires de l'EEEOA sont:

- L'impossibilité de faire correspondre la mise en service des projets de transport avec des projets de production pertinents. Cela a conduit à des déficits de l'offre qui persistent encore, même après que des projets d'interconnexion aient été complétés. La situation a contraint les pays à poursuivre leurs programmes d'approvisionnement individuels au lieu de s'engager à fond dans le programme régional de l'EEEOA.
- La capacité limitée de l'Assemblée générale et du Conseil exécutif à appliquer les décisions de l'EEEOA qui nécessitent des actions dans d'autres secteurs des économies des pays. Les membres de ces équipes sont principalement des experts du secteur de l'énergie, qui n'ont pas nécessairement les liens et l'influence sur d'autres secteurs dont les activités ont un impact sur les activités de l'EEEOA. La constitution du conseil d'administration de GCCIA où siègent deux représentants de chaque pays du Golfe est un bon exemple de succès pour accélérer et centraliser les décisions qui doivent être prises par les Etats Membres d'une région interconnectée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- L'approche adoptée pour la mise en œuvre de projets de transport transfrontaliers a conduit à des retards dus à l'absence de convergence des priorités entre les différents pays, à des différences de conditions économiques et à des différences dans les capacités de gestion de projet.
- L'indisponibilité du gaz en quantité suffisante pour la production d'énergie dans la région est susceptible de causer d'autres retards dans la mise en service des centrales thermiques de Maria Gleta et de Takoradi.
- Le mauvais état financier des sociétés a été un obstacle majeur à la mobilisation de financement pour les projets.
- L'insuffisance des ressources humaines et financières pour répondre aux exigences de l'organisation de l'EEEOA en termes de conception, développement et mise en œuvre des projets.

4.10.2. Recommandations

Pour assurer la bonne mise en œuvre du plan directeur en production et transport de l'EEEOA, les points suivants sont recommandés :

- Une collaboration plus étroite entre l'EEEOA et ses pays/sociétés membres et les organisations sous-régionales afin d'assurer l'harmonisation de la planification de l'alimentation, la synchronisation des mises à jour périodiques de ces plans et la mobilisation des fonds pour des projets prioritaires. Cela permettra d'assurer un plus grand engagement des pays aux projets régionaux.
- L'approche par Société à Objectif Spécifique (SOS) est une approche efficace de mise en œuvre de projet qui peut atténuer ou éliminer les faiblesses majeures associées à l'ancienne démarche de mise en œuvre. Les SOS pourraient donc prendre part à l'attribution des marchés, au suivi des étapes de la mise en œuvre et prendre le plein contrôle de l'exploitation et l'entretien.
- L'EEEOA ne manque pas de sources de financement pour ses initiatives. Mais la mauvaise situation financière des sociétés est une contrainte sur les opérations de l'EEEOA. Cela ne met pas les bailleurs de fonds dans une situation confortable pour soutenir les projets. L'EEEOA devrait donc continuer à défendre et à soutenir les initiatives des pays individuels vers une plus grande implication du secteur privé dans la gestion des services publics, vers l'utilisation des compteurs prépayés, dans les investissements pour la réduction des pertes de distribution et pour une meilleure efficacité énergétique comme un moyen d'améliorer la viabilité des sociétés. Il doit collaborer avec l'ARREC et les régulateurs nationaux pour y inclure des repères et des objectifs précis à atteindre dans les directives concernant la réduction des pertes, le recouvrement des factures et l'efficacité énergétique. Le choix d'initiatives de réduction des coûts, plutôt que de hausse des tarifs, est justifié par le fait que les tarifs des sociétés de l'EEEOA sont déjà les plus élevés du continent africain.
- Les coûts élevés en capital de certaines technologies renouvelables telles que les énergies éolienne et solaire affectent leur viabilité lorsque les sources normales de financement sont utilisées. L'EEEOA devrait explorer l'utilisation d'autres produits financiers tels que les crédits carbone ou d'autres pistes de financement qui sont disponibles à l'Union Européenne, la Banque Africaine de Développement et la Banque Mondiale pour le financement de certains de ces projets d'énergie renouvelable.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Une source régulière de financement est nécessaire aux activités de développement des projets de l'EEEOA. Il faudrait d'abord envisager une application juridique des dispositions concernant les statuts. Concevoir le programme prioritaire de l'EEEOA de manière à y inclure des solutions aux besoins immédiats des pays individuels dans les stades très précoces du programme pourrait également fournir une motivation aux pays pour soutenir et financer les activités de l'EEEOA. La création d'un Fonds de développement des infrastructures de la CEDEAO par des prélèvements / souscriptions spéciaux des pays membres et des institutions est une autre option qui pourrait être poursuivie par la CEDEAO. L'UEMOA a déjà établi un fonds de ce type. Un tel fonds pourrait être alimenté par des ressources provenant d'institutions multilatérales telles que la Banque Mondiale, la Banque Africaine de Développement, la Banque de la CEDEAO pour l'Infrastructure et le Développement, la Banque pour le Développement de l'Afrique Occidentale et la Commission de la CEDEAO. Une institution comme la Société Financière Africaine a beaucoup d'intérêt dans le développement des infrastructures et le désir de jouer un rôle clé dans la mobilisation de fonds pour des projets viables de l'EEEOA.
- Finalement, il est recommandé d'établir une « cellule d'agrégation » de l'EEEOA. Cette cellule pourrait rassembler les petites demandes de chaque pays en une demande commune, accélérer les négociations de Contrat d'Achat d'Energie (CAE) bancables pour la fourniture d'électricité au niveau régional et sécuriser des instruments de sécurité de paiement appropriés des agences de garantie multilatérale. La création de la National Bulk Energy Trading Company au Nigeria avec les garanties nécessaires de la Banque Mondiale et du gouvernement nigérian est l'une des solutions ayant permis de gérer une situation similaire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5. LISTE FINALE DES PROJETS PRIORITAIRES

Les investissements qui composent le programme global de développement du système électrique de l'Afrique de l'Ouest sont classés ci-après.

Tout d'abord, les projets nationaux, décidés et sélectionnés parmi les candidats, sont rappelés. Ces projets font partie intégrante du plan de développement, et le développement du système électrique à l'échelle régionale compte aussi sur leur réalisation. Néanmoins, quelle que soit leur importance, ces projets n'ont pas été retenus comme projets régionaux.

Les projets de production régionaux, qui seront soutenus par l'EEEOA et partagés par les pays, ont été sélectionnés en se basant sur les critères suivants :

- Une taille minimale de 150MW ;
- Une vocation régionale (localisation, partage de l'énergie entre pays frontaliers, importance au niveau régional)

Enfin, les projets régionaux prioritaires, en production et en transport sont présentés, en détail. Ils sont ensuite classés en quatre catégories selon l'urgence de leur mise en œuvre et les interactions qui peuvent exister entre projets sont illustrées.

5.1. Projets nationaux du programme global de développement

En premier lieu, les projets de production décidés qui font partie du programme de développement national des pays sont présentés. Ces projets ont été considérés comme décidés et n'ont pas été sujet à optimisation.

En second lieu, les projets de production nationaux qui ont été sélectionnés dans l'optimisation parmi les projets candidats sont listés.

5.1.1. Projets de production nationaux décidés

Sénégal :

- La location d'une unité au diesel de 50 MW en 2011 pour une durée de un an, avec possibilité de louer 100MW supplémentaires;
- La réhabilitation des groupes C3 et C4 de Bel Air (+30MW en 2011 et 25MW en 2012);
- L'extension du groupe C6 de Bel-air: 2 x 15 MW en 2012;
- La mise en service de Koudi II (2 x 15 MW) en 2012;
- Une unité Biomasse de 2 x 15 MW à Ross Behtio en 2014. Energie produite estimée par an: 236 GWh.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Gambie :

- La remise en service complète des unités de Kotu;
- La réhabilitation de l'unité G6 de Kotu en 2011;
- La réhabilitation de l'unité G2 (HFO) à Kotu (3 MW) en 2012;
- L'installation de 2 nouvelles unités diesel de 6.5 MW fonctionnant au HFO, à la centrale de Brikama fin 2011;
- L'installation de 9 MW supplémentaires à Brikama fonctionnant au HFO fin 2011 également;
- 4 unités de 2 MW fonctionnant au HFO pour les centres isolés ;
- Construction d'une ferme éolienne de 1 MW à Tanji en 2012 ;

Guinée Bissau :

- La capacité installée en ce moment est de 5.6 MW environ. Mais la capacité disponible en continu est de 5 MW (2.5 MW EAGB et 2.5 MW de location);
- 2 groupes de 2.5MW financés par la banque mondiale et installés en 2012. Dès la mise en service de ces unités, les contrats de location de 2.5MW seront rompus;
- Financement de 15 MW HFO pour la ville de Bissau supporté par l'UEMOA et la BOAD. Prévu en plusieurs étapes de 5 MW entre 2012 et 2014;
- Réhabilitation de la centrale d'EAGB à Bissau (2MW);
- Réhabilitation de la centrale de Bafatà (5MW);
- Mise en service de la centrale de Buba (5MW);
- Il est par ailleurs supposé que lorsque les moyens de production deviendront suffisants, les auto-producteurs cesseront d'utiliser leurs propres moyens de production.

Guinée :

- 106 MW par le projet de centrale thermique de Manéah fonctionnant au HFO. La mise en service est supposée intervenir en 2014 et 2015;
- Mise en service de 100MW supplémentaires à Tombo ;
- La réhabilitation des unités thermiques et hydroélectriques de Guinée ;

Sierra Leone : aucun projet national décidé

Liberia :

- 10 MW de groupes diesel rapides (10 X 1MW) fonctionnant au DDO sur le site de Bushrod. La mise en service est prévue en 2011;
- 10 MW de groupes diesel semi-rapides (2 X 5MW) fonctionnant au HFO sur le site de Bushrod. La mise en service est prévue en 2013;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Mali :

- 60 MW du projet BID (6 groupes diesel de 10 MW chacun) fonctionnant au HFO à Balingué. 40 MW ont été inaugurés en 2010. La mise en service des 20 MW restant est prévue en 2011;
- 92 MW par l'IPP Albatros grâce à des groupes diesels fonctionnant au HFO dans la zone minière de Kayes. La mise en service est prévue en 2012;
- Le raccordement au réseau interconnecté de groupes diesel isolé pour un total de 30.4 MW dans l'horizon de l'étude;
- Un projet solaire à Mopti de 10MW installée en 2012 et connecté au réseau interconnecté en 2019.

Côte d'Ivoire :

- L'addition de 222 MW sur le site du producteur indépendant CIPREL qui formeront un cycle combiné avec la turbine à gaz de 111 MW mise en service en 2010. La mise en service de la nouvelle turbine à gaz est prévue en juillet 2012 et celle de la turbine à vapeur en juillet 2013;
- L'addition d'urgence de 250 MW supplémentaires (total= 450MW) sur le site de CIPREL ou Vridi grâce à une nouvelle turbine à gaz et une nouvelle turbine à vapeur en 2012;
- Un cycle combiné de 450 MW (2 turbines à gaz et une turbine à vapeur de 150 MW chacune) sur le site d'Abbata. Les mises en services sont prévues en 2014 (1ère turbine à gaz), 2015 (2e turbine à gaz) et 2016 (turbine à vapeur).

Ghana :

- La phase 1 de la centrale T3 d'Aboadze (en construction), qui consistera en un cycle combiné de 120 MW. Sa mise en service est prévue pour 2012;
- Une deuxième turbine à gaz de 110MW sur le site de Tema T1 dont la mise en service est prévue en 2012. L'addition d'une turbine à vapeur de 110 MW est quant à elle prévue en 2015 pour créer un cycle combiné de 330 MW au total;
- Le barrage hydroélectrique de 400 MW à Bui sur la Volta Noire avec un productible annuel de 1000 GWh. La mise en service est prévue pour mi 2013 ;
- Deux turbines à gaz de 110 MW chacune prévues à Domini par BTPP (centrale Domini T1) afin de tirer parti des ressources de gaz offshore découvertes. Leur mise en service est prévue en 2013;
- L'addition d'une turbine à vapeur de 110 MW sur la centrale d'Aboadze T2 pour passer à un cycle combiné de 330 MW au total. La mise en service est prévue en 2014 ;
- 2x5MW solaire PV en 2012 et 2013;
- Eoliens: 50 MW en 2014 et 100 MW en 2015;

Togo : aucun projet national décidé

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Bénin :

- 80 MW sur le site de Maria Gleta à Cotonou. La mise en service est prévue en 2011;

Burkina Faso:

- 18 MW fonctionnant au HFO et formant la première phase de la centrale de Komsilga. La mise en service est prévue en 2011;
- 37.5 MW (3 groupes diesel de 12.5 MW fonctionnant au HFO et formant la 2e phase de la centrale de Komsilga. La mise en service est prévue en 2011;
- 36 MW (2 groupes diesel de 18 MW) fonctionnant au HFO qui formeront la 3e phase de la centrale de Komsilga (total 90MW). La mise en service est prévue en 2013;
- 20 MW (2 groupes diesel de 10 MW fonctionnant au HFO et formant la 2e phase de la centrale de Bobo 2. La mise en service est prévue en 2012.

Niger:

- En 2011, sept unités diesels de 2.2 MW chacune seront installées à la centrale de Niamey 2, en remplacement des vieilles unités diesels ;
- En 2012, 2 unités de 2MW chacune seront installées à Maradi et 2 autres de 2 MW seront installées à Zinder, en zone Niger Centre-Est ;
- Dans la zone fleuve, une puissance additionnelle de 70MW sera installée à Niamey en 2013.
- Dans la zone fleuve, le barrage de Kandadji sera achevé en 2015. Ce barrage de 130 MW devrait apporter 629 GWh annuel au Niger ;

Nigéria:

- FGN phase 1: 1408 MW dont 1055 MW ont été mis en service en 2007. Il reste 353 MW prévus pour 2011;
- NIPP : 2599 MW prévus pour 2011;
- FGN phase 2: 2148 MW prévus dont 696 MW pour 2012 et 1452 MW pour 2013.

A côté de cela, les compagnies pétrolières ont prévus les investissements suivants :

- La centrale de Afam 6, par Shell: 5 unités de 150 MW en 2012;
- La centrale de Bonny, par Mobil: 3 unités de 130 MW en 2012;
- La centrale Chevron Texaco avec 3 unités de 250 MW pour 2012;
- La centrale de TotalFinaElf avec 4 unités de 125 MW pour 2012.

De plus, quelques IPP sont attendus:

- Alscon avec 6 unités de 90 MW pour 2012;
- La centrale IBOM Power 2 avec 500 MW en 2012.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5.1.2. Projets de production nationaux sélectionnés parmi les projets candidats

Sénégal :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Ziguinchor	Diesel	HFO	2012	2*5 MW
Tambacounda	Diesel	HFO	2012	2*4 MW

Gambie :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Brikama Extension	Diesel	HFO	2015	2*10 MW
Gambia Wind 1	Wind Turbine	WIND	2014	4 MW
Gambia Wind 2	Wind Turbine	WIND	2015	6 MW

Guinée Bissau :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Bissau	Diesel	HFO	2015	55 MW

Guinée :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Poudalde	Hydro	HYDRO	2017	90 MW
Kouravel	Hydro	HYDRO	2021	135 MW

Sierra Leone :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
BENKONGOR 3	Hydro	HYDRO	2018	85 MW

Libéria :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
SAINT-PAUL 1B	Hydro	HYDRO	2020	78 MW
SAINT-PAUL 2	Hydro	HYDRO	>2020	120 MW

Mali :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
KENIE	Hydro	HYDRO	2016	42 MW

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Côte d'Ivoire :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
ABOISSO COMOE	Hydro	HYDRO	2018	90 MW
GRIBO POPOLI	Hydro	HYDRO	>2020	112 MW

Ghana :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
SAP (CC)	Combined Cycle	NAT GAS	2014/2015	2*163.6 MW
Cempower (CC)	Combined Cycle	NAT GAS	2015/2016	300 MW
Pwalugu	Hydro	HYDRO	2019	48 MW
Juale	Hydro	HYDRO	2019	87 MW
Hemang	Hydro	HYDRO	2019	93 MW
Domini T1 (ST)	Combined Cycle	NAT GAS	2020	110 MW
Aboadze T3 (CC)	Combined Cycle	NAT GAS	>2020	120 MW

Togo-Bénin :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Kétou (Bénin)	Hydro	HYDRO	2020	160 MW

Burkina Faso : pas de projets nationaux sélectionnés

Niger :

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Zone Fleuve	Wind	WIND	2014	30 MW
Dyodonga	Hydro	HYDRO	2018	26 MW

Nigéria:

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Standards	Cycles Combinés	NAT GAS	2016-2021	1000 MW/an

5.2. Projets régionaux du programme global de développement

Cette section présente les projets prioritaires qui ont été retenus comme régionaux.

Une description de chaque projet est fournie reprenant ses caractéristiques, son coût estimatif et son état d'avancement. L'adéquation avec le plan directeur régional de transport (proximité et/ou couplage avec un projet de transport) est présentée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Enfin l'avancement des études est donné pour chacun des projets selon le code suivant :

- Identification : aucune étude disponible mais idée de projet
- EF : Etude de faisabilité technique et économique
- EIES : Etude d'impact environnemental et social
- ED : Etude détaillée
- EC : Etude complémentaire

5.2.1. Description des projets prioritaires

1- Projet de centrale charbon à **Sendou** (Sénégal)

Projet consistant en la construction d'une centrale de 875 MW composée de 7 unités charbon de 125 MW chacune sur le site de **Sendou**, près de Dakar, au Sénégal.

Caractéristique de la centrale :

Centrale de Sendou – 875 MW – 7 x 125 MW

Coût estimé : 2532 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Il n'y a pas de projet de transport associé à ce projet. Mais la taille de ce projet est importante et nécessitera premièrement d'achever la boucle 225 kV du réseau de Dakar, et deuxièmement de renforcer le réseau de transport entre la centrale et les centres de consommation pour pouvoir évacuer cette puissance.

Coût total du projet :

2532 M$

Date de mise en service supposée :

2016

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2- Projet Gouina : Interconnexion Kayes (**Mali**) –Tambacounda (**Sénégal**) pour l'évacuation de la centrale de **Gouina**

Projet consistant en la construction d'une unité de production hydroélectrique de 140MW à Gouina au Mali (projet dont les études ont déjà été réalisées) ainsi que d'une ligne d'évacuation Kayes (Mali) –Tambacounda (Sénégal) afin de permettre le partage de la production dans le cadre de l'OMVS

Caractéristique de l'unité hydroélectrique :

Gouina – 140 MW – 565 GWh

Coût estimé : 329 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Ligne 225kV permettant le partage de l'électricité entre les 2 pays concernés

Longueur de la ligne : 280 km

- Sous-station 225kV à Kayes (existante de par le projet OMVS)
- Sous-station 225kV à Tambacounda (mise en service dans le cadre de la boucle OMVG)

Coût estimé : 65 M$

Coût total du projet :

394 M$

Date de mise en service supposée :

2017-2019

Commentaires :

Projet de production décidé

Projet de transport prioritaire pour le partage de l'énergie produite par Gouina

Avancement des études :

Centrale hydroélectrique : EF et EIES disponibles

Projet de transport : EF en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3- Parc éolien 200 MW **Sénégal-Gambie**

Projet consistant en l'exploitation du potentiel éolien des pays et à réduire la dépendance énergétique du Sénégal et de la Gambie

Coût total du projet :

318 M$

Date de mise en service supposée :

Par phases de 50 MW entre 2017 et 2021

Commentaires :

Réduction de la dépendance énergétique des pays/régions

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4- Projet Aménagements hydroélectriques de **Boureya** (OMVS) – **Badoumbé** (OMVS) – **Balassa** (OMVS) et **Koukoutamba** (OMVS) et interconnexion entre Linsan (**Guinée**) et Manantali (**Mali**)

Dans le cadre de l'OMVS la construction de 3 aménagements hydroélectriques est envisagée en Guinée couplée à une ligne d'évacuation de la puissance produite par ces unités hydroélectriques.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Balassa – 181 MW – 401 GWh – 171 M$ (mise en service en 2017-2019)

Badoumbé – 70 MW- 410 GWh – 197 M$ (mise en service en 2017-2019)

Koukoutamba – 281MW – 455 GWh – 404 M$ (mise en service en 2019-2021)

Boureya – 160 MW- 455 GWh – 373M$ (mise en service en 2021-2023)

Coût estimé total des unités: 1145 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Ligne 225kV double terne entre Linsan (Guinée) et Manantali (Mali) permettant le partage de l'électricité générée par les 4 aménagements hydroélectriques de l'OMVS.

L'estimation du tracé de cette ligne est actuellement réalisée dans le cadre du plan directeur réalisé par l'OMVS

Mise en service du premier terne en 2017-2019 et du second terne en 2019-2021.

Coût estimé (à titre informatif car il dépendra du tracé) : 131 M$

De plus, le tronçon Manantali-Bamako-Sikasso devra être renforcé pour permettre le transit de la production hydroélectrique à travers le Mali.

Mise en service en même temps que le second ouvrage hydroélectrique (2019-2021)

Coût de ce tronçon : 151M$

Coût total du projet :

1427 M$

Date de mise en service supposée :

Mise en service en 3 phases

- 2017-2019 : Premier terne de la ligne OMVS et mise en service des aménagements hydroélectriques de Balassa et Badoumbé
- 2019-2021: Mise en service de la troisième centrale hydroélectrique de Koukoutamba, second terne de la ligne de transport Linsan-Manantali et renforcement du tronçon Manantali-Sikasso-Bamako
- > 2021 : Mise en service de la quatrième centrale hydroélectrique (Boureya)

Commentaires :

Le tracé de la ligne Linsan-Manantali devra faire l'objet d'une étude environnementale approfondie

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Avancement des études :

Projet de transport : EF en cours

Projets de production : Balassa – identification

Badoumbé – EF disponibles

Koukoutamba – EF en cours

Boureya - identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5- Projet d'interconnexion **Ghana-Burkina Faso-Mali**

Projet de ligne d'interconnexion 225 kV entre le nord du Ghana et la région de Bamako (Mali) en passant par la région de Bobo Diolasso (Burkina Faso).

Caractéristique du projet de transport:

Ligne 225kV permettant le partage de l'électricité entre les 3 pays concernés

Longueur de la ligne : 742 km

- Sous-station 225kV à Bolgatanga au Ghana (existante de par le projet d'interconnexion Bolgatanga-Ouagadougou)
- Sous-station 225kV à Kodeni, correspondant à la ville de Bobo Diolasso au Burkina Faso (existante de par la ligne d'interconnexion Côte d'Ivoire-Burkina Faso)
- Sous-station 225kV à Sikasso au Mali (existante de par le projet d'interconnexion Mali-Côte d'Ivoire)
- Sous-station 225kV à Kodialani, correspondant à la ville de Bamako au Mali (existante de par le projet d'interconnexion OMVS et la centrale de Manantali)

Coût estimé : 230 M$

Coût total du projet :

230 M$

Date de mise en service supposée :

2015

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

EF et EIES disponibles

Etudes complémentaires en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

6- Projet Aménagements hydroélectriques de **Kaléta**

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 240 MW à Kaléta

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Kaléta – 240 MW – 3 x 80 MW - 946 GWh

Coût estimé : 267 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

La production de Kaléta devra être évacuée en partie par le réseau de transport de l'OMVG.

Coût total du projet :

267 M$

Date de mise en service supposée :

2015

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

ED et EIES disponibles

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

7- Projet OMVG : **Boucle 225 kV** entre le Sénégal, la Gambie, la Guinée-Bissau et la Guinée, et unité hydroélectrique de **Sambangalou**

Projet consistant en la réalisation d'un barrage de 128 MW à Sambangalou, et d'un réseau 225 kV composé d'une boucle reliant 4 pays.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Sambangalou – 128 MW – 4 x 32 MW - 402 GWh

Coût estimé : 433 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

La boucle OMVG reliera 4 pays sur un total de 1677 km. Elle inclura 15 sous-stations et coûtera 576.5 M$.

Coût total du projet :

1009.5 M$

Date de mise en service supposée :

Mise en service par phases

- Linsan-Labé-Mali à partir de 2015 ;
- Linsan- Kaolack- Tambacounda à partir de 2015 ;
- Tambacounda-Mali en 2017.

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

Boucle 225kV : ED et EIES disponibles

Projet de production : ED et EIES disponibles

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

8- Projet Aménagements hydroélectriques de **Digan** (OMVG)

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique de 93.3 MW à Digan dans le cadre de l'OMVG

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Digan – 93.3MW - 243 GWh

Coût estimé : 112 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

La capacité de Digan devra être évacuée par la boucle OMVG

Coût total du projet :

112 M$

Date de mise en service supposée :

Après la réalisation de la ligne OMVG et des projets décidés de l'OMVG (> 2021)

Commentaires :

/

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

9- Projet de centrale hydroélectrique de **Souapiti**

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique de 515 MW de Souapiti (Guinée).

Ce projet ne pourra être réalisé que si les grands projets d'interconnexion décidés (OMVG ; CLSG ; Guinée-Mali) sont mis en service.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Souapiti – 515MW - 2518 GWh

Coût estimé : 796M$

Ce coût prend en compte un surcoût lié à l'impact environnemental du projet.

Caractéristique du projet de transport associé:

Une telle capacité devra être évacuée au travers des principaux axes d'interconnexion décidés et planifiés (OMVG ; CLSG ; Guinée-Mali).

Coût total du projet :

796 M$

Date de mise en service supposée :

2017-2019

Commentaires :

Impact environnemental important

Avancement des études :

EF disponibles

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

10- Projet de centrale hydroélectrique d'**Amaria**

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique de 300 MW d'Amaria (Guinée).

Ce projet ne pourra être réalisé que si les grands projets d'interconnexion décidés (OMVG ; CLSG ; Guinée-Mali) sont mis en service.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Amaria – 300MW - 1435 GWh

Coût estimé : 377M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Une telle capacité devra être évacuée au travers des principaux axes d'interconnexion décidés et planifiés (OMVG ; CLSG ; Guinée-Mali).

Coût total du projet :

377 M$

Date de mise en service supposée :

2019-2021

Commentaires :

/

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

11- Projet de centrale hydroélectrique de **Grand Kinkon** et renforcement du tronçon ouest de l'OMVG

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique de 291MW de Grand Kinkon (Guinée).

Ce projet ne pourra être réalisé que si les grands projets d'interconnexion décidés (OMVG ; CLSG ; Guinée-Mali) sont mis en service.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Grand Kinkon – 291MW - 720 GWh

Coût estimé : 298 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Une telle capacité devra être évacuée au travers des principaux axes d'interconnexion décidés et planifiés (OMVG ; CLSG ; Guinée-Mali).

De plus le tronçon ouest de l'OMVG devra être renforcé par la création d'une seconde ligne dont le coût estimé est de 141 M$.

Coût total du projet :

439 M$

Date de mise en service supposée :

>2021

Commentaires :

/

Avancement des études :

EF disponible

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

12- Projet de centrale hydroélectrique de **Kassa** (Guinée/Sierra Leone)

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique de 135MW de Kassa à la frontière entre la Guinée et le Sierra Leone, sur le tracé de la ligne CLSG.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Kassa – 135 MW - 528 GWh

Coût estimé : 214 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

En fonction des projets de production nationaux et régionaux réalisés dans les pays CLSG, et en particulier le projet Bumbuna, le renforcement de l'axe CLSG pourrait être nécessaire.

Coût total du projet :

214 M$

Date de mise en service supposée :

2019-2021

Commentaires :

/

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

13- Projet d'interconnexion CLSG

Projet d'interconnexion entre la Côte d'Ivoire, le Libéria, le Sierra Leone et la Guinée.

Caractéristique du projet de transport:

C'est une ligne double terne 225 kV. Initialement, seul un terne sera installé. Le deuxième terne est prévu à moyen terme, selon les développements hydroélectriques de la région.

Longueur de la ligne : 1060 km

Coût estimé : 430 M$

Coût total du projet :

430 M$

Date de mise en service supposée :

2015

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

EF disponibles

EIES en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

14- Projet de centrale hydroélectrique de **Mount Coffee** (Liberia)

Projet consistant en la construction d'une centrale hydroélectrique de 66 MW à Mount Coffee (Liberia)

Caractéristique de l'unité hydroélectrique :

Mount Coffee – 66 MW - 435 GWh

Coût estimé : 383 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Ce projet doit se réaliser avec la construction du projet d'interconnexion CLSG

Coût total du projet :

383 M$

Date de mise en service supposée :

2015

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

EF disponibles

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

15- Projet de centrale hydroélectrique de **Bumbuna** (Sierra Leone) et renforcement de la ligne CLSG

Projet consistant en la construction d'une centrale hydroélectrique de 350MW à **Bumbuna** (Sierra Leone) ainsi que le renforcement de la ligne CLSG

Caractéristique de l'unité hydroélectrique :

Première phase existante + seconde phase + Extension de la première phase

Total : 400 MW – 1560GWh

Coût estimé pour la construction de la seconde phase et l'extension de la première phase : 520M$.

Caractéristique du projet de transport associé:

Second terne de la ligne « CLSG» 225kV

Les études réalisées pour le projet CLSG prévoient l'installation à moyen-terme d'un second terne. Ce second terne devrait être mis en service lors de la réalisation du projet hydroélectrique de Bumbuna afin de permettre le partage de cette énergie entre les pays membre du CLSG.

Longueur de la ligne : 1060 km

Coût estimé : 69 M$

Coût total du projet :

589 M$

Date de mise en service supposée :

2017-2019

Commentaires :

/

Avancement des études :

EF et EIES disponibles pour le projet de production Bumbuna 2+ Yiben

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

16- Projet de centrale hydroélectrique de **Félou** (OMVS)

Projet consistant en la construction d'une centrale hydroélectrique de 60MW à **Félou** (Mali)

Caractéristique de l'unité hydroélectrique :

Félou – 60 MW - 350 GWh

Coût estimé : 170 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

La production de ce projet sera évacuée par l'interconnexion OMVS. Cette interconnexion est déjà en service et ne nécessite pas de renforcement pour pouvoir supporter cette puissance additionnelle.

Coût total du projet :

170 M$

Date de mise en service supposée :

2013

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

Construction en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

17- Projet Solaire 150 MW **Mali**

Projet consistant en l'exploitation du potentiel solaire du pays et à réduire la dépendance énergétique de la région

Coût total du projet :

549 M$

Date de mise en service supposée :

Par phases entre 2019 et 2021

Commentaires :

Réduction de la dépendance énergétique du pays

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

18- Projet d'interconnexion Ségou (**Mali**)- Ferkessédougou (**Côte d'Ivoire**)

Projet d'interconnexion entre Ferkéssedougou en Côte d'Ivoire et Segou au Mali.

Ce projet sera prolongé en Côte d'Ivoire par l'axe Laboa-Ferkessédougou pour permettre l'alimentation du Mali depuis le Sud de la Côte d'Ivoire (ressources hydroélectriques et gazières).

Caractéristique du projet de transport:

La ligne passe par les sous-stations 225 kV de :

- Ferkéssédougou (Côte d'Ivoire)(existante grâce à l'interconnexion Côte d'Ivoire-Burkina Faso)
- Sikasso (Mali) (à construire)
- Ségou (Mali) (à construire)

Longueur de la ligne : 370 km

Coût estimé : 175 M$

Caractéristique du projet de renforcement du réseau ivoirien:

La ligne passe par les sous-stations 225 kV de :

- Ferkéssédougou (existante)
- Boundiali (à construire)
- Laboa (existante)

Longueur de la ligne : 285 km

Coût estimé : 100 M$

Coût total du projet :

175 M$

Date de mise en service supposée :

2012

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

Construction en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

19- Centrale Hydroélectrique de **Tiboto** et interconnexion Buchanan (**Libéria**) –San Pedro (**Côte d'Ivoire**)

Projet consistant en la construction d'une unité de production hydroélectrique de 225MW à Tiboto à la frontière entre le Libéria et la Côte d'Ivoire ainsi que d'une ligne d'évacuation Buchanan (Libéria) –San Pedro (Côte d'Ivoire).

Caractéristique de l'unité hydroélectrique :

Tiboto – 225 MW – 912 GWh

Coût estimé : 578 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Ligne 225kV permettant le partage de l'électricité entre les 2 pays concernés

Longueur de la ligne : 400 km

- Sous-station 225kV à Buchanan (mise en service dans le cadre du projet CLSG)
- Sous-station 225kV à San Pedro (existante)
- Sous-station 225kV à Tiboto (à construire)

Coût estimé : 100 M$

Coût total du projet :

678 M$

Date de mise en service supposée :

2019-2021

Commentaires :

Difficultés techniques pour la construction de la ligne de transport liées à l'humidité des zones traversées

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

20- Projet de centrale hydroélectrique de **Fomi** et interconnexion **Guinée-Mali** (Fomi – Linsan, –Nzerkoré, –Bamako)

Projet consistant en la réalisation d'une interconnexion entre la Guinée et le Mali et la construction d'axes Ouest-Est et Centre-Sud en Guinée, interconnexion permettant l'évacuation de la centrale de Fomi vers les différentes régions de l'Afrique de l'Ouest.

Caractéristique de l'unité hydroélectrique:

L'unité de **Fomi** est située à l'origine de la ligne d'évacuation proposée entre Fomi (**Guinée**) et -Nzerekore (**Guinée-Sud**) et entre Fomi (**Guinée**) et Bamako (**Mali**). Bien que sa puissance installée soit relativement limitée (90MW), elle a une vocation régionale de par sa situation géographique.

Fomi – 90 MW – 374 GWh

Coût estimé total: 156 M$

Mise en service : 2017-2019

Caractéristique du projet de transport:

Ligne 225kV tri-axes

Tronçon 1 : Linsan-Fomi – 430 km

Tronçon 2 : Fomi -Nzerekoré – 400 km

Tronçon 3 : Fomi – Bamako –520 km

- Sous-station 225kV à Fomi (à construire)
- Sous-station 225kV à Linsan (Mise en service dans le cadre des projets CLSG et OMVG)
- Sous-station 225kV à Nzerekoré (Mise en service dans le cadre du projet CLSG)
- Sous-station 225kV à Bamako (existante)

Coût estimé : 550 M$

Commentaires :

/

Avancement des études :

Projet de transport : Stade de l'identification

Projet hydroélectrique : EF et EIES disponibles

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

21- Axe d'évacuation Fomi (**Guinée**) – Boundiali (**Côte d'Ivoire**)

Ce projet consiste en un nouvel axe d'évacuation de la puissance produite par les centrales hydroélectriques en Guinée, et en particulier la centrale hydroélectrique de Fomi (Guinée), vers l'est de la sous-région.

Caractéristique du projet de transport:

Ligne 225kV double terne entre Fomi (**Guinée**) et Boundiali (**Côte d'Ivoire**) permettant le partage de l'électricité générée par Fomi et les autres aménagements hydroélectriques en Guinée.

L'estimation du tracé doit faire l'objet d'une étude spécifique.

- Sous-station 225kV à Fomi (mise en service dans le cadre du projet Guinée-Mali)
- Sous-station 225kV à Boundiali (mise en service dans le cadre du projet 225kV Laboa-Ferkessedougou en Côte d'Ivoire)

Mise en service : 2017- 2019

Longueur de la ligne : 380 km

Coût estimé (à titre informatif car il dépendra du tracé) : 111 M$

Caractéristique des renforcements des axes de transport associés

Afin de permettre l'évacuation depuis les sites hydroélectriques vers les pays importateurs (Burkina Faso) il est nécessaire de renforcer les axes

- En amont de la ligne proposée Fomi-Boundiali **à l'intérieur de la Guinée** (axe Linsan-Fomi).
- En aval de la ligne Fomi-Boundiali **à l'intérieur de la Côte d'Ivoire** (axe Boundiali-Ferkessedougou), **entre la Côte d'Ivoire et le Burkina Faso** (Ferkessedougou -Bobo) et **à l'intérieur du Burkina Faso** (Bobo-Ouaga)

Ces axes sont existants/décidés mais un seul terne a été prévu. L'optimum économique et les recommandations techniques tendent à justifier la mise en service d'une seconde ligne sur ces axes.

Dès lors, pour les lignes non encore construites (Linsan-Fomi), les études devraient considérer la possibilité de prévoir un second terne étant donné le besoin à moyen-terme d'une capacité de transit importante.

Renforcements nécessaires	**Niveau de tension**	**Longueur**	**Coût du renforcement**
Linsan-Fomi (Guinée) *(seconde ligne)*	225	430 km	65
Boundiali- Ferke (Côte d'Ivoire) *(seconde ligne)*	225	157 km	59
Ferke (Côte d'Ivoire) –Bobo (Burkina Faso) *(seconde ligne)*	225	221 km	
Bobo – Ouaga (Burkina Faso) *(seconde ligne)*	225	338 km	44

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Coût total du projet :

279 M$

Date de mise en service supposée :

Ce projet est indispensable afin d'optimiser le partage de l'énergie entre les différents pays de la CEDEAO. Néanmoins, il n'a de sens qu'après la réalisation du projet d'interconnexion Guinée-Mali.

Etant donné que les études doivent être réalisées, ce projet est envisagé à l'horizon 2019-2021.

Commentaires :

/

Avancement des études :

Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

22- Projet de centrale hydroélectrique de **Soubré** (Côte d'Ivoire) et renforcement de l'axe d'évacuation vers Abidjan (Soubré-Taabo)

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique de 270MW de Soubré (Côte d'Ivoire) et le renforcement de l'axe entre la centrale hydroélectrique et le centre de consommation d'Abidjan – ligne Soubré-Taabo.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Soubré – 270MW - 1120 GWh

Coût estimé : 620 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

La ligne de transport 225kV entre Soubré et Taabo devra être renforcée

Longueur de la ligne : 196 km

Coût estimé : 69 M$

Coût total du projet :

689 M$

Date de mise en service supposée :

2017-2019

Commentaires :

/

Avancement des études :

EF et EIES disponibles

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

23- Projet d'interconnexion **Dorsale Côtière**

Projet d'interconnexion suivant la côte entre le Nigéria et la Côte d'Ivoire.

Caractéristique du projet de transport:

La ligne passe par les sous-stations 330 kV de :

- Ikeja West (Nigéria)(existante)
- Sakété (Bénin) (existante)
- Lomé (Togo)(à construire)
- Volta (Ghana)(existante)
- Aboadze (Ghana)(existante)
- Prestea (Ghana)(à construire)
- Riviera (Côte d'Ivoire)(à construire)

Les tronçons Ikeja West-Sakete et Volta-Aboadze sont construits. Seuls les tronçons suivants doivent encore être construits :

- entre le Ghana, le Togo et le Bénin : coût estimé à 84 M$
- entre le Ghana et la Côte d'Ivoire : coût estimé à 57 M$

Coût estimé : 141 M$

Coût total du projet :

141 M$

Date de mise en service supposée :

2013 pour le tronçon Ghana-Togo-Bénin et 2017 pour le tronçon Ghana-Côte d'Ivoire

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

Tronçon Ghana-Togo-Bénin en cours de construction

Tronçon Ghana-Côte d'Ivoire EF et EIES en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

24- Projet de centrale thermique d'**Aboadze** (Ghana)

Projet de cycle combiné 400MW à mettre en service en 2014.

Ce projet évacuera sa puissance au travers de la dorsale côtière (tronçons existants et futurs)

Caractéristique de l'unité thermique

Aboadze – 400 MW

Coût estimé : 356 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Evacuation au travers de la dorsale côtière

Coût total du projet :

356 M$

Date de mise en service supposée :

2014

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

Identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

25- Interconnexion Bolgatanga (**Ghana**) – Ouagadougou (**Burkina Faso**)

Projet d'interconnexion permettant l'alimentation de la région d'Ouagadougou (Burkina Faso) depuis le réseau ghanéen (Bolgatanga).

Caractéristique du projet de transport:

La ligne passe par les sous-stations 225 kV de :

- Ouagadougou (Burkina Faso) (existante)
- Bolgatanga (Ghana) (extension de la sous-station 161kV existante)

Longueur totale de la ligne : 206 km

Coût estimé : 74 M$

Coût total du projet :

74 M$

Date de mise en service supposée :

2013

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

Construction en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

26- Projet d'axe 330kV **Nord-Sud au Ghana**

Projet consistant en la construction d'une ligne 330 kV parcourant le Ghana sur toute sa longueur du nord au sud pour renforcer les capacités d'exportation vers le Burkina Faso.

Caractéristiques du projet :

Ligne de transport en 330 kV entre Prestea et Bolgatanga

- Sous-station 330 kV à Prestea (existante dans le cadre du projet de Dorsale côtière)
- Sous-station 330 kV à Kumasi (Extension de la sous-station 161kV)
- Sous-station 330 kV à Kintampo (Extension de la sous-station 161kV)
- Sous-station 330 kV à Bolgatanga (Extension de la sous-station 161kV. Connexion au 161 kV local et à la ligne 225 kV entre Bolgatanga et Ouagadougou)

Longueur de la ligne : 640 km

Coût total du projet :

240 M$

Date de mise en service supposée :

2017-2019

Commentaires :

Support de l'interconnexion Ghana-Burkina Faso

Avancement des études :

EF disponibles

EIES et ED en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

27- Projet de centrale hydroélectrique d'**Adjaralla** (Togo)

Projet consistant en la construction d'une centrale hydroélectrique de 147 MW à **Adjaralla** (Togo)

Caractéristique de l'unité hydroélectrique :

Adjaralla – 147 MW - 366 GWh

Coût estimé : 333 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Evacuation au travers de la dorsale côtière

Coût total du projet :

333 M$

Date de mise en service supposée :

2017

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

EF + EIES disponibles

Etudes complémentaires en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

28- Projet de centrale cycle combiné au **Togo** et renforcement de la dorsale sud

Projet consistant en la réalisation d'un cycle combiné sur la côte, au Togo, pour produire de l'électricité à partir du gaz du pipe line WAGP et partager la production via la Dorsale Côtière.

Caractéristique de l'unité :

Togo CC – 450 MW

Coût estimé : 401 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

En fonction des projets de production nationaux et régionaux réalisés dans les pays traversés par la Dorsale Côtière (Nigéria, Bénin, Togo, Ghana et Côte d'Ivoire), il pourra être nécessaire de renforcer cet axe pour évacuer la puissance du cycle combiné.

Coût du renforcement du tronçon Lomé-Sakete : 46M$

Coût total du projet :

447 M$

Date de mise en service supposée :

Projet envisagé à long-terme, après le développement du potentiel hydroélectrique de la sous-région et des projets thermiques décidés par le WAPP et les pays : >2021

Commentaires :

/

Avancement des études :

Au stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

29- Projet de centrale thermique de **Maria Gleta** (Bénin)

Projet de cycle combiné 450MW à mettre en service en 2014.

Ce projet évacuera sa puissance au travers de la dorsale côtière (tronçons existants et futurs)

Caractéristique de l'unité thermique

Maria Gleta – 450 MW

Coût estimé : 401 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Evacuation au travers de la dorsale côtière

Coût total du projet :

401 M$

Date de mise en service supposée :

2014

Commentaires :

Projet décidé

Avancement des études :

EF et EIES disponibles

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

30- Projet Solaire 150 MW **Burkina Faso**

Projet consistant en l'exploitation du potentiel solaire du pays et à réduire la dépendance énergétique de la région

Coût total du projet :

549 M$

Date de mise en service supposée :

Par phases entre 2017 et 2019

Commentaires :

Diminution de la dépendance énergétique du pays

Avancement des études :

Identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

31- Projet corridor Nord

Projet consistant en la construction de lignes 330 kV pour interconnecter le nord du Nigéria, le nord du Bénin, la zone fleuve du Niger et le Burkina Faso.

Caractéristiques du projet :

Lignes de transport en 330 kV entre :

- Birnin-Kebbi (Nigéria) et Zabori (Niger): 77 km
- Malanville (Bénin) et Zabori (Niger): 94.7 km
- Niamey (Niger) et Zabori (Niger): 191 km
- Niamey (Niger) et Ouagadougou (Burkina Faso): 469 km

Les sous-stations 330 kV suivantes sont prévues :

- Birnin Kebbi (extension du poste existant)
- Niamey (Extension de la sous-station 132 kV)
- Malanville (à construire)
- Ouagadougou (à construire)

Un repiquage est prévu à Zabori, mais il n'est pas prévu de sous-station

Coût total du projet : 540 M$

Coût total du projet :

540 M$

Date de mise en service supposée :

2017-2019

Commentaires :

/

Avancement des études :

EF disponible

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

32- Projet de centrale hydroélectrique de **Mambilla** et réseau 760kV

Projet consistant en la réalisation de la centrale hydroélectrique de Mambilla (Nigéria) et en la construction du réseau 760 kV au Nigéria pour permettre son évacuation vers les centres de consommation du Nigéria et vers les interconnexions avec le Niger et le Bénin.

Caractéristique des unités hydroélectriques :

Mambilla – 2600MW - 11214 GWh

Coût estimé : 4000 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Le réseau 760 kV prévoit les lignes et sous-stations associées suivantes :

- Erunkan-Oshogbo-Bénin Nord- Ajaokuta (centre sud du Nigéria vers Lagos et le Bénin)- 850 km
- Bénin Nord-Egbema (centre sud du Nigéria vers les villes du sud-est du Nigéria) -250 km
- Ajaokuta-Abuja-Kaduna-Kano (centre sud du Nigéria vers le nord et le Niger) - 640 km
- Ajaokuta-Makurdi-Mambilla-Jalingo-Gombe (centre sud du Nigéria vers Mambilla et le nord-est du Nigéria) -960 km

Coût estimé : 2000 M$

Coût total du projet :

6000 M$

Date de mise en service supposée :

Réseau de transport 760kV :

Etant donné qu'il s'agit d'un nouveau plan de tension, l'ensemble des infrastructures devront être modifiées : Mise en service prévue : 2019-2021

Projet de production hydroélectrique :

Etant donné la taille du site hydroélectrique et la nécessité du réseau 760kV pour évacuer la puissance produite, ce projet est envisagé à l'horizon 2021.

Commentaires :

/

Avancement des études :

Projet de production : Stade de l'identification

Projet de transport 760kV : Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

33- Projet de centrale hydroélectrique de **Zungeru** (Nigéria) et évacuation au travers de la dorsale médiane

Projet consistant en la construction d'une centrale hydroélectrique de 700MW à **Zungeru** (Nigéria) ainsi que le partage de l'énergie produite entre le **Nigéria**-le **Bénin** Nord- le **Togo** Nord – le **Ghana** Nord (projet dorsale médiane)

Caractéristique de l'unité hydroélectrique :

Zungeru – 700 MW – 3019 GWh

Coût estimé : 1077 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Projet « Dorsale Médiane » 330kV

Longueur de la ligne : 713 km

- Sous-station 330kV à Kainji (Nigéria) (Existante)
- Sous-station 330kV à Bembereke (Bénin) (Extension de la sous-station 161kV)
- Sous-station 330kV à Kara (Togo) (Extension de la sous-station 161kV)
- Sous-station 330kV à Yendi (Ghana) (mise en service dans le cadre du projet Axe Nord-Sud Ghana)

Coût estimé : 238 M$

Coût total du projet

1315 M$

Date de mise en service supposée :

2017-2019 pour le projet de production hydroélectrique

2019-2021 pour la Dorsale Médiane

En attendant la mise en service de la Dorsale Médiane, la puissance de Zungeru sera évacuée vers les pays de la CEDEAO grâce au Corridor Nord et à la Dorsale Côtière

Commentaires :

/

Avancement des études :

Projet de production : EF et EIES disponibles

Projet de transport Dorsale Médiane : Stade de l'identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

34- Parc éolien 300 MW **Nigéria-Nord**

Projet consistant en l'exploitation du potentiel éolien du pays et à réduire la dépendance énergétique du nord du Nigéria

Coût total du projet :

477 M$

Date de mise en service supposée :

Par phases après 2021

Commentaires :

Diminution de la dépendance aux combustibles fossiles du pays

Avancement des études :

Identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

35- Renforcement Bénin-Nigéria

Projet de construction d'une interconnexion 330 kV entre le sud du Bénin et le sud du Nigéria.

Caractéristiques du projet :

Lignes de transport double terne en 330 kV entre Sakete (Bénin) et Omotosho (Nigéria).

La sous-station 330 kV de Sakete existe déjà. Celle d'Omotosho devra être construite en même temps que la centrale d'Omotosho (Olorunsogbo). La ligne permettra l'évacuation de la puissance de la centrale directement vers le Bénin.

Longueur de la ligne : 120 km

Coût total du projet :

39 M$

Date de mise en service supposée :

Etant donné la construction de la centrale cycle combiné au Bénin, ce projet n'est pas indispensable à court- et moyen-terme. Mise en service après 2021.

Commentaires :

/

Avancement des études :

Identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

36- Projet de centrale au charbon de **Salkadamna** (Niger) et raccordement au réseau interconnecté de la CEDEAO

Projet consistant en la construction d'une centrale au charbon de 200MW à **Salkadamna** (Niger) ainsi que le raccordement de cette unité au réseau interconnecté de la CEDEAO via l'interconnexion Niger-Nigéria-Bénin-Burkina Faso (projet Corridor Nord)

Caractéristique de l'unité:

Salkadamna – 200 MW

Coût estimé : 573 M$

Caractéristique du projet de transport associé:

Ligne 225kV entre Salkadamna (Niger) et Niamey (Niger) permettant le raccordement de l'unité de Salkadamna au réseau interconnecté de la CEDEAO, soit vers une dérivation du Corridor Nord (à Dosso, Niger), soit vers Niamey (Niger).

Longueur de la ligne : 190 km

- Sous-station 225 kV à Salkadamna (A construire)
- Sous-station 225 kV à Niamey (mise en service dans le cadre du projet Corridor Nord)

Coût estimé : 72 M$

Coût total du projet

645 M$

Date de mise en service supposée :

2019-2021

Commentaires :

Possibilité d'augmenter la capacité du site à plus long-terme

Avancement des études :

Identification

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5.2.2. Phases d'investissement

Dans cette section, les projets sont classés en différents phases selon les critères suivants :

- Les projets décidés n'ont pas été remis en question pendant l'étude. Ils seront réalisés à court- ou moyen-terme et sont classés dans une catégorie spécifique.
- Les autres projets ont été répartis entre les phases 1, 2 et 3 selon
  - L'état d'avancement des études
  - Leur rentabilité économique à l'horizon de l'étude
  - Les interactions entre projets : Certains projets nécessitent la construction d'autres ouvrages avant de pouvoir être mis en service
  - La répartition géographique : Afin de maintenir une certaine flexibilité du plan, chacune des phases présente des projets indépendants les uns des autres et localisés dans différentes régions de l'Afrique de l'Ouest.

La réalisation de ce plan directeur devrait suivre le calendrier suivant afin d'assurer la couverture de la demande dans toute la région :

- **Phase 1** : Mise en service sur la période 2017-2019
- **Phase 2** : Mise en service entre 2019 et 2021
- **Phase 3** : Mise en service à plus long-terme (2021-2023)

Enfin, notons que les phases ont été équilibrées au mieux pour répartir les montants des investissements sur la période d'étude.

La Figure 70 présente la répartition des projets entre les différentes phases. Les interactions sont également mises en évidence grâce à des flèches montrant l'intérêt d'un ouvrage pour la justification d'un autre projet.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

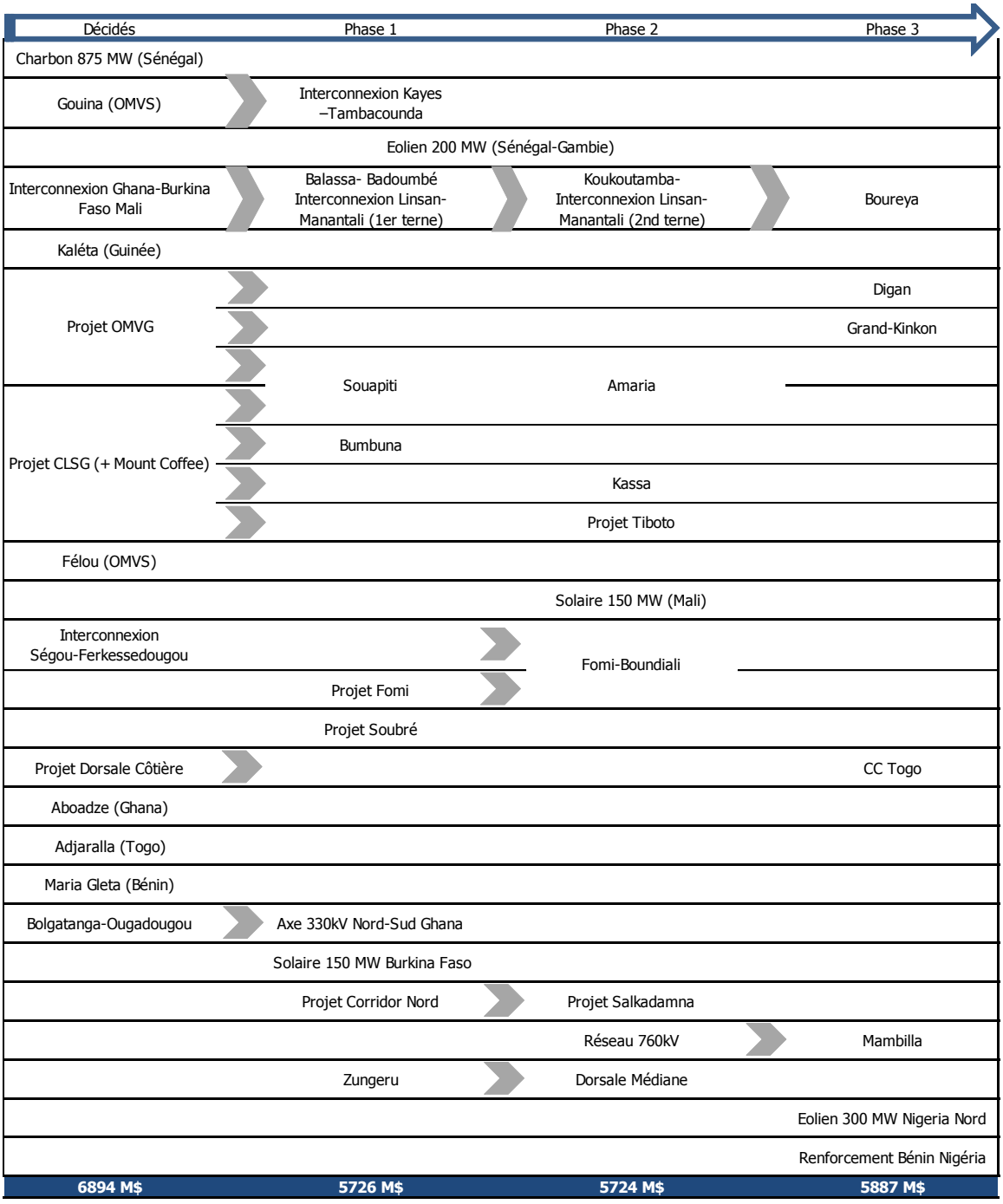


Figure 70: Phasage des projets et présentation des interactions

Il faut aussi relever l'importance de l'impact du développement des unités thermiques au Nigéria sur le plan directeur régional. Le Nigéria a en effet un plan de développement ambitieux de nouvelles turbines à gaz à court terme. Il est fortement recommandé de compléter ces sites de turbines à gaz décidés par des turbines à vapeur pour les convertir en cycles combinés. Ces cycles combinés utilisés en production de base permettront de réduire les coûts de production et sécuriser la fourniture d'électricité. Ce développement des centrales thermiques au Nigéria doit être suivi de près et pleinement supporté par l'EEEOA.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Il faut ajouter à ces investissements prioritaires les investissements nécessaires pour développer une infrastructure d'exploitation des réseaux interconnectés. Cela suppose le développement de centres de conduites et de systèmes de télécommunications adéquats pour exploiter le système interconnecté de façon optimale. C'est à cette condition que l'EEEOA pourra dégager les bénéfices escomptés des interconnexions régionales et en particulier des synergies entre les systèmes de production des états.

6. ENERGIES PROPRES ET RENOUVELABLES DANS LE PLAN DIRECTEUR

Ce chapitre met en évidence les améliorations environnementales que ce plan directeur apporte par rapport à la situation actuelle de production d'énergie électrique en Afrique de l'Ouest. Il estime aussi la réduction d'émissions de CO_2 dans la sous-région, dans le but de faire bénéficier les projets des mécanismes de financements existants qui récompensent le respect environnemental.

Du point de vue de l'évolution de la production électrique vers un mix énergétiques qui intègrent de plus en plus des sources d'énergies propres ou plus propres, il faut noter les points suivants :

- Le développement de la sous-région vise l'interconnexion des pays et/ou zones isolés. Ces régions isolées produisent actuellement leur électricité principalement en utilisant des groupes diesels, dont le rendement et l'impact écologique ne peuvent que s'améliorer en utilisant d'autres technologies, comme l'hydroélectricité et le gaz naturel.
- Toujours grâce à ces interconnexions, des synergies de production sont réalisables entre pays, permettant une meilleure valorisation des ressources et la construction de projets qui seraient trop grands à l'échelle d'un seul pays. Ces synergies sont aussi synonymes de meilleure utilisation énergétique.
- Dans cette étude, le scénario de développement de référence pour la sous-région montre qu'en 2025, les prévisions de production visent 30 % d'hydroélectricité et 60% d'électricité produite à partir de gaz naturel (turbine à gaz ou cycle combiné), Le reste est produit à partir d'autres sources comme le charbon ou le diesel mais aussi à partir d'énergie renouvelable.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

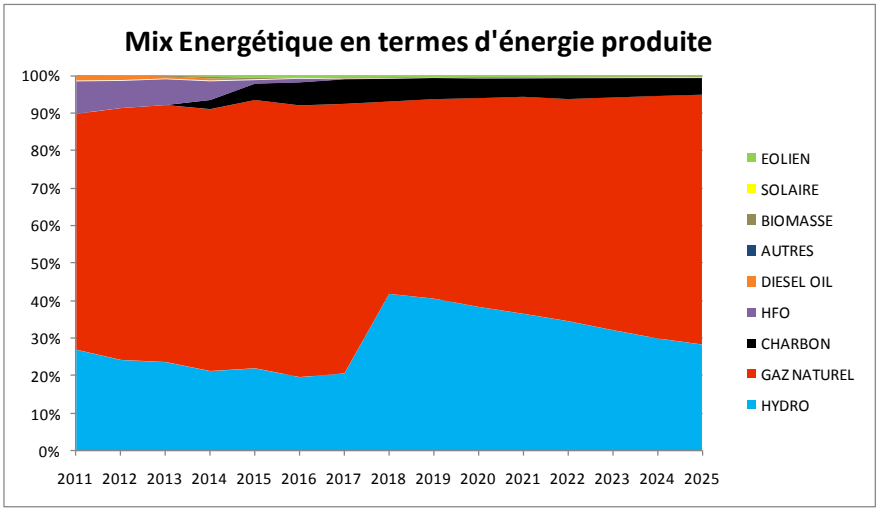


Figure 71 - Mix énergétique pour l'Afrique de l'Ouest (scénario de référence)

Du point de vue des énergies renouvelables, la liste de projets prioritaires régionaux intègre des projets éoliens et solaires d'envergure. Ces projets ont une vocation régionale, mais cela n'empêche en rien les états d'avoir leurs propres politiques volontaristes vis-à-vis des énergies renouvelables. Une variante du scénario de référence pour laquelle un objectif de 10% de renouvelable (en puissance installée à l'horizon 2020) est imposé a d'ailleurs été étudiée. Cette variante montre l'évolution du mix énergétique suivante.

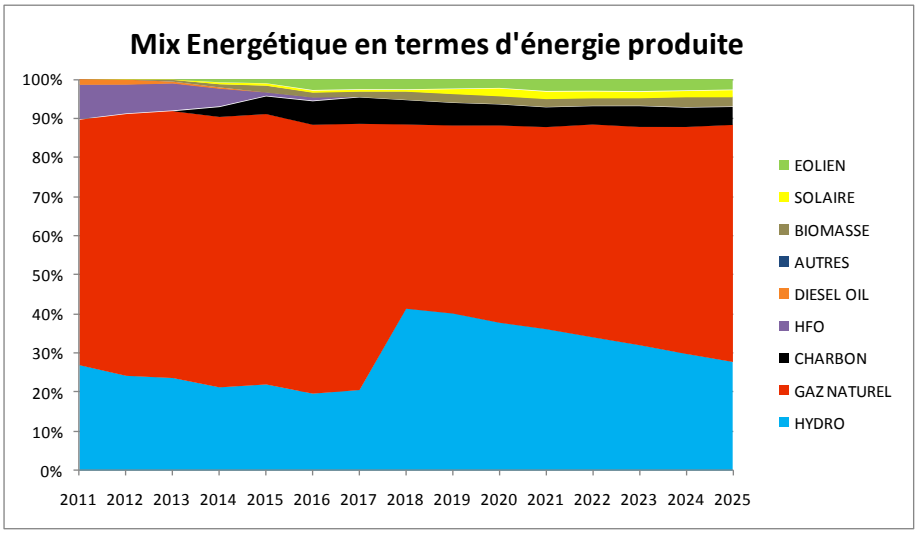


Figure 72 Mix énergétique pour l'Afrique de l'Ouest (scénario volontariste de développement d'énergie renouvelable)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pour faciliter la réalisation des projets écologiques, le protocole de Kyoto permet d'enregistrer les projets comme MDP (Mécanisme de Développement Propre) afin de bénéficier d'aide au financement. Pour cela, il faut introduire un dossier décrivant les gains d'émissions de CO_2. Un calcul primaire des crédits d'émissions CO_2 (Certified Emission Reduction – CER), exprimé en tCO2, pour les projets hydro/éolien/solaire a été effectué permettant d'évaluer les gains supplémentaires qui pourraient résulter du Mécanisme du Développement Propre (MDP) du protocole de Kyoto. Le tableau suivant reprend pour chaque projet de production de la liste prioritaire cette estimation des CERs.

Par exemple, le projet Félou au Mali a déjà été enregistré comme projet MDP en 2010. Pour les autres projets mentionnés dans le tableau, une analyse d'éligibilité plus poussée sera nécessaire afin de confirmer la faisabilité MDP.

Projets	Type	Pays	Puissance disponible [MW]	Productible annuel [GWh]	Statut	tCO_2
Félou (OMVS)	hydro	Mali	62.3	324.2	Décidé	188 285
Mount Coffee	hydro	Libéria	66	435.0	Décidé	253 257
Gouina (OMVS)	hydro	Mali	140	589.0	Décidé	342 916
Adjaralla	hydro	Togo / Bénin	147	366.0	Décidé	256 200
Sambangalou (OMVG)	hydro	Sénégal / Guinée	128	402.0	Décidé	233 595
Grand Kinkon	hydro	Guinée	291	735.0	Candidat	427 468
Balassa (OMVS)	hydro	Guinée	181	470.0	Candidat	273 185
Koukoutamba (OMVS)	hydro	Guinée	281	858.0	Candidat	499 078
Kassa B	hydro	Guinée / Sierra Leone	135	528.0	Candidat	306 952
Tiboto	hydro	Libéria / Côte d'Ivoire	225	1 200.0	Candidat	698 191
Soubré	hydro	Côte d'Ivoire	270	1 116.0	Candidat	649 286
Zungeru	hydro	Nigéria	700	3 019.0	Candidat	2 052 920
Mambilla	hydro	Nigéria	2 600	11 214.0	Candidat	7 625 520
Souapiti	hydro	Guinée	515	2 518.0	Candidat	1 465 530
Amaria	hydro	Guinée	300	1 500.0	Candidat	872 851
Boureya (OMVS)	hydro	Guinée	160	717.0	Candidat	430 200
Fomi	hydro	Guinée	90	374.0	Candidat	224 400

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Digan	hydro	Guinée	93.3	242.0	Candidat	145 200
Bumbuna 2 + Yiben	hydro	Sierra Leone	400	1 560.0	Candidat	907 140
Parc éolien 200 MW	éolien	Sénégal / Gambie	200	518.0	Candidat	363 636
Parc éolien 300 MW	éolien	Nigéria	300	1 180.0	Candidat	802 400
Solaire PV 150 MW	solaire	Burkina Faso	150	300.0	Candidat	210 000
Solaire PV 150 MW	solaire	Mali	150	300.0	Candidat	165 000
TOTAL					19 393 210	

Le prix du CER (tCO_2) est actuellement bas à cause de la chute du prix des quotas d'émissions en Europe : 7 à 8.5 €/tCO_2. A noter que les CERs venant des projets enregistrés par la CCNUCC (Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques) après le 1 janvier 2013 et exécutés dans des « Least Developed Countries » (LDC), peuvent obtenir un prix plus élevé, car ces CERs seront encore acceptés par la Commission européenne pour son system d'échange des quotas d'émissions. Il s'agit ici du Bénin, Burkina Faso, Guinée, Liberia, Mali, Mauritanie, Niger, Sénégal, Sierra Leone et Togo.

Notons que les pays suivants ont déjà des projets MDP enregistrés : Mali, Sénégal, Côte d'Ivoire et Liberia. On peut donc penser qu'il y a un cadre administratif satisfaisant pour gérer un projet MDP futur. Par contre les pays suivants n'ont pas de projets MDP connus, même pas dans le pipeline, donc on peut s'attendre à un déroulement administratif plus difficile : Guinée, Niger, Burkina Faso.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

CHAPITRE 3 : EVALUATION FINANCIERE

APPENDIX 3.1: PERFORMANCE FINANCIERE PASSEE DES SOCIETES SELECTIONNEES

VRA RESUME FINANCIER	2009	2008	2007
Immobilisations d'Actifs (A)	1,461,670	1,320,241	1,180,683
Revenu net avant intérêt et taxes (B)	7,527	(57,793)	(198,396)
Revenu net après taxes (C)	(51,305)	81,690	(27,852)
Flux de trésorerie	39,897	79,114	21,835
Bilan de trésorerie cumulé	39,897	79,114	21,835
Actifs (D)	486,295	415,751	219,071
Passifs (E)	326,747	268,118	193,549
Paiement des intérêts (F)	20,565	7,537	15,287
Remboursement du capital (G)	3,043	5,834	1,838
G/(1 – taux d'imposition) (H)	3,901	7,479	2,356
Charge totale du service de la dette (F+H)	24,466	15,017	17,643
INDICATEURS FINANCIERS			
Rendement sur Actifs Immobilisés (B/A)	0.51%	-4.38%	-16.80%
Taux de Liquidité (D/E)	1.49	1.55	1.13
Taux de Couverture de la Dette (B/(F+H))	0.31	(3.85)	(11.24)
Délai de recouvrement (jours)	254	240	176

CEB RESUME FINANCIER	2009	2008	2007
Immobilisations d'Actifs (A)	222,969,915	210,996,521	200,884,373
Revenu net avant intérêt et taxes (B)	9,660,052	3,803,781	(6,723,867)
Revenu net après taxes (C)	9,660,052	3,803,781	(6,723,867)
Flux de trésorerie	-	-	-
Bilan de trésorerie cumulé	-	-	-
Actifs (D)	164,003,403	108,228,200	101,871,256
Passifs (E)	113,058,580	40,778,535	35,443,459
Paiement des intérêts (F)	21,123,468	10,254,578	10,503,909
Remboursement du capital (G)	-	-	-
G/(1 – taux d'imposition) (H)	-	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	21,123,468	10,254,578	10,503,909
Rendement sur Actifs Immobilisés (B/A)	4.3%	1.8%	-3.3%
Taux de Liquidité (D/E)	1.45	2.65	2.87
Taux de Couverture de la Dette (B/(F+H))	0.46	0.37	(0.64)
Délai de recouvrement (jours)			206

SONABEL RESUME FINANCIER	2009	2008	2007
Immobilisations d'Actifs (A)	360,390,472	396,062,142	448,722,018
Revenu net avant intérêt et taxes (B)	12,025,972	3,541,622	4,375,229
Revenu net après taxes (C)	7,423,451	1,478,660	2,061,418
Flux de trésorerie	32,025,208	27,108,478	29,810,463
Bilan de trésorerie cumulé			
Actifs (D)	129,046,263	152,184,556	145,331,125
Passifs (E)	47,269,027	63,866,431	73,796,211
Paiement des intérêts (F)	4,484,588	4,478,915	4,786,546
Remboursement du capital (G)	9,661,689	4,496,283	6,171,770
G/(1 – taux d'imposition) (H)	13,802,413	6,423,261	8,816,814
Charge totale du service de la dette (F+H)	18,287,001	10,902,176	13,603,361
Rendement sur Actifs Immobilisés (B/A)	3.3%	0.9%	1.0%
Taux de Liquidité (D/E)	2.73	2.38	1.97
Taux de Couverture de la Dette (B/(F+H))	0.66	0.32	0.32
Délai de recouvrement (jours)	132	134	122

SENELEC RESUME FINANCIER	2010	2009	2008	2007
Immobilisations d'Actifs (A)	560,996,265	549,521,677	501,360,966	1,169,067,071
Revenu net avant intérêt et taxes (B)	(127,946,885)	13,536,956	(21,534,868)	(20,247,593)
Revenu net après taxes (C)	(127,946,885)	13,536,956	(21,534,868)	(20,247,593)
Flux de trésorerie	-	-	-	-
Bilan de trésorerie cumulé	42,175,359	74,692,468	95,997,539	69,390,336
Actifs (D)	535,372,739	493,501,865	466,567,888	318,516,351
Passifs (E)	549,992,089	433,472,865	419,880,909	313,647,058
Paiement des intérêts (F)	14,898,968	13,969,898	12,973,547	10,803,485
Remboursement du capital (G)				
G/(1 – taux d'imposition) (H)				
Charge totale du service de la dette (F+H)				
Rendement sur Actifs Immobilisés (B/A)	-22.8%	2.5%	-4.3%	-1.7%
Taux de Liquidité (D/E)	0.97	1.14	1.11	1.02
Taux de Couverture de la Dette (B/(F+H))	(8.59)	0.97	(1.66)	(1.87)
Délai de recouvrement (jours)	271	231	207	173

NIGELEC RESUME FINANCIER	2009	2008	2007
Immobilisations d'Actifs (A)	165,890	78,694	-
Revenu net avant intérêt et taxes (B)	4,819	15,512	-
Revenu net après taxes (C)	4,819	15,512	-
Flux de trésorerie	-	-	-
Bilan de trésorerie cumulé	-	-	-
Actifs (D)	74,801	77,399	-
Passifs (E)	82,709	81,888	-
Paiement des intérêts (F)	5,344	5,767	-
Remboursement du capital (G)			
G/(1 – taux d'imposition) (H)			
Charge totale du service de la dette (F+H)			
Rendement sur Actifs Immobilisés (B/A)	2.9%	19.7%	
Taux de Liquidité (D/E)	0.90	0.95	
Taux de Couverture de la Dette (B/(F+H))	0.90	2.69	
Délai de recouvrement (jours)	162	197	

E D M - SA RESUME FINANCIER	2009	2008	2007
Immobilisations d'Actifs (A)	474,356,613	468,758,082	506,993,432
Revenu net avant intérêt et taxes (B)	735,365	(10,687,178)	(13,205,140)
Revenu net après taxes (C)	(853,278)	(12,220,522)	(14,608,061)
Flux de trésorerie	-	-	-
Bilan de trésorerie cumulé	5,280,377	6,193,651	11,299,943
Actifs (D)	117,513,944	110,546,753	108,133,593
Passifs (E)	115,618,771	111,565,586	117,126,774
Paiement des intérêts (F)	6,827,477	6,252,170	6,016,540
Remboursement du capital (G)			
G/(1 – taux d'imposition) (H)			
Charge totale du service de la dette (F+H)			
Rendement sur Actifs Immobilisés (B/A)	0.2%	-2.3%	-2.6%
Taux de Liquidité (D/E)	1.02	0.99	0.92
Taux de Couverture de la Dette (B/(F+H))	0.11	(1.71)	(2.19)
Délai de recouvrement (jours)	139	143	137

E D G RESUME FINANCIER	2009	2008	2007
Immobilisations d'Actifs (A)	780,891,572	810,965,039	799,226,543
Revenu net avant intérêt et taxes (B)	(11,434,469)	(20,608,449)	(32,926,313)
Revenu net après taxes (C)	(7,914,402)	(20,820,172)	(32,782,044)
Flux de trésorerie	-	-	-
Bilan de trésorerie cumulé	41,237,096	78,117,469	72,193,463
Actifs (D)	641,718,683	499,706,930	356,976,738
Passifs (E)	515,973,705	389,788,561	276,109,891
Paiement des intérêts (F)	15,631,871	9,847,379	7,406,846
Remboursement du capital (G)			
G/(1 – taux d'imposition) (H)			
Charge totale du service de la dette (F+H)			
Rendement sur Actifs Immobilisés (B/A)	-1.5%	-2.5%	-4.1%
Taux de Liquidité (D/E)	1.24	1.28	1.29
Taux de Couverture de la Dette (B/(F+H))	(0.73)	(2.09)	(4.45)
Délai de recouvrement (jours)	346	307	346

ESKOM RESUME FINANCIER	2010	2009	2008	2007
Rendement sur Actifs Immobilisés (%)	1.63	(5.29)	(0.11)	4.77
Taux de Liquidité	0.91	0.78	0.85	0.67
Taux de Couverture de la Dette	2.53	0.75	0.68	11.43
Délai de recouvrement (jours) (Distribution)	22	20.8	19.5	19.5
Délai de recouvrement (jours) (Transmission)	16.1	18.1	16.5	–

KEGENCO RESUME FINANCIER	2010	2009	2008	2007
Rendement sur Actifs Immobilisés (%)	2.36	4.92	3.35	7.00
Taux de Liquidité	4.68	2.17	1.40	2.00
Taux de Couverture de la Dette	4.50	3.90	4.99	5.40
Délai de recouvrement (jours)	528	808	779	707

APPENDIX 3.2: CALCUL DES FRAIS DE SERVICE DE TRANSPORT

DETERMINATION DU TARIF TIMBRE-POSTE							
ANNEE	**Importations**	**Coût d'Investissement**	**O&M & M&A**	**Pertes**	**Coût Total**	**Profit Total**	**Flux de Trésorerie**
2011	3,727	665.0			665.0	63.02	-601.93
2012	6,663	673.3			673.3	112.67	-560.58
2013	6,557	737.6			737.6	110.88	-626.67
2014	9,843	392.0			392.0	166.44	-225.51
2015	13,910	233.0			232.95	235.21	2.26
2016	14,257	103.4			103.35	241.08	137.73
2017	15,108		42.06	49.92	91.98	255.47	163.49
2018	18,447		42.06	60.95	103.01	311.93	208.92
2019	20,388		42.06	67.36	109.42	344.75	235.33
2020	21,060		42.06	69.58	111.64	356.12	244.48
2021	20,581		42.06	68.00	110.06	348.02	237.96
2022	20,677		42.06	68.32	110.38	349.64	239.27
2023	20,483		42.06	67.67	109.73	346.36	236.63
2024	20,752		42.06	68.56	110.62	350.91	240.29
2025	21,374		42.06	70.62	112.68	361.44	248.76
2026	22,015		42.06	72.74	114.80	372.28	257.48
2027	22,676		42.06	74.92	116.98	383.45	266.47
2028	23,356		42.06	77.17	119.23	394.95	275.72
2029	24,057		42.06	79.48	121.54	406.80	285.26
2030	24,778		42.06	81.87	123.93	419.00	295.08
2031	25,522		42.06	84.32	126.38	431.57	305.19
2032	26,288		42.06	86.85	128.91	444.52	315.61
2033	27,076		42.06	89.46	131.52	457.86	326.34
2034	27,888		42.06	92.14	134.20	471.59	337.39
2035	28,725		42.06	94.91	136.97	485.74	348.77
2036	29,587		42.06	97.75	139.81	500.31	360.50
2037	30,474		42.06	100.69	142.75	515.32	372.57
2038	31,389		42.06	103.71	145.77	530.78	385.01
2039	32,330		42.06	106.82	148.88	546.71	397.83
2040	33,300		42.06	110.02	152.08	563.11	411.02
2041	34,299		42.06	113.32	155.38	580.00	424.62
2042	35,328		42.06	116.72	158.78	597.40	438.62
2043	36,388		42.06	120.23	162.29	615.32	453.04
2044	37,480		42.06	123.83	165.89	633.78	467.89
2045	38,604		42.06	127.55	169.61	652.80	483.19
2046	39,762		42.06	131.37	173.43	672.38	498.94
2047	40,955		42.06	135.32	177.38	692.55	515.17
2048	42,184		42.06	139.38	181.44	713.33	531.89
2049	43,449		42.06	143.56	185.62	734.73	549.11
2050	44,753		42.06	147.86	189.92	756.77	566.85
2051	46,095		42.06	152.30	194.36	779.47	585.11
2052	47,478		42.06	156.87	198.93	802.86	603.93
2053	48,903		42.06	161.57	203.63	826.94	623.31
2054	50,370		42.06	166.42	208.48	851.75	643.27
2055	51,881		42.06	171.41	213.47	877.30	663.83
2056	53,437		42.06	176.56	218.62	903.62	685.00
2057	55,040		42.06	181.85	223.91	930.73	706.82
2058	56,691		42.06	187.31	229.37	958.65	729.28
2059	58,392		42.06	192.93	234.99	987.41	752.42
2060	60,144		42.06	198.72	240.78	1,017.03	776.26
2061	61,948		42.06	204.68	246.74	1,047.54	800.81
TOTALS	1,626,866	2,804	1,893	5,194	9,890	27,510	17,620
PV (VA)	168,899	2,186	415	771	2,855	2,856	0
FSTE calculé suivant le timbre-poste				=	0.0169		

APPENDIX 3.3: EVALUATION ET BILAN PRO FORMAT DES SOS

	IMPORTS (GWh)														
Guinée - Mali SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Guinée	1,232	1,585	2,297	-	-	-	-	-	1,003	1,958	1,335	779	244	-	132
Mali	-	-	-	136	797	1,545	1,154	928	1,016	1,171	1,331	1,449	1,640	1,831	2,007
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1,232	1,585	2,297	136	797	1,545	1,154	928	2,019	3,129	2,666	2,228	1,884	1,831	2,139
	Frais du Service de Transport d'Energie, FSTE- US$/kWh														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Guinée	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
Mali	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
	Recettes - US$million														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Guinée	20.82	26.79	38.82	-	-	-	-	-	16.95	33.09	22.56	13.17	4.12	-	2.23
Mali	-	-	-	2.30	13.47	26.11	19.50	15.68	17.17	19.79	22.49	24.49	27.72	30.94	33.92
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	20.82	26.79	38.82	2.30	13.47	26.11	19.50	15.68	34.12	52.88	45.06	37.65	31.84	30.94	36.15

	Etat des Recettes - US$ million														
Guinée - Mali SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
REVENUS TOTAUX	20.82	26.79	38.82	2.30	13.47	26.11	19.50	15.68	34.12	52.88	45.06	37.65	31.84	30.94	36.15
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M					4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A					0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
ENVIRONNEMENT							-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	-	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	-	-	5.2	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	20.8	26.8	38.8	2.3	8.2	10.2	3.6	(0.3)	18.2	36.9	29.1	21.7	15.9	15.0	20.2
INTERET	-	-	-	-	12.8	11.8	10.8	9.6	8.4	7.2	5.9	4.5	3.1	1.6	-
REVENU NET AVANT TAXE	20.8	26.8	38.8	2.3	(4.6)	(1.7)	(7.2)	(9.9)	9.7	29.7	23.2	17.2	12.8	13.4	20.2
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	20.8	26.8	38.8	2.3	(4.6)	(1.7)	(7.2)	(9.9)	9.7	29.7	23.2	17.2	12.8	13.4	20.2
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	20.8	26.8	38.8	2.3	(4.6)	(1.7)	(7.2)	(9.9)	9.7	29.7	23.2	17.2	12.8	13.4	20.2
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	20.8	47.6	86.4	88.7	84.1	82.5	75.2	65.4	75.1	104.8	128.0	145.2	158.0	171.4	191.6
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	20.8	26.8	38.8	2.3	(4.6)	(1.7)	(7.2)	(9.9)	9.7	29.7	23.2	17.2	12.8	13.4	20.2
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	-	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7
EMPRUNT & IDC	55.3	48.0	73.2	44.6	35.8	-	-								
FONDS	22.9	18.3	27.5	13.7	9.2	-									
TOTAL RENTRÉES	99.0	93.1	139.5	60.6	40.4	9.1	3.5	0.8	20.4	40.4	33.9	27.9	23.5	24.1	30.9
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	78.2	66.3	100.7	58.3	45.0	-									
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-	-	-	-	20.4	21.5	22.5	23.6	24.8	26.1	27.4	28.7	30.2	31.7	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	78.2	66.3	100.7	58.3	65.4	21.5	22.5	23.6	24.8	26.1	27.4	28.7	30.2	31.7	-
FLUX DE TRÉSORERIE	20.8	26.8	38.8	2.3	(25.0)	(12.4)	(19.0)	(22.8)	(4.4)	14.4	6.6	(0.9)	(6.7)	(7.6)	30.9
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	20.8	47.6	86.4	88.7	63.7	51.3	32.3	9.5	5.1	19.5	26.0	25.2	18.5	10.9	41.9

	Bilan - US$ million														
Guinée - Mali SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	-	-	-	337.7	327.0	316.3	305.6	294.8	284.1	273.4	262.7	251.9	241.2
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	78.2	144.5	245.1	303.5	348.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	20.8	47.6	86.4	88.7	63.7	51.3	32.3	9.5	5.1	19.5	26.0	25.2	18.5	10.9	41.9
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	20.8	47.6	86.4	88.7	63.7	51.3	32.3	9.5	5.1	19.5	26.0	25.2	18.5	10.9	41.9
TOTAL ACTIFS	99.0	192.1	331.6	392.2	412.2	389.0	359.3	325.8	310.7	314.3	310.1	298.6	281.2	262.9	283.1
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-	-	-	20.4	21.5	22.5	23.6	24.8	26.1	27.4	28.7	30.2	31.7	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	-	20.4	21.5	22.5	23.6	24.8	26.1	27.4	28.7	30.2	31.7	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	20.8	47.6	86.4	88.7	84.1	82.5	75.2	65.4	75.1	104.8	128.0	145.2	158.0	171.4	191.6
EMPRUNT LONG TERME	55.3	103.3	176.5	200.7	215.1	192.6	168.9	144.1	118.0	90.6	61.9	31.7	-	-	-
FONDS PROPRES	22.9	41.2	68.6	82.4	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	99.0	192.1	331.6	392.2	412.2	389.0	359.3	325.8	310.7	314.3	310.1	298.6	281.2	262.9	283.1
Récapitulatif Financier 0% tax															
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	-	-	-	343.1	332.4	321.7	310.9	300.2	289.5	278.8	268.0	257.3	246.6
REVENU NET AVANT INTERETS ET TAXES (B)	20.8	26.8	38.8	2.3	8.2	10.2	3.6	(0.3)	18.2	36.9	29.1	21.7	15.9	15.0	20.2
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	20.8	26.8	38.8	2.3	(4.6)	(1.7)	(7.2)	(9.9)	9.7	29.7	23.2	17.2	12.8	13.4	20.2
FLUX DE TRESORERIE	20.8	26.8	38.8	2.3	(25.0)	(12.4)	(19.0)	(22.8)	(4.4)	14.4	6.6	(0.9)	(6.7)	(7.6)	30.9
FLUX DE TRESORERIE CUMULÉS	20.8	47.6	86.4	88.7	63.7	51.3	32.3	9.5	5.1	19.5	26.0	25.2	18.5	10.9	41.9
ACTIFS COURANTS (D)	20.8	47.6	86.4	88.7	63.7	51.3	32.3	9.5	5.1	19.5	26.0	25.2	18.5	10.9	41.9
PASSIFS COURANTS (E)	-	-	-	20.4	21.5	22.5	23.6	24.8	26.1	27.4	28.7	30.2	31.7	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	-	-	12.8	11.8	10.8	9.6	8.4	7.2	5.9	4.5	3.1	1.6	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	-	-	20.4	21.5	22.5	23.6	24.8	26.1	27.4	28.7	30.2	31.7	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	-	-	20.4	21.5	22.5	23.6	24.8	26.1	27.4	28.7	30.2	31.7	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	-	-	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)					-	0.0	0.0	(0.0)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	5.1%	
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)					3.0	2.3	1.4	0.4	0.2	0.7	0.9	0.8	0.6	1.14	
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))					0.2	0.3	0.1	(0.0)	0.5	1.1	0.9	0.7	0.5	0.48	
VAN (US$m)	41.9														

	IMPORTS (GWh)														
CÔTE D'IVOIRE - LIBERIA SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025

LIBERIA	-	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Côte d'Ivoire	-	-	-	225	80	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	347	572	427	347	347	347	347	347	347	347	361	347	347
	Frais du Service de Transport d'Energie, FSTE- US$/kWh														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
LIBERIA	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
Côte d'Ivoire	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
	Recettes - US$ million														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
LIBERIA	-	-	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87
Côte d'Ivoire	-	-	-	3.80	1.35	-	-	-	-	-	-	-	0.24	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	5.87	9.67	7.22	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	6.10	5.87	5.87

	Etat des Recettes - US$ million														
CÔTE D'IVOIRE - LIBERIA SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
REVENUS TOTAUX	-	-	5.87	9.67	7.22	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	6.10	5.87	5.87
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M					1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A					0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ENVIRONMENT							-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	-	-	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-	-	5.9	9.7	2.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.9	0.7	0.7
INTERET	-	-	-	-	4.0	3.7	3.3	3.0	2.6	2.2	1.8	1.4	1.0	0.5	-
REVENU NET AVANT TAXE	-	-	5.9	9.7	(1.9)	(3.0)	(2.6)	(2.3)	(1.9)	(1.5)	(1.1)	(0.7)	(0.0)	0.2	0.7
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	-	-	5.9	9.7	(1.9)	(3.0)	(2.6)	(2.3)	(1.9)	(1.5)	(1.1)	(0.7)	(0.0)	0.2	0.7
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	5.9	9.7	(1.9)	(3.0)	(2.6)	(2.3)	(1.9)	(1.5)	(1.1)	(0.7)	(0.0)	0.2	0.7
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	-	-	5.9	15.5	13.6	10.6	8.0	5.7	3.8	2.3	1.1	0.4	0.4	0.6	1.3
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	5.9	9.7	(1.9)	(3.0)	(2.6)	(2.3)	(1.9)	(1.5)	(1.1)	(0.7)	(0.0)	0.2	0.7
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
EMPRUNT & IDC	10.9	18.9	38.3	11.8	7.0	-	-								
FONDS	4.5	7.5	15.0	3.0	3.0	-									
TOTAL RENTRÉES	15.4	26.4	59.1	24.4	11.6	0.5	0.9	1.2	1.6	2.0	2.4	2.8	3.5	3.7	4.2
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	15.4	26.4	53.3	14.8	10.0	-									
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-	-	-	-	6.3	6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	8.9	9.4	9.8	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	15.4	26.4	53.3	14.8	16.3	6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	8.9	9.4	9.8	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	5.9	9.7	(4.8)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(5.9)	(6.1)	4.2
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	5.9	15.5	10.8	4.7	(1.4)	(7.6)	(13.7)	(19.8)	(25.9)	(32.0)	(37.9)	(44.0)	(39.7)

Bilan - US$ million															
CÔTE D'IVOIRE - LIBERIA SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	-	-	106.2	102.7	99.2	95.7	92.2	88.7	85.1	81.6	78.1	74.6	71.1
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	15.4	41.8	95.0	109.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	-	-	5.9	15.5	10.8	4.7	(1.4)	(7.6)	(13.7)	(19.8)	(25.9)	(32.0)	(37.9)	(44.0)	(39.7)
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	5.9	15.5	10.8	4.7	(1.4)	(7.6)	(13.7)	(19.8)	(25.9)	(32.0)	(37.9)	(44.0)	(39.7)
TOTAL ACTIFS	15.4	41.8	100.9	125.3	117.0	107.4	97.8	88.1	78.5	68.9	59.3	49.6	40.2	30.6	31.3
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-	-	-	6.3	6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	8.9	9.4	9.8	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	-	6.3	6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	8.9	9.4	9.8	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	5.9	15.5	13.6	10.6	8.0	5.7	3.8	2.3	1.1	0.4	0.4	0.6	1.3
EMPRUNT LONG TERME	10.9	29.8	68.0	73.4	73.8	66.8	59.4	51.7	43.6	35.1	26.2	16.8	7.0	7.0	7.0
FONDS PROPRES	4.5	12.0	27.0	30.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	15.4	41.8	100.9	125.3	127.0	117.4	107.8	98.1	88.5	78.9	69.3	59.6	50.2	40.6	41.3

Récapitulatif Financier 0% tax

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	-	-	108.0	104.5	101.0	97.4	93.9	90.4	86.9	83.4	79.9	76.3	72.8
REVENU NET AVANT INTERETS ET TAXES (B)	-	-	5.9	9.7	2.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.9	0.7	0.7
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	5.9	9.7	(1.9)	(3.0)	(2.6)	(2.3)	(1.9)	(1.5)	(1.1)	(0.7)	(0.0)	0.2	0.7
FLUX DE TRESORERIE	-	-	5.9	9.7	(4.8)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(6.1)	(5.9)	(6.1)	4.2
FLUX DE TRESORERIE CUMULÉS	-	-	5.9	15.5	10.8	4.7	(1.4)	(7.6)	(13.7)	(19.8)	(25.9)	(32.0)	(37.9)	(44.0)	(39.7)
ACTIFS COURANTS (D)	-	-	5.9	15.5	10.8	4.7	(1.4)	(7.6)	(13.7)	(19.8)	(25.9)	(32.0)	(37.9)	(44.0)	(39.7)
PASSIFS COURANTS (E)	-	-	-	6.3	6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	8.9	9.4	9.8	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	-	-	4.0	3.7	3.3	3.0	2.6	2.2	1.8	1.4	1.0	0.5	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	-	-	6.3	6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	8.9	9.4	9.8	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	-	-	6.3	6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	8.9	9.4	9.8	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	-	-	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)					-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7%	
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)					1.6	0.7	(0.2)	(1.0)	(1.7)	(2.3)	(2.9)	(3.4)	(3.8)	(1.45)	
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))					0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.09	
VAN (US$m)	(14.0)														

	ENERGIE IMPORTS														
CORRIDOR NORD SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
BÉNIN	1,055	1,314	1,745	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373	3,373
BURKINA FASO	-	1,110	1,196	1,357	1,462	1,603	1,724	1,915	2,126	2,282	2,415	2,612	2,763	2,945	3,103

NIGER	677	725	771	707	278	372	551	562	657	745	822	-	-	-	-
NIGERIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,170	2,978	2,844	1,842
TOTAL	1,732	3,148	3,712	5,436	5,112	5,348	5,647	5,849	6,157	6,400	6,611	9,156	9,114	9,162	8,318
	Frais du Service de Transport d'Energie, FSTE- US$/kWh														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
BÉNIN	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
BURKINA FASO	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
NIGER	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
NIGERIA	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169	0.0169
TOTAL															
	Recettes - US$million														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
BÉNIN	17.83	22.21	29.49	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00
BURKINA FASO	-	18.75	20.21	22.92	24.70	27.08	29.13	32.36	35.94	38.57	40.82	44.15	46.70	49.77	52.44
NIGER	11.44	12.25	13.03	11.95	4.70	6.29	9.31	9.49	11.11	12.58	13.90	-	-	-	-
NIGERIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.58	50.33	48.06	31.13
TOTAL	29.27	53.21	62.73	91.87	86.40	90.38	95.44	98.85	104.05	108.15	111.72	154.73	154.02	154.84	140.57

Etat des Recettes - US$ million															
CORRIDOR NORD SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
REVENUS TOTAUX	29.27	53.21	62.73	91.87	86.40	90.38	95.44	98.85	104.05	108.15	111.72	154.73	154.02	154.84	140.57
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M					7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A					1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
ENVIRONMENT							-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	-	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	-	-	9.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	29.3	53.2	62.7	91.9	77.2	62.2	67.2	70.6	75.8	79.9	83.5	126.5	125.8	126.6	112.4
INTERET	-	-	-	-	22.7	20.9	19.0	17.0	14.9	12.7	10.4	8.0	5.5	2.8	0.0
REVENU NET AVANT TAXE	29.3	53.2	62.7	91.9	54.5	41.3	48.2	53.6	60.9	67.2	73.1	118.5	120.3	123.8	112.4
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	29.3	53.2	62.7	91.9	54.5	41.3	48.2	53.6	60.9	67.2	73.1	118.5	120.3	123.8	112.4
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	29.3	53.2	62.7	91.9	54.5	41.3	48.2	53.6	60.9	67.2	73.1	118.5	120.3	123.8	112.4
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	29.3	82.5	145.2	237.1	291.6	332.8	381.1	434.7	495.6	562.8	635.9	754.4	874.8	998.6	1,110.9
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	29.3	53.2	62.7	91.9	54.5	41.3	48.2	53.6	60.9	67.2	73.1	118.5	120.3	123.8	112.4
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	-	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0
EMPRUNT & IDC	78.3	103.3	129.6	79.0	63.5	-	-								
FONDS	32.4	40.5	48.6	24.3	16.2	-									
TOTAL RENTRÉES	140.0	197.0	240.9	195.1	134.1	60.3	67.2	72.6	79.9	86.2	92.1	137.5	139.3	142.8	131.3
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	110.7	143.8	178.2	103.3	79.7	-									
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-	-	-	-	36.1	37.9	39.8	41.7	43.8	46.0	48.3	50.7	53.3	55.9	(0.0)
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	110.7	143.8	178.2	103.3	115.7	37.9	39.8	41.7	43.8	46.0	48.3	50.7	53.3	55.9	(0.0)
FLUX DE TRÉSORERIE	29.3	53.2	62.7	91.9	18.4	22.4	27.5	30.9	36.1	40.2	43.7	86.8	86.0	86.9	131.3
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	29.3	82.5	145.2	237.1	255.5	277.9	305.4	336.2	372.3	412.5	456.2	543.0	629.0	715.9	847.2

Bilan - US$ million															
CORRIDOR NORD SOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	-	-	-	596.6	577.6	558.6	539.6	520.7	501.7	482.7	463.7	444.7	425.7
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	110.7	254.5	432.7	536.0	615.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIFS CIRCULANTS															

TRESORERIE	29.3	82.5	145.2	237.1	255.5	277.9	305.4	336.2	372.3	412.5	456.2	543.0	629.0	715.9	847.2
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	29.3	82.5	145.2	237.1	255.5	277.9	305.4	336.2	372.3	412.5	456.2	543.0	629.0	715.9	847.2
TOTAL ACTIFS	140.0	337.0	577.9	773.0	871.1	874.5	883.0	894.9	912.0	933.1	957.9	1,025.7	1,092.7	1,160.6	1,272.9
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-	-	-	36.1	37.9	39.8	41.7	43.8	46.0	48.3	50.7	53.3	55.9	(0.0)	(0.0)
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	-	36.1	37.9	39.8	41.7	43.8	46.0	48.3	50.7	53.3	55.9	(0.0)	(0.0)
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	29.3	82.5	145.2	237.1	291.6	332.8	381.1	434.7	495.6	562.8	635.9	754.4	874.8	998.6	1,110.9
EMPRUNT LONG TERME	78.3	181.6	311.2	354.1	379.7	339.9	298.2	254.3	208.3	160.0	109.2	55.9	0.0	0.0	0.0
FONDS PROPRES	32.4	72.9	121.5	145.8	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	140.0	337.0	577.9	773.0	871.1	874.5	883.0	894.9	912.0	933.1	957.9	1,025.7	1,092.7	1,160.6	1,272.9

Récapitulatif Financier 0% tax	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	-	-	-	606.1	587.1	568.1	549.1	530.2	511.2	492.2	473.2	454.2	435.2
REVENU NET AVANT INTERETS ET TAXES (B)	29.3	53.2	62.7	91.9	77.2	62.2	67.2	70.6	75.8	79.9	83.5	126.5	125.8	126.6	112.4
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	29.3	53.2	62.7	91.9	54.5	41.3	48.2	53.6	60.9	67.2	73.1	118.5	120.3	123.8	112.4
FLUX DE TRESORERIE	29.3	53.2	62.7	91.9	18.4	22.4	27.5	30.9	36.1	40.2	43.7	86.8	86.0	86.9	131.3
FLUX DE TRESORERIE CUMULÉS	29.3	82.5	145.2	237.1	255.5	277.9	305.4	336.2	372.3	412.5	456.2	543.0	629.0	715.9	847.2
ACTIFS COURANTS (D)	29.3	82.5	145.2	237.1	255.5	277.9	305.4	336.2	372.3	412.5	456.2	543.0	629.0	715.9	847.2
PASSIFS COURANTS (E)	-	-	-	36.1	37.9	39.8	41.7	43.8	46.0	48.3	50.7	53.3	55.9	(0.0)	(0.0)
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	-	-	22.7	20.9	19.0	17.0	14.9	12.7	10.4	8.0	5.5	2.8	0.0
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	-	-	36.1	37.9	39.8	41.7	43.8	46.0	48.3	50.7	53.3	55.9	(0.0)
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	-	-	36.1	37.9	39.8	41.7	43.8	46.0	48.3	50.7	53.3	55.9	(0.0)
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	-	-	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)					0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	16.5%	
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)					6.7	7.0	7.3	7.7	8.1	8.5	9.0	10.2	11.2	8.42	
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))					1.3	1.1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.4	2.2	2.1	1.45	
VAN (US$m)	424.6														

GRAND KINKON HYDRO PROJECT															
	Production d'éléectricité (GWh)														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035
Production annuelle			717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717
TOTAL	-	-	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717
	Tariff de production (BGT) - US$/kWh														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035
BGT (annuel)	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	Recettes - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035
Revenus Annuelss	-	-	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.2242	59.2242	59.2242	59.2242	59.2242	59.2242	59.2242
TOTAL	-	-	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22

GRAND KINKON HYDRO	**Etat des Recettes - US$million**														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035
REVENUS TOTAUX	-	-	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22	59.22
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M			1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ENVIRONMENT			-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00			
AMORTISSEMENT	-	-	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39	7.39
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-	-	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
INTERET	-		12.8	11.6	11.1	10.6	8.5	7.9	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET AVANT TAXE	-		39.1	40.3	40.7	41.2	43.3	43.9	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	-	-	39.1	40.3	40.7	41.2	43.3	43.9	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	39.1	40.3	40.7	41.2	43.3	43.9	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	-	-	39.1	79.3	120.0	161.2	331.2	375.1	426.9	478.7	530.6	582.4	737.9	789.7	841.6
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	39.05	40.27	40.72	41.19	43.31	43.91	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
AMORTISSEMENT	-	-	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
EMPRUNT & IDC	21.6	35.0	-												
FONDS	8.9	8.9													
TOTAL RENTRÉES	30.5	44.0	45.0	46.2	46.7	47.1	49.3	49.9	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	30.5	44.0													
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-		7.7	8.1	8.5	8.9	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	30.5	44.0	7.7	8.1	8.5	8.9	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	37.3	38.1	38.2	38.2	38.4	38.5	45.8	45.2	44.6	43.9	57.8	57.8	57.8
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	37.3	75.4	113.6	151.8	305.1	343.5	389.3	434.5	479.1	523.0	666.5	724.3	782.1

GRAND KINKON HYDRO	**Bilan - US$ million**														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	339.0	333.0	327.1	321.1	297.3	291.3	285.3	279.4	273.4	267.5	249.6	243.6	237.7
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	30.5	344.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	-	-	37.3	75.4	113.6	151.8	305.1	343.5	389.3	434.5	479.1	523.0	666.5	724.3	782.1
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	37.3	75.4	113.6	151.8	305.1	343.5	389.3	434.5	479.1	523.0	666.5	724.3	782.1
TOTAL ACTIFS	30.5	344.9	376.3	408.4	440.6	472.9	602.3	634.8	674.6	713.9	752.5	790.5	916.1	967.9	1,019.7
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-		7.7	8.1	8.5	8.9	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	7.7	8.1	8.5	8.9	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	39.1	79.3	120.0	161.2	331.2	375.1	426.9	478.7	530.6	582.4	737.9	789.7	841.6
EMPRUNT LONG TERME	21.6	255.5	240.1	231.6	222.7	213.3	170.9	158.9	146.3	133.2	119.3	104.8	88.8	88.8	88.8
FONDS PROPRES	8.9	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4	89.4
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	30.5	344.9	376.3	408.4	440.6	472.9	602.3	634.8	674.6	713.9	752.5	790.5	916.1	967.9	1,019.7

Récapitulatif Financier 0% tax

	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	342.0	336.0	330.0	324.1	300.2	294.3	288.3	282.4	276.4	270.4	252.6	246.6	240.6
REVENU NET AVANT INTERETS ET TAXES (B)	-	-	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	39.1	40.3	40.7	41.2	43.3	43.9	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
FLUX DE TRESORERIE	-	-	37.3	38.1	38.2	38.2	38.4	38.5	45.8	45.2	44.6	43.9	57.8	57.8	57.8
FLUX DE TRESORERIE CUMULÉS	-	-	37.3	75.4	113.6	151.8	305.1	343.5	389.3	434.5	479.1	523.0	666.5	724.3	782.1
ACTIFS COURANTS (D)	-	-	37.3	75.4	113.6	151.8	305.1	343.5	389.3	434.5	479.1	523.0	666.5	724.3	782.1
PASSIFS COURANTS (E)	-	-	7.7	8.1	8.5	8.9	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	12.8	11.6	11.1	10.6	8.5	7.9	-	-	-	-	-	-	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	7.7	8.1	8.5	8.9	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	7.7	8.1	8.5	8.9	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	20.5	19.7	19.6	19.6	19.4	19.3	12.0	12.6	13.2	13.9	-	-	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)			15%	15%	16%	16%	17%	18%	18%	18%	19%	19%	17%		
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)			4.8	9.3	13.3	17.0	28.1	30.1	32.5	34.5	36.2	37.7	26.1		
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))			2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	4.3	4.1	3.9	3.7	3.1		
VAN (US$m)	170														

Production d'éléectricité (GWh)

KOUKOUTAMBA HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2036
Production annuelle			858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858
TOTAL	-	-	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858

	Tarif de generation, BGT - US$/kWh														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2036
BGT Annuel	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	Recettes - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2036
Revenus Annuels	-	-	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.8708	70.8708	70.8708	70.8708	70.8708
TOTAL	-	-	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87

	Etat des Recettes - US$million														
KOUKOUTAMBA HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2036
REVENUS TOTAUX	-	-	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87	70.87
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M			1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ENVIRONMENT			-	-	-	-	-	-	-	-	0.00				
AMORTISSEMENT	-	-	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80	9.80
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-	-	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
INTERET	-		17.3	15.7	15.1	14.4	13.8	13.1	12.3	11.5	-	-	-	-	-
REVENU NET AVANT TAXE	-		43.8	45.4	46.0	46.6	47.3	48.0	48.8	49.5	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	-	-	43.8	45.4	46.0	46.6	47.3	48.0	48.8	49.5	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	43.8	45.4	46.0	46.6	47.3	48.0	48.8	49.5	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	-	-	43.8	89.2	135.2	181.8	229.1	277.2	325.9	375.4	670.1	731.2	792.2	853.3	1,036.5
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2036
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	43.75	45.40	46.01	46.65	47.32	48.02	48.76	49.53	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
AMORTISSEMENT	-	-	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
EMPRUNT & IDC	29.3	47.5	-												
FONDS	12.1	12.1													
TOTAL RENTRÉES	41.4	59.6	51.8	53.5	54.1	54.7	55.4	56.1	56.8	57.6	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	41.4	59.6													
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-		10.5	11.0	11.6	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	18.8	19.8	20.7	-	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	41.4	59.6	10.5	11.0	11.6	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	18.8	19.8	20.7	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	41.4	42.5	42.5	42.6	42.7	42.7	42.8	42.9	50.3	49.4	48.4	69.2	69.2
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	41.4	83.8	126.4	169.0	211.6	254.4	297.2	340.0	589.5	638.9	687.4	756.5	964.0

KOUKOUTAMBA HYDRO	**Bilan - US$ million**														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2036
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	459.6	451.5	443.4	435.3	427.2	419.2	411.1	403.0	362.6	354.5	346.4	338.4	314.1
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	41.4	467.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIFS CIRCULANTS															

TRESORERIE	-	-	41.4	83.8	126.4	169.0	211.6	254.4	297.2	340.0	589.5	638.9	687.4	756.5	964.0
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	41.4	83.8	126.4	169.0	211.6	254.4	297.2	340.0	589.5	638.9	687.4	756.5	964.0
TOTAL ACTIFS	41.4	467.6	500.9	535.3	569.8	604.3	638.9	673.5	708.2	743.0	952.1	993.4	1,033.8	1,094.9	1,278.1
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-		10.5	11.0	11.6	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	18.8	19.8	20.7	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	10.5	11.0	11.6	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	18.8	19.8	20.7	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	43.8	89.2	135.2	181.8	229.1	277.2	325.9	375.4	670.1	731.2	792.2	853.3	1,036.5
EMPRUNT LONG TERME	29.3	346.4	325.5	314.0	301.9	289.1	275.8	261.8	247.1	231.6	142.0	121.3	99.6	120.4	120.4
FONDS PROPRES	12.1	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2	121.2
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	41.4	467.6	500.9	535.3	569.8	604.3	638.9	673.5	708.2	743.0	952.1	993.4	1,033.8	1,094.9	1,278.1
Récapitulatif Financier 0% tax															
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2036
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	463.6	455.5	447.4	439.4	431.3	423.2	415.1	407.0	366.6	358.6	350.5	342.4	318.2
REVENU NET AVANT INTERETS ET TAXES (B)	-	-	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	43.8	45.4	46.0	46.6	47.3	48.0	48.8	49.5	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
FLUX DE TRESORERIE	-	-	41.4	42.5	42.5	42.6	42.7	42.7	42.8	42.9	50.3	49.4	48.4	69.2	69.2
FLUX DE TRESORERIE CUMULÉS	-	-	41.4	83.8	126.4	169.0	211.6	254.4	297.2	340.0	589.5	638.9	687.4	756.5	964.0
ACTIFS COURANTS (D)	-	-	41.4	83.8	126.4	169.0	211.6	254.4	297.2	340.0	589.5	638.9	687.4	756.5	964.0
PASSIFS COURANTS (E)	-	-	10.5	11.0	11.6	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	18.8	19.8	20.7	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	17.3	15.7	15.1	14.4	13.8	13.1	12.3	11.5	-	-	-	-	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	10.5	11.0	11.6	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	18.8	19.8	20.7	-	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	10.5	11.0	11.6	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	18.8	19.8	20.7	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	27.8	26.7	26.6	26.6	26.5	26.4	26.4	26.3	18.8	19.8	20.7	-	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)			13%	13%	14%	14%	14%	14%	15%	15%	17%	17%	17%	15%	0.2
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)			3.9	7.6	10.9	13.9	16.6	19.0	21.2	23.1	31.3	32.3	33.1	21.6	#DIV/0!
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))			2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	3.2	3.1	2.9	2.7	#DIV/0!
VAN (US$m)	191														

	Production d'éléectricité (GWh)														
MAMBILLA HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035

Production annuelle			11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214
TOTAL	-	-	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214	11,214
	Tarif de generation, BGT - US$/kWh														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BGT Annuel	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	Recettes - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Revenus Annuels	-	-	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.2764	926.2764	926.2764	926.2764	926.2764	926.276
TOTAL	-	-	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28

	Etat des Recettes - US$million														
MAMBILLA HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
REVENUS TOTAUX	-	-	926.2	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28	926.28
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M			16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A			5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
ENVIRONMENT			-	-	-	-	-	-	-	0.00					
AMORTISSEMENT	-	-	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	102.4	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43	102.43
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-	-	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8
INTERET	-		171.5	155.1	149.1	142.8	136.2	122.0	114.3	-	-	-	-	-	-
REVENU NET AVANT TAXE	-		652.3	668.7	674.7	681.0	687.6	701.9	709.5	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	-	-	652.3	668.7	674.7	681.0	687.6	701.9	709.5	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	652.3	668.7	674.7	681.0	687.6	701.9	709.5	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	-	-	652.3	1,321.0	1,995.8	2,676.8	3,364.4	4,760.8	5,470.4	9,483.4	10,307.2	11,131.1	11,954.9	12,778.8	13,602.6
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	652.35	668.70	674.70	681.01	687.63	701.88	709.54	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8
AMORTISSEMENT	-	-	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
EMPRUNT & IDC	290.	470.	-												
FONDS	120.	120													
TOTAL RENTRÉES	410.	590.	732.3	748.7	754.7	761.0	767.6	781.9	789.5	903.8	903.8	903.8	903.8	903.8	903.8
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	410.	590.													
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-		103.7	108.9	114.4	120.1	126.1	139.0	146.0	186.3	195.6	205.4	-	-	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	410.	590.	103.7	108.9	114.4	120.1	126.1	139.0	146.0	186.3	195.6	205.4	-	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	628.6	639.8	640.3	640.9	641.5	642.9	643.6	717.6	708.2	698.5	903.8	903.8	903.8
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	628.6	1,268.	1,908.	2,549.	3,	4,476.	5,119.	8,686.	9,394.2	10,092	10,996.	11,900.	12,804.

	Bilan - US$ million														
MAMBILLA HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	4,550.0	4,470.0	4,390.0	4,310.0	4,230.0	4,070.0	3,990.0	3,590.0	3,510.0	3,430.0	3,350.0	3,270.0	3,190.0
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	410.0	4,630.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	-	-	628.6	1,268.4	1,908.7	2,549.7	3,191.2	4,476.3	5,119.8	8,686.0	9,394.2	10,092.7	10,996.5	11,900.4	12,804.2
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	628.6	1,268.4	1,908.7	2,549.7	3,191.2	4,476.3	5,119.8	8,686.0	9,394.2	10,092.7	10,996.5	11,900.4	12,804.2
TOTAL ACTIFS	410.	4,630.	5,178.	5,738.	6,298.	6,859.	7,421.	8,546.	9,109.	12,276.	12,904.	13,522.	14,346.	15,170.	15,994.
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-		103.7	108.9	114.4	120.1	126.1	139.0	146.0	186.3	195.6	205.4	-	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	103.7	108.9	114.4	120.1	126.1	139.0	146.0	186.3	195.6	205.4	-	-	-
FINANCEMENT	-	-	652.3	1,321.0	1,995.8	2,676.8	3,364.4	4,760.8	5,470.4	9,483.4	10,307.2	11,131.1	11,954.9	12,778.8	13,602.6
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	290.0	3,430.0	3,222.5	3,108.4	2,988.6	2,862.8	2,730.7	2,446.4	2,293.5	1,406.3	1,201.4	986.2	1,191.6	1,191.6	1,191.6
EMPRUNT LONG TERME	120.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0
FONDS PROPRES															
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	410.0	4,630.0	5,178.6	5,738.4	6,298.7	6,859.7	7,421.2	8,546.3	9,109.8	12,276.0	12,904.2	13,522.7	14,346.5	15,170.4	15,994.2

Récapitulatif Financier 0% tax															
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	4,590.0	4,510.0	4,430.0	4,350.0	4,270.0	4,110.0	4,030.0	3,630.0	3,550.0	3,470.0	3,390.0	3,310.0	3,230.0
REVENU NET AVANT INTERETS ET TAXES (B)	-	-	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	652.3	668.7	674.7	681.0	687.6	701.9	709.5	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8	823.8
FLUX DE TRESORERIE	-	-	628.6	639.8	640.3	640.9	641.5	642.9	643.6	717.6	708.2	698.5	903.8	903.8	903.8
FLUX DE TRESORERIE CUMULÉS	-	-	628.6	1,268.4	1,908.7	2,549.7	3,191.2	4,476.3	5,119.8	8,686.0	9,394.2	10,092.7	10,996.5	11,900.4	12,804.2
ACTIFS COURANTS (D)	-	-	628.6	1,268.4	1,908.7	2,549.7	3,191.2	4,476.3	5,119.8	8,686.0	9,394.2	10,092.7	10,996.5	11,900.4	12,804.2
PASSIFS COURANTS (E)	-	-	103.7	108.9	114.4	120.1	126.1	139.0	146.0	186.3	195.6	205.4	-	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	171.5	155.1	149.1	142.8	136.2	122.0	114.3	-	-	-	-	-	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	103.7	108.9	114.4	120.1	126.1	139.0	146.0	186.3	195.6	205.4	-	-	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	103.7	108.9	114.4	120.1	126.1	139.0	146.0	186.3	195.6	205.4	-	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	275.2	264.1	263.5	262.9	262.3	261.0	260.3	186.3	195.6	205.4	-	-	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)			18%	18%	19%	19%	19%	20%	20%	23%	23%	24%	21%		
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)			6.1	11.6	16.7	21.2	25.3	32.2	35.1	46.6	48.0	49.1	32.5		
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))			3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	4.4	4.2	4.0	3.7		
VAN (US$m)	2,83														

	Production d'éléectricité (GWh)														
SOUAPITI HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Production annuelle			3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667
TOTAL	-	-	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667		
	Tarif de generation, BGT - US$/kWh														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BGT Annuel	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	Recettes - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Revenus Annuels	-	-	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89
TOTAL	-	-	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89

	Etat des Recettes - US$million														
SOUAPITI HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
REVENUS TOTAUX	-	-	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89	302.89
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A			1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
ENVIRONMENT			-	-	-	-	-	-	-	0.00					
AMORTISSEMENT	-	-	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25	23.25
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-	-	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6
INTERET	-		34.1	30.9	29.7	28.4	27.1	24.3	22.7	-	-	-	-	-	-
REVENU NET AVANT TAXE	-		245.5	248.8	250.0	251.2	252.5	255.4	256.9	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	-	-	245.5	248.8	250.0	251.2	252.5	255.4	256.9	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	245.5	248.8	250.0	251.2	252.5	255.4	256.9	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	-	-	245.5	494.3	744.2	995.5	1,248.0	1,757.3	2,014.2	3,391.2	3,670.9	3,950.5	4,230.1	4,509.8	4,789.4
REVENUS TOTAUX															
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	245.51	248.77	249.96	251.21	252.53	255.37	256.89	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6
AMORTISSEMENT	-	-	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
EMPRUNT & IDC	57.7	93.5	-												
FONDS	23.9	23.9													
TOTAL RENTRÉES	81.6	117.4	261.4	264.7	265.9	267.1	268.5	271.3	272.8	295.6	295.6	295.6	295.6	295.6	295.6
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	81.6	117.4													
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-		20.6	21.7	22.8	23.9	25.1	27.7	29.0	37.1	38.9	40.9	-	-	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	81.6	117.4	20.6	21.7	22.8	23.9	25.1	27.7	29.0	37.1	38.9	40.9	-	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	240.8	243.0	243.1	243.2	243.4	243.6	243.8	258.5	256.6	254.7	295.6	295.6	295.6
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	240.8	483.8	726.9	970.2	1,213.5	1,700.6	1,944.4	3,232.5	3,489.2	3,743.9	4,039.4	4,335.0	4,630.5

	Bilan - US$ million														
SOUAPITI HYDRO	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035

ACTIFS IMMOBILISES	-	-	905.5	889.5	873.6	857.7	841.8	809.9	794.0	714.4	698.5	682.6	666.7	650.7	634.8
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	81.6	921.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	-	-	240.8	483.8	726.9	970.2	1,213.5	1,700.6	1,944.4	3,232.5	3,489.2	3,743.9	4,039.4	4,335.0	4,630.5
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	240.8	483.8	726.9	970.2	1,213.5	1,700.6	1,944.4	3,232.5	3,489.2	3,743.9	4,039.4	4,335.0	4,630.5
TOTAL ACTIFS	81.6	921.4	1,146.2	1,373.3	1,600.5	1,827.8	2,055.3	2,510.6	2,738.4	3,946.9	4,187.7	4,426.4	4,706.1	4,985.7	5,265.3
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-		20.6	21.7	22.8	23.9	25.1	27.7	29.0	37.1	38.9	40.9	-	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	20.6	21.7	22.8	23.9	25.1	27.7	29.0	37.1	38.9	40.9	-	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	245.5	494.3	744.2	995.5	1,248.0	1,757.3	2,014.2	3,391.2	3,670.9	3,950.5	4,230.1	4,509.8	4,789.4
EMPRUNT LONG TERME	57.7	682.6	641.3	618.6	594.7	569.7	543.4	486.8	456.4	279.9	239.1	196.3	237.1	237.1	237.1
FONDS PROPRES	23.9	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8	238.8
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	81.6	921.4	1,146.2	1,373.3	1,600.5	1,827.8	2,055.3	2,510.6	2,738.4	3,946.9	4,187.7	4,426.4	4,706.1	4,985.7	5,265.3

Récapitulatif Financier 0% tax															
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	913.4	897.5	881.6	865.7	849.7	817.9	802.0	722.4	706.5	690.5	674.6	658.7	642.8
REVENUS AVEC INTÉRÊTS ET TAXES (B)	-	-	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	245.5	248.8	250.0	251.2	252.5	255.4	256.9	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6	279.6
FLUX DE TRESORERIE	-	-	240.	243.	243.	243.	243.4	243.6	243.8	258.5	256.6	254.7	295.6	295.6	295.6

			8	0	1	2									
FLUX DE TRESORERIE CUMULES	-	-	240.8	483.8	726.9	970.2	1,213.5	1,700.6	1,944.4	3,232.5	3,489.2	3,743.9	4,039.4	4,335.0	4,630.5
ACTIFS CIRCULANTS (D)	-	-	240.8	483.8	726.9	970.2	1,213.5	1,700.6	1,944.4	3,232.5	3,489.2	3,743.9	4,039.4	4,335.0	4,630.5
PASSIFS CIRCULANTS (E)	-	-	20.6	21.7	22.8	23.9	25.1	27.7	29.0	37.1	38.9	40.9	-	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	34.1	30.9	29.7	28.4	27.1	24.3	22.7	-	-	-	-	-	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	20.6	21.7	22.8	23.9	25.1	27.7	29.0	37.1	38.9	40.9	-	-	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	20.6	21.7	22.8	23.9	25.1	27.7	29.0	37.1	38.9	40.9	-	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	54.8	52.5	52.4	52.3	52.2	51.9	51.8	37.1	38.9	40.9	-	-	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)			31%	31%	32%	32%	33%	34%	35%	39%	40%	40%	35%		
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)			11.7	22.3	31.9	40.6	48.4	61.5	66.9	87.2	89.6	91.6	61.4		
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))			5.1	5.3	5.3	5.3	5.4	5.4	5.4	7.5	7.2	6.8	6.3		
VAN (US$m)	1,167														

	Production d'éléectricité (GWh)														
CYCLE COMBINE GN	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2032	2033	2034	2035
Production annuelle					3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351
TOTAL	-	-	-	-	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351	3,351
	Tarif de generation, BGT - US$/kWh														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2032	2033	2034	2035
BGT Annuel	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	Recettes - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2032	2033	2034	2035
Revenus Annuels	-	-	-	-	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79
TOTAL	-	-	-	-	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79

	Etat des Recettes - US$million														
CYCLE COMBINE GN	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2032	2033	2034	2035
REVENUS TOTAUX	-	-	-	-	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79	276.79
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M					5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A					0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENVIRONMENT	-	-	-	-	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	21.09	21.09	21.09	21.09	21.09	21.09	21.09	21.09	21.09	21.09	21.09
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX															
	-	-	-	-	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-				14.1	13.0	11.8	10.6	9.3	7.9	-	-	-	-	-
INTERET	-		-	-	241.6	242.7	243.9	245.1	246.4	247.8	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
REVENU NET AVANT TAXE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	241.6	242.7	243.9	245.1	246.4	247.8	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
REVENU NET APRES TAXE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDENDE	-	-	-	-	241.6	242.7	243.9	245.1	246.4	247.8	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	-	-	241.6	484.3	728.2	973.3	1,219.8	1,467.6	2,729.5	3,240.9	3,496.6	3,752.3	4,008.0
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2032	2033	2034	2035
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	-	-	241.59	242.71	243.89	245.13	246.43	247.79	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
EMPRUNT & IDC	-	46.5	102.1	155.4											
FONDS	-	19.2	40.9	60.2											
TOTAL RENTRÉES	-	65.8	143.0	215.5	257.6	258.8	259.9	261.2	262.5	263.8	271.7	271.7	271.7	271.7	271.7
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	-	65.8	143.0	215.5											
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-				22.4	23.6	24.7	26.0	27.3	28.6	-	-	-	-	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	-	65.8	143.0	215.5	22.4	23.6	24.7	26.0	27.3	28.6	-	-	-	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	-	-	235.2	235.2	235.2	235.2	235.2	235.2	271.7	271.7	271.7	271.7	271.7
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	-	-	235.2	470.4	705.6	940.8	1,175.9	1,411.1	2,623.6	3,167.1	3,438.9	3,710.6	3,982.4

	Bilan - US$ million														
COMBINE CYCLE NG PROJECT	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2032	2033	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	-	-	408.	392.	376.1	360.1	344.1	328.0	247.8	215.7	199.7	183.7	167.6

					2	2									
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	-	65.8	208.7	424.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	-	-	-	-	235.2	470.4	705.6	940.8	1,175.9	1,411.1	2,623.6	3,167.1	3,438.9	3,710.6	3,982.4
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	-	-	235.2	470.4	705.6	940.8	1,175.9	1,411.1	2,623.6	3,167.1	3,438.9	3,710.6	3,982.4
TOTAL ACTIFS	-	65.8	208.7	424.3	643.4	862.6	1,081.7	1,300.8	1,520.0	1,739.1	2,871.4	3,382.9	3,638.6	3,894.3	4,150.0
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-				22.4	23.6	24.7	26.0	27.3	28.6	-	-	-	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	-	-	22.4	23.6	24.7	26.0	27.3	28.6	-	-	-	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	-	-	241.6	484.3	728.2	973.3	1,219.8	1,467.6	2,729.5	3,240.9	3,496.6	3,752.3	4,008.0
EMPRUNT LONG TERME	-	46.5	148.6	304.0	259.1	234.4	208.5	181.2	152.7	122.6	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7
FONDS PROPRES	-	19.2	60.2	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3	120.3
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	-	65.8	208.7	424.3	643.4	862.6	1,081.7	1,300.8	1,520.0	1,739.1	2,871.4	3,382.9	3,638.6	3,894.3	4,150.0

Récapitulatif Financier 0% tax															
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2032	2033	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	-	-	405.4	400.2	384.2	368.1	352.1	336.0	255.8	223.8	207.7	191.7	175.6
REVENUS AVEC INTÉRÊTS ET TAXES (B)	-	-	-	-	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	-	-	241.6	242.7	243.9	245.1	246.4	247.8	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
FLUX DE TRESORERIE	-	-	-	-	235.	235.	235.	235.	235.2	235.2	271.7	271.7	271.7	271.7	271.7

					2	2	2	2							
FLUX DE TRESORERIE CUMULES	-	-	-	-	235.2	470.4	705.6	940.8	1,175.9	1,411.1	2,623.6	3,167.1	3,438.9	3,710.6	3,982.4
ACTIFS CIRCULANTS (D)	-	-	-	-	235.2	470.4	705.6	940.8	1,175.9	1,411.1	2,623.6	3,167.1	3,438.9	3,710.6	3,982.4
PASSIFS CIRCULANTS (E)	-	-	-	-	22.4	23.6	24.7	26.0	27.3	28.6	-	-	-	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	-	-	14.1	13.0	11.8	10.6	9.3	7.9	-	-	-	-	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	-	-	22.4	23.6	24.7	26.0	27.3	28.6	-	-	-	-	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	-	-	22.4	23.6	24.7	26.0	27.3	28.6	-	-	-	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	-	-	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	-	-	-	-	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)					63%	64%	67%	69%	73%	76%	76%				
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)					10.5	20.0	28.5	36.2	43.1	49.3	43.3				
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))					7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0				
VAN (US$m)	1,684														

	Production d'éléectricité (GWh)														
PROJECT EOLIEN	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
Production annuelle					400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
TOTAL	-	-	-	-	400	400	400	400	400	400					
	Tarif de generation, BGT - US$/kWh														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
BGT Annuel	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	Recettes - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
Revenus Annuels	-	-	-	-	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04
TOTAL	-	-	-	-	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04

	Etat des Recettes - US$ million														
PROJECT EOLIEN	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
REVENUS TOTAUX	-	-	-	-	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04	33.04
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M					3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A					3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
ENVIRONMENT			-	-											
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	-	-	23.10	23.10	23.10	23.10	23.10	23.10	23.10	23.10	23.10	23.10	23.10
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-	-	-	-	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
INTERET	-				11.1	10.2	9.3	8.3	7.3	6.2	0.0	0.0	0.0	-	-
REVENU NET AVANT TAXE	-		-	-	(1.2)	(0.3)	0.6	1.6	2.6	3.7	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	-	-	-	-	(1.2)	(0.3)	0.6	1.6	2.6	3.7	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	-	-	(1.2)	(0.3)	0.6	1.6	2.6	3.7	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	-	-	-	-	(1.2)	(1.5)	(0.9)	0.7	3.4	7.1	43.7	53.6	63.5	83.4	93.4
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	-	-	(1.19)	(0.31)	0.62	1.60	2.62	3.70	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
EMPRUNT & IDC	-	-	161.4	80.3											
FONDS	-	-	66.8	28.6											
TOTAL RENTRÉES	-	-	228.2	108.9	14.7	15.6	16.5	17.5	18.5	19.6	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	-	-	228.2	108.9											
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-				17.7	18.6	19.5	20.5	21.5	22.6	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	-	-	228.2	108.9	17.7	18.6	19.5	20.5	21.5	22.6	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	-	-	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	-	-	(3.0)	(6.0)	(9.0)	(12.0)	(14.9)	(17.9)	(4.0)	21.8	47.6	99.3	125.2

	Bilan - US$ million														
PROJECT EOLIEN	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	-	-	319.8	304.8	288.9	273.0	257.1	241.2	161.7	145.8	129.9	98.1	82.2
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	-	-	228.2	337.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	-	-	-	-	(3.0)	(6.0)	(9.0)	(12.0)	(14.9)	(17.9)	(4.0)	21.8	47.6	99.3	125.2
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	-	-	(3.0)	(6.0)	(9.0)	(12.0)	(14.9)	(17.9)	(4.0)	21.8	47.6	99.3	125.2
TOTAL ACTIFS	-	-	228.2	337.1	316.8	298.8	279.9	261.0	242.1	223.3	157.6	167.6	177.5	197.4	207.3
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-				17.7	18.6	19.5	20.5	21.5	22.6	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	-	-	17.7	18.6	19.5	20.5	21.5	22.6	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	-	-	(1.2)	(1.5)	(0.9)	0.7	3.4	7.1	43.7	53.6	63.5	83.4	93.4
EMPRUNT LONG TERME	-	-	161.4	241.7	204.9	186.3	166.8	146.3	124.8	102.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FONDS PROPRES	-	-	66.8	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	-	-	228.2	337.1	316.8	298.8	280.8	262.9	245.1	227.3	139.1	149.0	158.9	178.8	188.8
Récapitulatif Financier 0% tax	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	-	-	318.9	312.3	296.8	280.9	265.0	249.1	169.6	153.7	137.8	106.0	90.1
REVENUS AVEC INTÉRÊTS ET TAXES (B)	-	-	-	-	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	-	-	(1.2)	(0.3)	0.6	1.6	2.6	3.7	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
FLUX DE TRESORERIE	-	-	-	-	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8
FLUX DE TRESORERIE CUMULES	-	-	-	-	(3.0)	(6.0)	(9.0)	(12.0)	(14.9)	(17.9)	(4.0)	21.8	47.6	99.3	125.2
ACTIFS CIRCULANTS (D)	-	-	-	-	(3.0)	(6.0)	(9.0)	(12.0)	(14.9)	(17.9)	(4.0)	21.8	47.6	99.3	125.2
PASSIFS CIRCULANTS (E)	-	-	-	-	17.7	18.6	19.5	20.5	21.5	22.6	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	-	-	11.1	10.2	9.3	8.3	7.3	6.2	0.0	0.0	0.0	-	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	-	-	17.7	18.6	19.5	20.5	21.5	22.6	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	-	-	17.7	18.6	19.5	20.5	21.5	22.6	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	-	-	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)					3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%				
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)					(0.2)	(0.3)	(0.5)	(0.6)	(0.7)	(0.8)	(0.7)				
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))					0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3				
VAN (US$m)	3														
Production d'éléectricité (GWh)															

SOLAR PV PROJECT	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
Production annuelle					618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618
TOTAL	-	-	-	-	618	618	618	618	618	618					
	Tarif de generation, BGT - US$/kWh														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
BGT Annuel	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	Recettes - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
Revenus Annuels	-	-	-	-	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.0468	51.0468	51.0468	51.0468	51.0468
TOTAL	-	-	-	-	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05

	Etat des Recettes - US$million														
SOLAR PV PROJECT	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
REVENUS TOTAUX	-	-	-	-	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05	51.05
COUTS															
EXPLOITATION ET MAINTENANCE - O&M					3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
MANAGEMENT ET ADMINISTRATION - M&A					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENVIRONMENT			-	-											
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.45	27.45	27.45	27.45	27.45
COUTS D'EXPLOITATION TOTAUX	-	-	-	-	30.45	30.45	30.45	30.45	30.45	30.45	30.45	30.45	30.45	30.45	30.45
REVENU D'EXPLOITATION AVANT INTERET	-	-	-	-	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
INTERET	-				19.9	18.3	16.7	14.9	13.1	11.2	0.0	0.0	0.0	-	-
REVENU NET AVANT TAXE	-		-	-	0.7	2.3	3.9	5.7	7.5	9.4	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
TAXE SUR LE REVENU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REVENU NET APRES TAXE	-	-	-	-	0.7	2.3	3.9	5.7	7.5	9.4	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	-	-	0.7	2.3	3.9	5.7	7.5	9.4	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS CUMULÉS	-	-	-	-	0.7	3.0	6.9	12.6	20.1	29.5	109.1	129.7	150.3	191.5	212.1
	Flux de Trésorerie - US$ million														
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
RENTREES															
REVENU NET APRES TAXE	-	-	-	-	0.70	2.28	3.94	5.68	7.52	9.44	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
AMORTISSEMENT	-	-	-	-	27.45	27.45	27.45	27.45	27.45	27.45	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5
EMPRUNT & IDC	-	-	-	398.0											
FONDS	-	-	-	164.7											
TOTAL RENTRÉES	-	-	-	562.7	28.1	29.7	31.4	33.1	35.0	36.9	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
SORTIES															
INVESTISSEMENT DU CAPITAL	-	-	-	562.7											
REMBOURSEMENT DU CAPITAL	-				31.6	33.2	34.9	36.6	38.5	40.4	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
PAIEMENT DU DIVIDENDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SORTIES	-	-	-	562.7	31.6	33.2	34.9	36.6	38.5	40.4	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE	-	-	-	-	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS	-	-	-	-	(3.5)	(7.0)	(10.5)	(14.0)	(17.5)	(21.0)	13.1	61.1	109.1	205.2	253.3

	Bilan - US$ million														
SOLAR PV PROJECT	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES	-	-	-	-	566.9	539.5	512.0	484.6	457.1	429.7	292.4	265.0	237.5	182.6	155.2
CAPITAUX POUR TRAVAUX EN COURS	-	-	-	562.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ACTIFS CIRCULANTS															
TRESORERIE	-	-	-	-	(3.5)	(7.0)	(10.5)	(14.0)	(17.5)	(21.0)	13.1	61.1	109.1	205.2	253.3
CREANCES															
INVENTAIRE															
TOTAL ACTIFS CIRCULANTS	-	-	-	-	(3.5)	(7.0)	(10.5)	(14.0)	(17.5)	(21.0)	13.1	61.1	109.1	205.2	253.3
TOTAL ACTIFS	-	-	-	562.7	563.4	532.5	501.5	475.6	446.4	417.4	305.5	326.1	346.7	387.9	408.5
PASSIFS CIRCULANTS															
FOURNISSEURS															
PART CIRCULANTE DES EMPRUNTS À LONG TERME	-				31.6	33.2	34.9	36.6	38.5	40.4	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
TOTAL PASSIFS CIRCULANTS	-	-	-	-	31.6	33.2	34.9	36.6	38.5	40.4	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
FINANCEMENT															
BÉNÉFICES NON DISTRIBUÉS	-	-	-	-	0.7	3.0	6.9	12.6	20.1	29.5	109.1	129.7	150.3	191.5	212.1
EMPRUNT LONG TERME	-	-	-	398.0	366.4	333.2	298.3	261.6	223.2	182.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FONDS PROPRES	-	-	-	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7	164.7
TOTAL PASSIFS ET FONDS PROPRES	-	-	-	562.7	563.4	532.5	501.5	475.6	446.4	417.4	305.5	326.1	346.7	387.9	408.5
Récapitulatif Financier 0% tax															
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2034	2035
ACTIFS IMMOBILISES (A)	-	-	-	-	564.8	553.2	525.8	498.3	470.9	443.4	306.2	278.7	251.3	196.4	168.9
REVENUS AVEC INTÉRÊTS ET TAXES (B)	-	-	-	-	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
REVENU NET APRÈS TAXES (C)	-	-	-	-	0.7	2.3	3.9	5.7	7.5	9.4	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
FLUX DE TRESORERIE	-	-	-	-	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
FLUX DE TRESORERIE CUMULES	-	-	-	-	(3.5)	(7.0)	(10.5)	(14.0)	(17.5)	(21.0)	13.1	61.1	109.1	205.2	253.3
ACTIFS CIRCULANTS (D)	-	-	-	-	(3.5)	(7.0)	(10.5)	(14.0)	(17.5)	(21.0)	13.1	61.1	109.1	205.2	253.3
PASSIFS CIRCULANTS (E)	-	-	-	-	31.6	33.2	34.9	36.6	38.5	40.4	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
PAIEMENT D'INTÉRÊTS (F)	-	-	-	-	19.9	18.3	16.7	14.9	13.1	11.2	0.0	0.0	0.0	-	-
REMBOURSEMENT DU CAPITAL (G)	-	-	-	-	31.6	33.2	34.9	36.6	38.5	40.4	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
G/(1 – TAUX D'IMPOSITION) (H)	-	-	-	-	31.6	33.2	34.9	36.6	38.5	40.4	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
CHARGE TOTALE DU SERVICE DE LA DETTE (F+H)	-	-	-	-	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-
RETOUR SUR ACTIFS IMMOBILISES (B/A)					4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%				
TAUX DE LIQUIDITÉ (D/E)					(0.1)	(0.2)	(0.3)	(0.4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)				
TAUX DE COUVERTURE DE LA DETTE (B/(F+H))					0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4				
VAN (US$ m)	11.46														

APPENDIX 3.4: EVALUATION FINANCIERE DES PAYS DE LA ZONE A (SANS PROJECTS D'INTERCONNEXION)

	ENERGIE								BENEFICES NETS										
	VENTES DOMESTIQUES D'ENERGIE																Valeur actualisée($M)		
	Ghana	Burkina Faso	Niger	Nigeria	Côte d'Ivoire	Togo	Bénin	TOTAL	Ghana	Burkina Faso	Niger	Nigeria	Côte d'Ivoire	Togo	Bénin	TOTAL	8%	10%	12%
2011	10,516	1,073	650	25,505	5,932	1,041	1,340	46,058	7	106	(10)	182	155	85	25	548	548	548	548
2012	11,123	1,146	698	29,072	6,312	1,293	1,468	51,111	110	67	(13)	128	216	109	41	658	609	598	587
2013	12,265	1,236	748	33,129	6,716	1,439	1,563	57,097	159	134	(15)	96	282	124	49	829	711	685	661
2014	12,943	1,339	799	37,756	7,158	1,570	1,696	63,260	35	159	(16)	96	300	(4)	38	608	483	457	433
2015	13,640	1,441	972	43,026	7,642	1,711	1,834	70,266	(37)	182	(20)	55	323	8	41	551	405	377	350
2016	14,408	1,556	1,063	49,031	8,101	1,872	1,967	77,998	148	104	(16)	741	355	2	(171)	1,163	792	722	660
2017	15,202	1,676	1,464	53,548	8,579	2,044	2,104	84,619	166	111	(63)	1,162	378	133	170	2,058	1,297	1,162	1,043
2018	16,054	1,803	1,552	58,469	9,070	2,228	2,247	91,422	245	127	(80)	1,338	440	106	59	2,234	1,304	1,147	1,011
2019	16,952	1,936	1,641	63,843	9,584	2,424	2,395	98,775	209	133	(146)	1,415	468	88	61	2,228	1,203	1,039	900
2020	17,914	2,080	1,733	69,702	10,124	2,607	2,575	106,734	190	145	(182)	1,477	493	(32)	(396)	1,695	848	719	611
2021	18,934	2,237	1,828	75,015	10,675	2,799	2,765	114,253	189	149	(212)	1,436	523	(38)	56	2,103	974	811	677
2022	20,024	2,400	1,925	81,884	11,257	3,002	2,965	123,458	118	146	(238)	1,315	555	(59)	(184)	1,654	709	580	475
2023	21,180	2,575	2,025	89,379	11,852	3,215	3,176	133,402	138	142	(255)	1,251	587	(67)	(176)	1,620	643	516	416
2024	22,413	2,762	2,128	97,548	12,477	3,440	3,398	144,166	155	132	(273)	1,157	619	(73)	(188)	1,529	562	443	350
2025	23,723	2,961	2,234	106,084	13,126	3,677	3,632	155,438	125	122	(290)	1,103	653	(62)	97	1,747	595	460	357
TOTAL	247,292	28,222	21,460	912,991	138,606	34,364	35,123		1,955	1,959	(1,829)	12,953	6,346			-	-	-	-
																VAN	11,683	10,263	9,080
																Rapport BC	1.159	1.159	1.158

Table 3.4.1: Evaluation sans projets d'interconnexion (Pays Zone A)

	ENERGIE										BENEFICES NETS											
	VENTES DOMESTIQUES D'ENERGIE																			Valeur actualisée($M)		
	Sénégal	Mali	Liberia	Sierra Leone	Côte d'Ivoire	Guinée	Guinée Bissau	Gambie	TOTAL		Sénégal	Mali	Liberia	Sierra Leone	Côte d'Ivoire	Guinée	Guinée Bissau	Gambie	TOTAL	8%	10%	12%
2011	2,670	1,199	53	223	5,932	814	172	293	11,355		38	49	(1)	38	155	(3)	(13)	(22)	241	241	241	241
2012	2,986	1,301	117	293	6,312	960	188	357	12,514		40	50	(1)	49	216	(21)	(14)	(27)	292	271	266	261
2013	3,115	1,457	181	398	6,716	1,113	199	410	13,589		49	69	0	59	282	(38)	(15)	(30)	376	322	310	299
2014	3,261	2,212	252	533	7,158	1,294	210	463	15,382		(64)	121	(1)	69	317	(56)	(16)	(34)	336	267	253	239
2015	3,683	2,332	293	644	7,642	1,569	223	550	16,935		(64)	128	36	101	337	(66)	(17)	(41)	414	305	283	263
2016	4,239	3,026	310	784	8,101	1,768	236	697	19,161		(369)	220	39	112	355	(85)	(18)	9	262	179	163	149
2017	4,456	3,132	328	867	8,579	1,820	293	720	20,196		(399)	250	42	155	378	33	(22)	8	444	280	251	225
2018	4,690	3,297	351	907	9,070	1,877	354	744	21,289		(444)	304	45	162	440	31	(27)	6	516	301	265	234
2019	4,941	3,397	369	948	9,584	1,933	418	767	22,359		(465)	315	48	168	468	52	(32)	4	559	302	261	226
2020	5,217	3,554	398	996	10,124	1,991	486	790	23,555		(498)	334	53	175	493	74	(37)	2	597	298	253	215
2021	5,527	3,731	422	1,048	10,675	2,089	556	826	24,874		(539)	350	57	183	523	80	(43)	(1)	611	283	236	197
2022	5,831	3,911	451	1,101	11,257	2,157	587	855	26,151		(578)	365	62	190	555	84	(45)	(3)	630	270	221	181
2023	6,153	4,096	480	1,160	11,852	2,232	619	884	27,476		(620)	380	67	198	587	87	(47)	(5)	648	257	206	166
2024	6,499	4,285	509	1,212	12,477	2,301	652	919	28,854		(663)	394	72	205	619	90	(50)	(8)	661	243	191	151
2025	6,862	4,478	544	1,270	13,126	2,370	687	954	30,293		(705)	403	78	213	653	94	(52)	(10)	673	229	177	138
TOTAL	70,129	45,409	5,059	12,384	138,606	26,289	5,878	10,228			(5,283)	3,734	599	2,077	6,377	357						
																			VAN	4,048	3,576	3,185
																			Rapport BC	1.815	1.723	1.642

Table 3.4.2: Evaluation sans projets d'interconnexion (Pays Zone B)

GHANA (SANS)																	
	ENERGIE						COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne		Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	10,516	438	-	-	10,767		1,036	-	-	1,036	1,042	-	1,042	7	7	7	7
2012	11,123	463	-	447	10,706		946	7	39	992	1,103	-	1,103	110	102	100	99
2013	12,265	511	301	-	13,775		1,080	-	-	1,080	1,216	24	1,239	159	137	132	127
2014	12,943	539	1,617	-	16,125		1,387	-	-	1,387	1,283	139	1,422	35	28	26	25
2015	13,640	568	1,346	-	16,796		1,510	-	-	1,510	1,352	121	1,473	(37)	(27)	(25)	(23)
2016	14,408	600	1,274	-	16,395		1,389	-	-	1,389	1,428	108	1,536	148	100	92	84
2017	15,202	633	212	-	16,096		1,359	-	-	1,359	1,507	18	1,525	166	105	94	84
2018	16,054	669	-	1,437	14,999		1,216	23	116	1,355	1,591	-	1,591	236	138	121	107
2019	16,952	706	-	1,002	16,369		1,381	16	85	1,481	1,680	-	1,680	199	108	93	80
2020	17,914	746	-	-	18,560		1,586	-	-	1,586	1,776	-	1,776	190	95	81	68
2021	18,934	789	94	-	19,899		1,696	-	-	1,696	1,877	8	1,885	189	88	73	61
2022	20,024	834	755	-	21,896		1,934	-	-	1,934	1,985	67	2,052	118	51	41	34
2023	21,180	883	1,262	-	23,654		2,072	-	-	2,072	2,100	111	2,210	138	55	44	35
2024	22,413	934	1,799	-	25,433		2,224	-	-	2,224	2,222	157	2,379	155	57	45	35
2025	23,723	988	1,547	-	26,692		2,364	-	-	2,364	2,352	137	2,489	125	42	33	26
TOTAL	247,292	10,304	10,207	2,886	268,160		22,143	46	240	22,429	23,471	889.1	24,360				
														VAN	1,084	956	848
														Rapport BC	1.081	1.081	1.080

Table 3.4.3: GHANA: Evaluation SANS Projets d'interconnexion

BURKINA FASO																	
	ENERGIE						COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne		Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	1,073	45	-	986	161		20	16	124	161	184	-	184	24	24	24	24
2012	1,146	48	-	1,110	117		13	18	120	150	197	-	197	47	43	43	42
2013	1,236	52	-	1,211	113		12	19	127	159	212	-	212	53	46	44	43
2014	1,339	56	-	1,355	80		9	22	157	188	230	-	230	42	33	31	30
2015	1,441	60	-	1,463	83		10	23	172	205	247	-	247	42	31	29	27
2016	1,556	65	-	1,583	85		10	25	189	224	267	-	267	43	29	27	24
2017	1,676	70	-	1,695	102		13	27	218	258	288	-	288	29	19	17	15
2018	1,803	75	-	1,792	140		20	29	253	301	310	-	310	8	5	4	4
2019	1,936	81	-	1,878	196		28	30	272	331	332	-	332	2	1	1	1
2020	2,080	87	-	1,919	310		37	31	229	297	357	-	357	61	30	26	22
2021	2,237	93	-	1,939	454		58	31	248	337	384	-	384	47	22	18	15
2022	2,400	100	-	1,928	634		90	31	274	395	412	-	412	17	7	6	5
2023	2,575	107	-	1,902	839		125	30	284	440	442	-	442	2	1	1	1
2024	2,762	115	-	1,864	1,069		165	30	287	481	474	-	474	(7)	(3)	(2)	(2)
2025	2,961	123	-	1,801	1,335		208	29	281	519	508	-	508	(10)	(4)	(3)	(2)
TOTAL	28,222	1,176	-	24,426	5,718		798	375	3,111	4,284	4,660	-	4,660				
														VAN	285	265	247
														Rapport BC	1.118	1.125	1.132

Table 3.4.4: BURKINA FASO: Evaluation SANS Projets d'interconnexion

NIGER																	
	ENERGIE						COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne		Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	650	27	-	679	0		0	11	59	70	60	-	60	(10)	(10)	(10)	(10)
2012	698	29	-	725	2		0	12	65	77	64	-	64	(13)	(12)	(12)	(11)
2013	748	31	-	771	8		1	12	70	84	69	-	69	(15)	(13)	(12)	(12)
2014	799	33	-	707	125		13	11	65	89	73	-	73	(16)	(12)	(12)	(11)
2015	972	40	-	130	889		96	2	12	110	89	-	89	(20)	(15)	(14)	(13)
2016	1,063	44	-	105	1,011		103	2	8	114	98	-	98	(16)	(11)	(10)	(9)
2017	1,464	61	-	222	1,311		178	4	16	198	135	-	135	(63)	(40)	(36)	(32)
2018	1,552	65	-	182	1,443		206	3	13	222	143	-	143	(80)	(47)	(41)	(36)
2019	1,641	68	82	-	1,809		310	-	-	310	151	14	165	(146)	(79)	(68)	(59)
2020	1,733	72	310	-	2,137		399	-	-	399	159	58	217	(182)	(91)	(77)	(66)
2021	1,828	76	606	-	2,540		499	-	-	499	168	119	287	(212)	(98)	(82)	(68)
2022	1,925	80	864	-	2,908		591	-	-	591	177	176	353	(238)	(102)	(84)	(69)
2023	2,025	84	1,073	-	3,227		661	-	-	661	186	220	406	(255)	(101)	(81)	(65)
2024	2,128	89	1,416	-	3,690		761	-	-	761	196	292	488	(273)	(101)	(79)	(63)
2025	2,234	93	1,480	-	3,866		803	-	-	803	205	307	513	(290)	(99)	(76)	(59)
TOTAL	21,460	894	5,831	3,521	24,966		4,621	45	250	4,917	1,912	1,185.7	3,097				
														VAN	(830)	(694)	(583)
														Rapport BC	0.649	0.654	0.659

Table 3.4.5: NIGER: Evaluation SANS Projets d'interconnexion

NIGERIA																	
	ENERGIE						COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne		Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	25,505	1,063	3,856	-	30,915		2,692	-	-	2,692	2,538	336	2,874	182	182	182	182
2012	29,072	1,211	4,012	-	34,876		3,124	-	-	3,124	2,893	359	3,252	128	119	117	115
2013	33,129	1,380	3,822	-	38,999		3,549	-	-	3,549	3,297	348	3,645	96	82	79	76
2014	37,756	1,573	708	-	40,677		3,726	-	-	3,726	3,757	65	3,822	96	76	72	69
2015	43,026	1,793	271	-	45,790		4,252	-	-	4,252	4,282	25	4,307	55	40	37	35
2016	49,031	2,043	783	-	52,714		4,201	-	-	4,201	4,879	62	4,942	741	504	460	420
2017	53,548	2,231	3,978	-	60,444		4,460	-	-	4,460	5,329	293	5,622	1,162	733	656	589
2018	58,469	2,436	2,890	-	64,475		4,691	-	-	4,691	5,818	210	6,029	1,338	781	687	605
2019	63,843	2,660	2,318	-	69,511		5,109	-	-	5,109	6,353	170	6,524	1,415	764	660	571
2020	69,702	2,904	-	62	73,186		5,458	1	5	5,464	6,936	-	6,936	1,472	737	624	531
2021	75,015	3,126	-	7	78,831		6,029	0	1	6,029	7,465	-	7,465	1,436	665	553	462
2022	81,884	3,412	-	1,051	84,962		6,641	17	82	6,740	8,149	-	8,149	1,409	604	494	405
2023	89,379	3,724	-	1,300	92,571		7,403	21	104	7,527	8,894	-	8,894	1,367	543	436	351
2024	97,548	4,065	-	1,586	100,847		8,233	25	129	8,387	9,707	-	9,707	1,320	485	382	302
2025	106,084	4,420	-	1,625	109,753		9,120	26	135	9,281	10,557	-	10,557	1,275	434	336	261
TOTAL	912,991	38,041	22,640	5,631	978,553		75,995	90	456	76,541	88,317	1,534	89,850				
														VAN	6,749	5,776	4,975
														Rapport BC	1.155	1.151	1.146

Table 3.4.6: NIGERIA: Evaluation SANS Projets d'interconnexion

CÔTE D'IVOIRE																	
	ENERGIE						COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne		Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	5,932	247	433	-	6,731		656	-	-	656	769	42	811	155	155	155	155
2012	6,312	263	1,557	-	8,276		741	-	-	741	818	139	957	216	200	197	193
2013	6,716	280	289	-	7,420		612	-	-	612	870	24	894	282	242	233	225
2014	7,158	298	-	1,075	6,527		518	17	85	621	928	-	928	307	244	231	218
2015	7,642	318	-	876	7,240		575	14	70	659	990	-	990	332	244	227	211
2016	8,101	338	2,142	-	10,770		867	-	-	867	1,050	173	1,222	355	242	220	201
2017	8,579	357	1,657	-	10,770		867	-	-	867	1,112	133	1,245	378	238	213	191
2018	9,070	378	4,016	-	13,831		1,036	-	-	1,036	1,175	301	1,476	440	257	226	199
2019	9,584	399	3,534	-	13,869		1,039	-	-	1,039	1,242	265	1,507	468	253	218	189
2020	10,124	422	3,397	-	14,292		1,075	-	-	1,075	1,312	255	1,567	493	246	209	178
2021	10,675	445	2,883	-	14,333		1,077	-	-	1,077	1,383	217	1,600	523	242	202	168
2022	11,257	469	2,341	-	14,377		1,080	-	-	1,080	1,459	176	1,635	555	238	194	160
2023	11,852	494	1,782	-	14,422		1,082	-	-	1,082	1,536	134	1,670	587	233	187	151
2024	12,477	520	1,263	-	14,549		1,092	-	-	1,092	1,617	95	1,712	619	228	179	142
2025	13,126	547	726	-	14,684		1,103	-	-	1,103	1,701	55	1,756	653	222	172	134
TOTAL	138,606	5,775	26,020	1,951	172,091		12,766	31	155	12,952	17,194	1,966	19,160				
														VAN	3,483	3,063	2,714
														Rapport BC	1.443	1.438	1.432

Table 3.4.7: Côte d'Ivoire: Evaluation SANS Projets d'interconnexion

TOGO																	
	ENERGIE						COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne		Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	1,041	43	-	945	193		13	15	65	93	113	-	113	20	20	20	20
2012	1,293	54	-	1,209	185		12	19	79	110	140	-	140	30	28	27	27
2013	1,439	60	-	1,358	171		10	22	81	113	156	-	156	43	37	36	34
2014	1,570	65	-	1,492	175		11	24	92	127	170	-	170	44	35	33	31
2015	1,711	71	-	1,641	176		11	26	102	139	186	-	186	47	35	32	30
2016	1,872	78	-	1,546	442		46	25	162	233	203	-	203	(30)	(20)	(18)	(17)
2017	2,044	85	-	1,728	442		46	28	181	255	222	-	222	(33)	(21)	(19)	(17)
2018	2,228	93	-	1,921	443		46	31	201	279	242	-	242	(37)	(21)	(19)	(17)
2019	2,424	101	-	1,735	836		99	28	205	332	263	-	263	(68)	(37)	(32)	(28)
2020	2,607	109	-	963	1,803		227	15	121	364	283	-	283	(81)	(41)	(34)	(29)
2021	2,799	117	-	1,008	1,962		249	16	128	392	304	-	304	(88)	(41)	(34)	(28)
2022	3,002	125	-	873	2,311		295	14	111	420	326	-	326	(95)	(41)	(33)	(27)
2023	3,215	134	-	849	2,561		328	14	109	451	349	-	349	(102)	(40)	(32)	(26)
2024	3,440	143	-	887	2,761		355	14	114	483	373	-	373	(110)	(40)	(32)	(25)
2025	3,677	153	-	637	3,260		410	10	80	500	399	-	399	(101)	(34)	(26)	(21)
TOTAL	34,364	1,432	-	18,790	17,723		2,146	286	1,766	4,197	3,618	-	3,618				
														VAN	(182)	(132)	(92)
														Rapport BC	0.918	0.932	0.945

Table 3.4.8: TOGO: Evaluation SANS Interconnection Projects

BÉNIN																	
	ENERGIE						COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne		Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	1,340	56	-	1,433	193		28	23	113	164	167	-	167	3	3	3	3
2012	1,468	61	-	1,607	185		27	26	116	169	183	-	183	14	13	12	12
2013	1,563	65	-	1,694	171		25	27	118	170	195	-	195	24	21	20	19
2014	1,696	71	-	-	175		17	-	-	17	211	-	211	195	155	146	139
2015	1,834	76	-	-	176		17	-	-	17	228	-	228	212	156	145	135
2016	1,967	82	-	966	442		42	15	298	355	245	-	245	(110)	(75)	(68)	(63)
2017	2,104	88	-	2,203	442		42	35	50	127	262	-	262	135	85	76	68
2018	2,247	94	-	1,230	443		42	20	89	151	280	-	280	129	75	66	58
2019	2,395	100	-	981	836		79	16	72	167	298	-	298	132	71	61	53
2020	2,575	107	-	571	1,803		160	9	519	689	321	-	321	(368)	(184)	(156)	(133)
2021	2,765	115	-	630	1,962		175	10	76	261	344	-	344	83	39	32	27
2022	2,965	124	-	295	2,311		209	5	295	508	369	-	369	(139)	(60)	(49)	(40)
2023	3,176	132	-	293	2,561		232	5	293	530	396	-	396	(134)	(53)	(43)	(34)
2024	3,398	142	-	312	2,761		251	5	312	568	423	-	423	(144)	(53)	(42)	(33)
2025	3,632	151	-	8	3,260		297	0	8	306	452	-	452	147	50	39	30
TOTAL	35,123	1,463	-	12,221	17,723		1,613	173	2,248	4,033	4,208	-	4,208				
														VAN	242	243	242
														Rapport BC	1.110	1.127	1.144

Table 3.4.9: BÉNIN : Evaluation SANS Interconnection Projects

SÉNÉGAL																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL			Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	2,670	111	-	603	2,178	319	-	94	413	451	-	451		38	38	38	38
2012	2,986	124	-	748	2,363	346	-	119	464	505	-	505		40	37	37	36
2013	3,115	130	-	1,032	2,213	324	-	154	478	526	-	526		49	42	40	39
2014	3,261	136	249	-	3,657	660	-	-	660	551	45	596		(64)	(51)	(48)	(46)
2015	3,683	153	-	168	3,668	662	-	24	687	622	-	622		(64)	(47)	(44)	(41)
2016	4,239	177	1,135	-	5,596	1,362	-	-	1,362	716	276	993		(369)	(251)	(229)	(210)
2017	4,456	186	1,037	-	5,719	1,408	-	-	1,408	753	255	1,008		(399)	(252)	(225)	(202)
2018	4,690	195	562	-	5,470	1,379	-	-	1,379	793	142	934		(444)	(259)	(228)	(201)
2019	4,941	206	426	-	5,591	1,407	-	-	1,407	835	107	942		(465)	(251)	(217)	(188)
2020	5,217	217	490	-	5,943	1,504	-	-	1,504	882	124	1,006		(498)	(249)	(211)	(180)
2021	5,527	230	654	-	6,437	1,639	-	-	1,639	934	167	1,101		(539)	(249)	(208)	(173)
2022	5,831	243	817	-	6,924	1,773	-	-	1,773	986	209	1,195		(578)	(248)	(203)	(166)
2023	6,153	256	969	-	7,418	1,909	-	-	1,909	1,040	249	1,289		(620)	(246)	(197)	(159)
2024	6,499	271	1,119	-	7,933	2,051	-	-	2,051	1,098	289	1,388		(663)	(244)	(192)	(152)
2025	6,862	286	1,187	-	8,382	2,173	-	-	2,173	1,160	308	1,467		(705)	(240)	(186)	(144)
TOTAL	70,129	2,922	8,645	2,551	79,491	18,597	-	297	18,894	11,402	2,171.5	13,573					
														VAN	(2,472)	(2,074)	(1,749)
														Rapport BC	0.757	0.766	0.775

Table 3.4.10: SÉNÉGAL: Evaluation SANS Interconnection Projects

MALI																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL			Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	1,199	50	603	-	1,882	294	-	-	294	249	94	343		49	49	49	49
2012	1,301	54	748	-	2,133	338	-	-	338	270	119	388		50	47	46	45
2013	1,457	61	1,032	-	2,591	387	-	-	387	302	154	456		69	59	57	55
2014	2,212	92	-	249	2,087	302	-	36	338	459	-	459		121	96	91	86
2015	2,332	97	168	-	2,619	380	-	-	380	484	24	508		128	94	88	82
2016	3,026	126	-	1,135	2,062	263	-	145	408	628	-	628		220	150	137	125
2017	3,132	131	-	1,037	2,277	274	-	125	399	650	-	650		250	158	141	127
2018	3,297	137	-	562	2,929	319	-	61	380	684	-	684		304	177	156	137
2019	3,397	142	-	426	3,171	344	-	46	390	705	-	705		315	170	147	127
2020	3,554	148	-	490	3,276	351	-	52	403	737	-	737		334	167	142	120
2021	3,731	155	-	654	3,300	354	-	70	424	774	-	774		350	162	135	113
2022	3,911	163	-	817	3,329	358	-	88	446	811	-	811		365	157	128	105
2023	4,096	171	-	969	3,373	365	-	105	469	850	-	850		380	151	121	98
2024	4,285	179	-	1,119	3,423	373	-	122	494	889	-	889		394	145	114	90
2025	4,478	187	-	1,187	3,557	394	-	132	526	929	-	929		403	137	106	82
TOTAL	45,409	1,892	2,551	8,645	42,008	4,801	-	982	5,782	9,170	297.1	9,467					
														VAN	1,919	1,657	1,442
														Rapport BC	1.535	1.516	1.497

Table 3.4.11: MALI: Evaluation SANS Interconnection Projects

LIBERIA																
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL			Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	53	2	-	-	55	13	-	-	13	12	-	12		(1)	(1)	(1)	(1)
2012	117	5	-	-	122	28	-	-	28	27	-	27		(1)	(1)	(1)	(1)
2013	181	8	-	-	189	42	-	-	42	42	-	42		0	0	0	0
2014	252	10	-	-	262	59	-	-	59	58	-	58		(1)	(0)	(0)	(0)
2015	293	12	-	-	305	31	-	-	31	68	-	68		36	27	25	23
2016	310	13	-	-	323	33	-	-	33	72	-	72		39	26	24	22
2017	328	14	-	-	342	34	-	-	34	76	-	76		42	26	23	21
2018	351	15	-	-	366	36	-	-	36	81	-	81		45	27	23	21
2019	369	15	-	-	384	37	-	-	37	85	-	85		48	26	23	20
2020	398	17	-	-	415	38	-	-	38	92	-	92		53	27	23	19
2021	422	18	-	-	439	40	-	-	40	97	-	97		57	27	22	18
2022	451	19	-	-	470	42	-	-	42	104	-	104		62	27	22	18
2023	480	20	-	-	500	43	-	-	43	111	-	111		67	27	21	17
2024	509	21	-	-	531	45	-	-	45	118	-	118		72	27	21	17
2025	544	23	-	-	567	47	-	-	47	126	-	126		78	27	21	16
TOTAL	5,059	211	-	-	5,269	555	-	-	555	1,155	-	1,155					
														VAN	290	246	210
														Rapport BC	1.868	1.822	1.779

Table 3.4.12: LIBERIA: Evaluation SANS Interconnection Projects

SIERRA LEONE																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL			Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	223	9	-	-	232	14	-	-	14	51	-	51		38	38	38	38
2012	293	12	-	-	305	19	-	-	19	68	-	68		49	45	44	44
2013	398	17	-	-	415	33	-	-	33	92	-	92		59	50	49	47
2014	533	22	-	-	555	54	-	-	54	123	-	123		69	55	52	49
2015	644	27	-	-	671	48	-	-	48	149	-	149		101	74	69	64
2016	784	33	-	-	817	69	-	-	69	181	-	181		112	76	69	63
2017	867	36	-	-	903	45	-	-	45	200	-	200		155	98	88	79
2018	907	38	-	-	945	47	-	-	47	209	-	209		162	94	83	73
2019	948	40	-	-	988	50	-	-	50	219	-	219		168	91	79	68
2020	996	41	-	-	1,037	55	-	-	55	230	-	230		175	88	74	63
2021	1,048	44	-	-	1,092	59	-	-	59	242	-	242		183	85	70	59
2022	1,101	46	-	-	1,147	64	-	-	64	254	-	254		190	81	67	55
2023	1,160	48	-	-	1,208	69	-	-	69	268	-	268		198	79	63	51
2024	1,212	50	-	-	1,262	74	-	-	74	279	-	279		205	75	59	47
2025	1,270	53	-	-	1,323	80	-	-	80	293	-	293		213	73	56	44
TOTAL	12,384	516	-	-	12,899	766	-	-	766	2,805	-	2,805					
														VAN	1,102	960	843
														Rapport BC	3.555	3.528	3.500

Table 3.4.13: SIERRA LEONE: Evaluation SANS Interconnection Projects

GUINÉE																
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL			Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	814	34	-	-	848	71	-	-	71	68	-	68		(3)	(3)	(3)	(3)
2012	960	40	-	-	1,000	102	-	-	102	81	-	81		(21)	(19)	(19)	(19)
2013	1,113	46	-	-	1,159	132	-	-	132	94	-	94		(38)	(33)	(32)	(31)
2014	1,294	54	-	-	1,348	165	-	-	165	109	-	109		(56)	(44)	(42)	(40)
2015	1,569	65	-	-	1,634	198	-	-	198	132	-	132		(66)	(48)	(45)	(42)
2016	1,768	74	-	-	1,842	234	-	-	234	149	-	149		(85)	(58)	(53)	(48)
2017	1,820	76	-	-	1,896	120	-	-	120	153	-	153		33	21	19	17
2018	1,877	78	-	-	1,955	127	-	-	127	158	-	158		31	18	16	14
2019	1,933	81	-	-	2,014	111	-	-	111	163	-	163		52	28	24	21
2020	1,991	83	-	-	2,074	93	-	-	93	168	-	168		74	37	32	27
2021	2,089	87	-	-	2,176	96	-	-	96	176	-	176		80	37	31	26
2022	2,157	90	-	-	2,247	98	-	-	98	181	-	181		84	36	29	24
2023	2,232	93	-	-	2,325	101	-	-	101	188	-	188		87	35	28	22
2024	2,301	96	-	-	2,397	104	-	-	104	194	-	194		90	33	26	21
2025	2,370	99	-	-	2,469	105	-	-	105	199	-	199		94	32	25	19
TOTAL	26,289	1,095	-	-	27,385	1,783	-	-	1,783	2,143	-	2,143					
														VAN	72	36	9
														Rapport BC	1.061	1.034	1.009

Table 3.4.14: GUINÉE: Evaluation SANS Interconnection Projects

GUINÉE BISSAU																
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL			Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	172	7	-	-	179	41	-	-	41	28	-	28		(13)	(13)	(13)	(13)
2012	188	8	-	-	196	45	-	-	45	31	-	31		(14)	(13)	(13)	(13)
2013	199	8	-	-	207	48	-	-	48	33	-	33		(15)	(13)	(13)	(12)
2014	210	9	-	-	219	51	-	-	51	34	-	34		(16)	(13)	(12)	(11)
2015	223	9	-	-	232	53	-	-	53	36	-	36		(17)	(12)	(11)	(11)
2016	236	10	-	-	245	55	-	-	55	39	-	39		(17)	(11)	(10)	(9)
2017	293	12	-	-	305	64	-	-	64	48	-	48		(16)	(10)	(9)	(8)
2018	354	15	-	-	369	72	-	-	72	58	-	58		(14)	(8)	(7)	(6)
2019	418	17	-	-	436	72	-	-	72	69	-	69		(3)	(2)	(2)	(1)
2020	486	20	-	-	506	72	-	-	72	80	-	80		8	4	3	3
2021	556	23	-	-	580	72	-	-	72	91	-	91		19	9	7	6
2022	587	24	-	-	611	72	-	-	72	96	-	96		24	10	9	7
2023	619	26	-	-	644	72	-	-	72	101	-	101		30	12	9	8
2024	652	27	-	-	679	72	-	-	72	107	-	107		35	13	10	8
2025	687	29	-	-	715	72	-	-	72	113	-	113		41	14	11	8
TOTAL	5,878	245	-	-	6,123	890	-	-	890	936	-	936					
														VAN	(33)	(40)	(45)
														Rapport BC	0.938	0.917	0.897

Table 3.4.14: GUINÉE BISSAU: Evaluation SANS Projets d'interconnexion

GAMBIE																
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL			Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	293	12	-	-	305	70	-	-	70	48	-	48		(22)	(22)	(22)	(22)
2012	357	15	-	-	372	86	-	-	86	59	-	59		(27)	(25)	(25)	(24)
2013	410	17	-	-	427	97	-	-	97	67	-	67		(30)	(26)	(25)	(24)
2014	463	19	-	-	482	110	-	-	110	76	-	76		(34)	(27)	(25)	(24)
2015	550	23	-	-	573	131	-	-	131	90	-	90		(41)	(30)	(28)	(26)
2016	697	29	-	-	726	105	-	-	105	114	-	114		9	6	6	5
2017	720	30	-	-	750	111	-	-	111	118	-	118		8	5	4	4
2018	744	31	-	-	775	116	-	-	116	122	-	122		6	3	3	3
2019	767	32	-	-	799	122	-	-	122	126	-	126		4	2	2	2
2020	790	33	-	-	823	127	-	-	127	130	-	130		2	1	1	1
2021	826	34	-	-	860	136	-	-	136	135	-	135		(1)	(0)	(0)	(0)
2022	855	36	-	-	890	143	-	-	143	140	-	140		(3)	(1)	(1)	(1)
2023	884	37	-	-	921	150	-	-	150	145	-	145		(5)	(2)	(2)	(1)
2024	919	38	-	-	958	158	-	-	158	151	-	151		(8)	(3)	(2)	(2)
2025	954	40	-	-	994	167	-	-	167	157	-	157		(10)	(3)	(3)	(2)
TOTAL	10,228	426	-	-	10,655	1,758	-	-	1,758	1,629	-	1,629					
														VAN	(122)	(117)	(112)
														Rapport BC	0.884	0.876	0.867

Table 3.4.14: GAMBIE: Evaluation SANS Interconnection Projects

APPENDIX 3.5: EVALUATION FINANCIERE DES PAYS (AVEC PROJECTS D'INTERCONNEXION)

TOUS LES PAYS (ZONE A)																				
	ENERGIE								BENEFICES NETS											
	NET VENTES DOMESTIQUES D'ENERGIE																	Valeur présente		
	Ghana	Burkina Faso	Niger	Nigeria	Côte d'Ivoire	Togo	Bénin	TOTAL	Ghana	Burkina Faso	Niger	Nigeria	Côte d'Ivoire	Togo	Bénin		TOTAL	8%	10%	12%
2011	10,516	1,073	650	25,505	5,932	1,041	1,340	46,058	235	(7)	(59)	432	155	(24)	(26)	-	707	707	707	707
2012	11,123	1,146	698	29,072	6,312	1,293	1,468	51,111	352	82	10	597	201	(47)	236	-	1,432	1,326	1,302	1,279
2013	12,265	1,236	748	33,129	6,716	1,439	1,563	57,097	394	99	8	589	245	40	60	-	1,435	1,230	1,186	1,144
2014	12,943	1,339	799	37,756	7,158	1,570	1,696	63,260	163	123	6	671	271	23	355	-	1,612	1,280	1,211	1,148
2015	13,640	1,441	972	43,026	7,642	1,711	1,834	70,266	128	105	14	728	339	25	519	-	1,857	1,365	1,268	1,180
2016	14,408	1,556	1,063	49,031	8,101	1,872	1,967	77,998	235	136	19	861	358	46	358	-	2,012	1,370	1,250	1,142
2017	15,202	1,676	1,464	53,548	8,579	2,044	2,104	84,619	250	148	(29)	800	384	47	373	-	1,973	1,243	1,114	999
2018	16,054	1,803	1,552	58,469	9,070	2,228	2,247	91,422	292	156	(24)	1,489	654	52	358	-	2,977	1,737	1,527	1,346
2019	16,952	1,936	1,641	63,843	9,584	2,424	2,395	98,775	345	175	(2)	1,659	677	75	367	-	3,296	1,781	1,538	1,331
2020	17,914	2,080	1,733	69,702	10,124	2,607	2,575	106,734	368	230	(2)	1,796	707	79	357	-	3,535	1,768	1,499	1,275
2021	18,934	2,237	1,828	75,015	10,675	2,799	2,765	114,253	355	269	(30)	1,903	736	95	380	-	3,708	1,718	1,430	1,194
2022	20,024	2,400	1,925	81,884	11,257	3,002	2,965	123,458	340	249	(259)	1,978	768	259	383	-	3,718	1,595	1,303	1,069
2023	21,180	2,575	2,025	89,379	11,852	3,215	3,176	133,402	333	250	(269)	2,114	800	282	390	-	3,899	1,548	1,242	1,001
2024	22,413	2,762	2,128	97,548	12,477	3,440	3,398	144,166	316	276	(280)	2,204	834	45	395	-	3,790	1,394	1,098	869
2025	23,723	2,961	2,234	106,084	13,126	3,677	3,632	155,438	339	312	(287)	2,354	866	37	411	-	4,031	1,372	1,062	825
TOTAL	247,292	28,222	21,460	912,990	138,606	34,364	35,123		4,446	2,605	(1,185)	20,175	7,993					-	-	-
																	VAN	21,433	18,736	16,508
																	Rapport BC	1.324	1.321	1.317

Table 3.5.1: ZONE A COUNTRIES: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

GHANA																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports		TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	10,516	438	-	1,232	9,759	717	18	124	859	1,042	-		1,042	183	183	183	183
2012	11,123	463	-	1,585	10,040	648	23	140	812	1,103	-		1,103	291	269	264	260
2013	12,265	511	-	2,297	10,521	675	34	192	900	1,216	-		1,216	316	271	261	252
2014	12,943	539	727	3,009	12,860	951	44	-	996	1,283	54		1,337	341	271	256	243
2015	13,640	568	2,043	3,009	14,963	1,150	44	-	1,195	1,352	157		1,509	314	231	215	200
2016	14,408	600	3,995	3,009	16,278	1,270	44	-	1,315	1,428	312		1,740	425	289	264	241
2017	15,202	633	3,183	3,009	16,278	1,270	44	-	1,315	1,507	248		1,755	441	278	249	223
2018	16,054	669	719	3,009	14,674	1,124	44	-	1,169	1,591	55		1,647	478	279	245	216
2019	16,952	706	-	4,012	13,807	1,035	59	74	1,168	1,680	-		1,680	512	277	239	207
2020	17,914	746	-	4,967	13,813	1,036	73	145	1,254	1,776	-		1,776	522	261	221	188
2021	18,934	789	-	4,344	15,483	1,188	64	78	1,331	1,877	-		1,877	546	253	211	176
2022	20,024	834	-	3,788	17,235	1,348	56	37	1,441	1,985	-		1,985	544	233	191	156
2023	21,180	883	-	3,253	18,979	1,508	48	12	1,568	2,100	-		2,100	531	211	169	136
2024	22,413	934	1,012	3,009	21,543	1,744	44	-	1,788	2,222	82		2,304	515	189	149	118
2025	23,723	988	-	3,141	21,694	1,758	46	6	1,811	2,352	-		2,352	541	184	142	111
TOTAL	247,292	10,304	11,679	46,670	227,925	16,706	672	684	18,061	23,471	908.0		24,379				
														VAN	3,680	3,260	2,911
														Rapport BC	1.339	1.338	1.336

Table 3.5.2: GHANA: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

BURKINA FASO																
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports		TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	1,073	45	73	-	1,201	203	-	-	203	184	12		197	(7)	(7)	(7)	(7)
2012	1,146	48	-	1,110	117	13	16	102	131	197	-		197	66	61	60	59
2013	1,236	52	-	362	113	12	5	101	118	212	-		212	94	81	78	75
2014	1,339	56	-	572	57	5	8	101	115	230	-		230	115	91	86	82
2015	1,441	60	-	1,462	57	5	22	138	164	247	-		247	83	61	57	53
2016	1,556	65	-	1,608	57	5	24	125	154	267	-		267	113	77	70	64
2017	1,676	70	-	1,724	57	5	25	135	165	288	-		288	123	77	69	62
2018	1,803	75	-	392	57	5	6	148	159	310	-		310	150	88	77	68
2019	1,936	81	-	2,126	4	0	31	157	189	332	-		332	143	77	67	58
2020	2,080	87	-	2,280	7	1	34	126	161	357	-		357	196	98	83	71
2021	2,237	93	-	2,415	4	0	36	114	150	384	-		384	234	108	90	75
2022	2,400	100	-	2,612	0	0	39	163	202	412	-		412	210	90	74	60
2023	2,575	107	-	2,749	15	3	41	189	233	442	-		442	209	83	67	54
2024	2,762	115	-	1,012	20	3	15	194	213	474	-		474	261	96	76	60
2025	2,961	123	-	3,104	30	5	46	191	242	508	-		508	267	91	70	55
TOTAL	28,222	1,176	73	23,528	1,795	63	348	1,986	2,397	4,660	-		4,660				
														VAN	1,173	1,017	888
														Rapport BC	1.766	1.740	1.715

Table 3.5.3: BURKINA FASO: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

NIGER																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports		TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	650	27	-	677	0	0	10	53	63	60	-		60	(3)	(3)	(3)	(3)
2012	698	29	-	725	2	0	11	54	65	64	-		64	(1)	(1)	(1)	(1)
2013	748	31	-	771	8	1	11	59	72	69	-		69	(3)	(3)	(3)	(3)
2014	799	33	-	707	125	13	10	55	78	73	-		73	(4)	(4)	(3)	(3)
2015	972	40	-	278	736	53	4	22	79	89	-		89	10	7	7	6
2016	1,063	44	-	326	736	53	5	25	84	98	-		98	14	10	9	8
2017	1,464	61	-	551	976	119	8	44	172	135	-		135	(37)	(23)	(21)	(19)
2018	1,552	65	-	562	1,085	125	8	42	175	143	-		143	(33)	(19)	(17)	(15)
2019	1,641	68	-	583	1,087	126	9	27	161	151	-		151	(10)	(6)	(5)	(4)
2020	1,733	72	-	745	1,088	126	11	35	172	159	-		159	(13)	(6)	(5)	(5)
2021	1,828	76	-	181	1,088	126	3	72	201	168	-		168	(33)	(15)	(13)	(11)
2022	1,925	80	488	-	2,587	538	-	-	538	177	101		278	(259)	(111)	(91)	(75)
2023	2,025	84	395	-	2,587	538	-	-	538	186	82		268	(269)	(107)	(86)	(69)
2024	2,128	89	299	-	2,589	538	-	-	538	196	62		258	(280)	(103)	(81)	(64)
2025	2,234	93	218	-	2,589	538	-	-	538	205	45		251	(287)	(98)	(76)	(59)
TOTAL	21,460	894	1,400	6,106	17,282	2,895	80	434	3,409	1,912	290.9		2,203				
														VAN	(482)	(389)	(315)
														Rapport BC	0.710	0.725	0.741

Table 3.5.4: NIGER: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

NIGERIA																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports		TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	25,505	1,063	3,629	-	30,678	2,388	-	-	2,388	2,538	282		2,821	432	432	432	432
2012	29,072	1,211	3,784	-	34,639	2,577	-	-	2,577	2,893	282		3,175	597	553	543	533
2013	33,129	1,380	5,151	-	40,381	3,104	-	-	3,104	3,297	396		3,693	589	505	487	469
2014	37,756	1,573	1,832	-	41,847	3,228	-	-	3,228	3,757	141		3,898	671	533	504	478
2015	43,026	1,793	2,011	-	47,606	3,710	-	-	3,710	4,282	157		4,438	728	535	497	463
2016	49,031	2,043	2,922	-	54,627	4,246	-	-	4,246	4,879	227		5,106	861	586	534	488
2017	53,548	2,231	3,704	-	61,575	4,818	-	-	4,818	5,329	290		5,619	800	504	452	406
2018	58,469	2,436	607	-	62,107	4,130	-	-	4,130	5,818	40		5,859	1,729	1,009	887	782
2019	63,843	2,660	594	-	67,753	4,609	-	-	4,609	6,353	40		6,394	1,784	964	832	721
2020	69,702	2,904	710	-	74,093	5,133	-	-	5,133	6,936	49		6,985	1,852	926	785	668
2021	75,015	3,126	635	-	79,674	5,590	-	-	5,590	7,465	45		7,509	1,919	889	740	618
2022	81,884	3,412	-	3,170	82,877	5,874	47	225	6,145	8,149	-		8,149	2,003	859	702	576
2023	89,379	3,724	-	2,978	91,053	6,546	44	214	6,804	8,894	-		8,894	2,091	830	666	537
2024	97,548	4,064	-	2,844	99,888	7,298	42	208	7,548	9,707	-		9,707	2,159	794	625	495
2025	106,084	4,420	-	1,842	109,754	8,182	27	137	8,346	10,557	-		10,557	2,211	753	582	452
TOTAL	912,990	38,041	25,579	10,834	978,552	69,045	160	784	69,989	88,317	1,667		89,984				
														VAN	10,672	9,271	8,118
														Rapport BC	1.269	1.265	1.262

Table 3.5.5: NIGERIA: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

CÔTE D'IVOIRE																
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports		TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	5,932	247	1,055	-	7,316	717	-	-	717	769	103		872	155	155	155	155
2012	6,312	263	2,138	-	8,870	813	-	-	813	818	196		1,014	201	186	183	179
2013	6,716	280	2,247	-	9,397	823	-	-	823	870	197		1,067	245	210	202	195
2014	7,158	298	-	225	7,566	602	3	55	660	928	-		928	267	212	201	190
2015	7,642	318	1,253	80	9,347	745	1	6	753	990	100		1,090	338	248	231	215
2016	8,101	338	1,834	-	10,471	839	-	-	839	1,050	147		1,197	358	243	222	203
2017	8,579	357	1,386	-	10,471	839	-	-	839	1,112	111		1,223	384	242	216	194
2018	9,070	378	4,139	-	11,204	828	-	-	828	1,175	306		1,481	654	381	335	296
2019	9,584	399	4,979	-	12,619	933	-	-	933	1,242	368		1,610	677	366	316	274
2020	10,124	422	5,316	-	13,491	998	-	-	998	1,312	393		1,705	707	354	300	255
2021	10,675	445	4,797	-	13,554	1,002	-	-	1,002	1,383	355		1,738	736	341	284	237
2022	11,257	469	4,924	-	14,274	1,055	-	-	1,055	1,459	364		1,823	768	329	269	221
2023	11,852	494	4,425	14	14,385	1,063	0	-	1,063	1,536	327		1,863	800	318	255	205
2024	12,477	520	3,794	-	14,385	1,063	-	-	1,063	1,617	280		1,897	834	307	242	191
2025	13,126	547	3,078	-	14,385	1,063	-	-	1,063	1,701	227		1,928	866	295	228	177
TOTAL	138,606	5,775	45,366	319	171,734	12,666	5	61	12,732	17,194	3,371		20,565				
														VAN	4,187	3,639	3,187
														Rapport BC	1.528	1.512	1.497

Table 3.5.5: Côte d'Ivoire: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

TOGO																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports		TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	1,041	43	-	329	824	98	5	39	142	113	-		113	(29)	(29)	(29)	(29)
2012	1,293	54	-	1,158	227	14	17	74	105	140	-		140	35	32	32	31
2013	1,439	60	-	1,354	201	10	20	71	101	156	-		156	55	47	46	44
2014	1,570	65	-	1,505	175	8	22	71	101	170	-		170	69	55	52	49
2015	1,711	71	-	1,662	176	8	25	78	111	186	-		186	75	55	51	47
2016	1,872	78	-	1,794	186	18	27	177	222	203	-		203	(19)	(13)	(12)	(11)
2017	2,044	85	-	1,653	539	51	24	156	231	222	-		222	(9)	(6)	(5)	(5)
2018	2,228	93	-	1,806	518	49	27	170	246	242	-		242	(4)	(2)	(2)	(2)
2019	2,424	101	-	2,011	518	49	30	190	268	263	-		263	(5)	(3)	(2)	(2)
2020	2,607	109	-	2,203	518	49	33	208	289	283	-		283	(6)	(3)	(3)	(2)
2021	2,799	117	-	2,401	536	51	36	227	313	304	-		304	(9)	(4)	(3)	(3)
2022	3,002	125	-	2,702	536	67	40	336	442	326	-		326	(116)	(50)	(41)	(33)
2023	3,215	134	-	2,903	536	67	43	363	473	349	-		349	(124)	(49)	(40)	(32)
2024	3,440	143	-	1,066	2,621	329	16	134	478	373	-		373	(105)	(39)	(30)	(24)
2025	3,677	153	-	1,025	2,887	362	15	129	506	399	-		399	(107)	(36)	(28)	(22)
TOTAL	34,364	1,432	-	25,574	10,998	1,133	373	2,383	3,889	3,618	-		3,618				
														VAN	(45)	(15)	7
														Rapport BC	0.978	0.992	1.004

Table 3.5.6: TOGO: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

BÉNIN																	
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES				BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports		TOTAL		Valeur actualisée($M)		
															8%	10%	12%
2011	1,340	56	-	1,055	824	112	16	82	210	167	-		167	(43)	(43)	(43)	(43)
2012	1,468	61	-	1,314	227	33	19	119	171	183	-		183	11	11	10	10
2013	1,563	65	-	1,745	201	29	26	134	189	195	-		195	5	5	4	4
2014	1,696	71	-	3,373	175	17	50	-	66	211	-		211	145	115	109	103
2015	1,834	76	-	3,373	176	17	50	-	66	228	-		228	162	119	111	103
2016	1,967	82	-	3,373	186	17	50	-	67	245	-		245	178	121	110	101
2017	2,104	88	-	3,373	539	51	50	-	101	262	-		262	161	102	91	82
2018	2,247	94	-	3,373	518	47	50	-	97	280	-		280	183	107	94	83
2019	2,395	100	-	3,373	518	47	50	-	97	298	-		298	201	109	94	81
2020	2,575	107	-	3,373	518	47	50	-	97	321	-		321	224	112	95	81
2021	2,765	115	-	3,373	536	49	50	-	99	344	-		344	246	114	95	79
2022	2,965	124	-	3,373	536	49	50	-	99	369	-		369	271	116	95	78
2023	3,176	132	-	3,373	536	49	50	-	99	396	-		396	297	118	95	76
2024	3,398	142	-	3,373	2,621	239	50	-	289	423	-		423	134	49	39	31
2025	3,632	151	-	3,373	2,887	264	50	-	314	452	-		452	139	47	37	28
TOTAL	35,123	1,463	-	44,588	10,998	956	644	253	1,852	4,208	-		4,208				
														VAN	1,200	1,034	897
														Rapport BC	1.967	1.921	1.873

Table 3.5.7: BÉNIN : Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

SÉNÉGAL															
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
														8%	10%	12%
2011	2,670	111	-	604	2,299	407	9	94	510	451	-	451	(59)	(59)	(59)	(59)
2012	2,986	124	-	748	2,485	440	11	119	569	505	-	505	(65)	(60)	(59)	(58)
2013	3,115	130	-	1,035	2,332	412	15	152	580	526	-	526	(53)	(46)	(44)	(42)
2014	3,261	136	136	-	3,661	727	-	-	727	551	27	578	(149)	(118)	(112)	(106)
2015	3,683	153	-	805	3,520	896	12	55	963	622	-	622	(341)	(250)	(233)	(216)
2016	4,239	177	-	333	4,203	1,017	5	26	1,048	716	-	716	(332)	(226)	(206)	(188)
2017	4,456	186	-	978	3,814	877	14	75	967	753	-	753	(214)	(135)	(121)	(109)
2018	4,690	195	-	1,581	3,499	820	23	71	915	793	-	793	(122)	(71)	(63)	(55)
2019	4,941	206	-	1,843	3,499	820	27	85	932	835	-	835	(97)	(52)	(45)	(39)
2020	5,217	217	-	2,140	3,507	821	32	101	954	882	-	882	(72)	(36)	(31)	(26)
2021	5,527	230	-	2,448	3,520	824	36	116	976	934	-	934	(41)	(19)	(16)	(13)
2022	5,831	243	-	2,760	3,524	825	41	130	996	986	-	986	(10)	(4)	(4)	(3)
2023	6,153	256	-	3,098	3,524	825	46	147	1,017	1,040	-	1,040	23	9	7	6
2024	6,499	271	-	3,444	3,544	828	51	163	1,042	1,098	-	1,098	56	21	16	13
2025	6,862	286	-	3,112	4,245	1,017	46	147	1,210	1,160	-	1,160	(51)	(17)	(13)	(10)
TOTAL	70,129	2,922	136	24,929	51,176	11,148	360	1,388	12,895	11,402	27.0	11,429				
													VAN	(1,064)	(981)	(906)
													Rapport BC	0.86	0.86	0.85

Table 3.5.8: SÉNÉGAL: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

MALI															
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
														8%	10%	12%
2011	1,199	50	604	-	1,882	294	-	-	294	249	94	343	49	49	49	49
2012	1,301	54	748	-	2,133	338	-	-	338	270	119	388	50	47	46	45
2013	1,457	61	1,012	-	2,224	330	-	-	330	302	150	453	122	105	101	97
2014	2,212	92	-	136	1,624	228	2	36	266	459	-	459	193	153	145	138
2015	2,332	97	439	797	1,346	169	12	61	242	484	55	539	297	218	203	189
2016	3,026	126	-	1,545	1,346	169	23	121	313	628	-	628	315	214	196	179
2017	3,133	131	-	1,154	1,307	147	17	91	255	650	-	650	395	249	223	200
2018	3,297	137	-	928	1,708	181	14	42	236	684	-	684	448	261	230	202
2019	3,397	142	-	1,016	1,728	185	15	47	246	705	-	705	458	248	214	185
2020	3,554	148	-	1,171	1,728	185	17	55	257	737	-	737	480	240	204	173
2021	3,731	155	-	1,331	1,728	185	20	63	267	774	-	774	507	235	195	163
2022	3,912	163	-	1,449	1,780	190	21	68	280	811	-	811	532	228	186	153
2023	4,096	171	-	1,640	1,780	190	24	78	292	850	-	850	558	222	178	143
2024	4,285	179	-	1,831	1,780	190	27	87	304	889	-	889	585	215	169	134
2025	4,479	187	-	2,007	1,802	193	30	95	318	929	-	929	611	208	161	125
TOTAL	45,411	1,892	2,803	15,005	25,895	2,879	222	843	3,944	9,170	324.1	9,494				
													VAN	2,891	2,499	2,175
													Rapport BC	2.10	2.05	2.00

Table 3.5.9: MALI: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

LIBERIA																
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
														8%	10%	12%
2011	53	2	-	-	55	13	-	-	13	12	-	12	(1)	(1)	(1)	(1)
2012	117	5	-	-	122	28	-	-	28	27	-	27	(1)	(1)	(1)	(1)
2013	181	8	-	-	189	43	-	-	43	42	-	42	(1)	(1)	(1)	(1)
2014	252	10	-	-	262	60	-	-	60	58	-	58	(2)	(1)	(1)	(1)
2015	293	12	113	-	107	11	-	-	11	68	11	79	68	50	47	43
2016	310	13	117	-	107	11	-	-	11	72	11	83	73	49	45	41
2017	328	14	107	-	106	10	-	-	10	76	10	86	76	48	43	38
2018	351	15	809	-	882	66	-	-	66	81	61	142	76	44	39	34
2019	369	15	790	-	882	66	-	-	66	85	59	144	78	42	36	32
2020	398	17	759	-	882	66	-	-	66	92	57	149	83	41	35	30
2021	422	18	736	-	882	66	-	-	66	97	55	153	86	40	33	28
2022	451	19	708	-	882	66	-	-	66	104	53	157	91	39	32	26
2023	480	20	1,400	-	1,613	101	-	-	101	111	88	199	97	39	31	25
2024	509	21	1,866	-	2,124	125	-	-	125	118	110	227	102	38	30	23
2025	544	23	1,862	-	2,157	126	-	-	126	126	109	235	108	37	29	22
TOTAL	5,059	211	9,267	-	11,252	846	-	-	846	1,155	625.2	1,780				
													VAN	463	395	339
													Rapport BC	2.05	2.03	2.02

Table 3.5.10: LIBERIA: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

SIERRA LEONE															
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
														8%	10%	12%
2011	222	9	-	-	232	12	-	-	12	51	-	51	40	40	40	40
2012	293	12	-	-	305	13	-	-	13	68	-	68	54	50	49	48
2013	398	17	-	-	415	15	-	-	15	92	-	92	77	66	64	62
2014	533	22	-	-	555	15	-	-	15	123	-	123	108	86	81	77
2015	644	27	-	351	466	23	5	18	47	149	-	149	102	75	70	65
2016	785	33	-	352	466	23	5	30	58	181	-	181	123	84	76	70
2017	867	36	436	-	1,361	61	-	-	61	200	20	219	158	100	89	80
2018	907	38	844	-	1,865	83	-	-	83	209	37	247	164	96	84	74
2019	948	40	843	-	1,865	83	-	-	83	219	37	256	174	94	81	70
2020	995	41	796	-	1,865	83	-	-	83	230	35	265	182	91	77	66
2021	1,048	44	744	-	1,865	83	-	-	83	242	33	275	192	89	74	62
2022	1,101	46	690	-	1,865	83	-	-	83	254	31	284	202	87	71	58
2023	1,159	48	630	-	1,865	83	-	-	83	267	28	295	213	84	68	55
2024	1,212	50	583	-	1,872	83	-	-	83	280	26	305	223	82	65	51
2025	1,270	53	525	-	1,872	83	-	-	83	293	23	316	234	80	62	48
TOTAL	12,383	516	6,091	703	18,732	811	10	48	869	2,805	270	3,075				
													VAN	1,202	1,050	925
													Rapport BC	3.62	3.64	3.66

Table 3.5.11: SIERRA LEONE: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

GUINÉE															
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
														8%	10%	12%
2011	814	34	-	-	848	71	-	-	71	68	-	68	(3)	(3)	(3)	(3)
2012	960	40	-	-	1,000	102	-	-	102	81	-	81	(21)	(19)	(19)	(19)
2013	1,112	46	-	-	1,159	132	-	-	132	94	-	94	(39)	(33)	(32)	(31)
2014	1,294	54	-	-	1,348	163	-	-	163	109	-	109	(54)	(43)	(41)	(38)
2015	1,569	65	-	1,362	953	98	20	56	175	132	-	132	(43)	(31)	(29)	(27)
2016	1,769	74	-	1,400	493	30	21	112	163	149	-	149	(15)	(10)	(9)	(8)
2017	1,820	76	174	-	1,709	95	-	-	95	153	10	163	68	43	38	34
2018	1,877	78	4,099	-	5,872	265	-	-	265	158	185	343	78	45	40	35
2019	1,934	81	5,916	-	7,824	360	-	-	360	163	272	435	75	41	35	30
2020	1,991	83	7,625	-	9,667	454	-	-	454	168	358	526	72	36	30	26
2021	2,089	87	7,650	-	9,781	462	-	-	462	176	361	537	75	35	29	24
2022	2,158	90	7,594	-	9,782	462	-	-	462	182	359	540	78	34	27	22
2023	2,232	93	7,512	-	9,793	464	-	-	464	188	356	543	80	32	25	20
2024	2,301	96	7,455	-	9,797	464	-	-	464	194	353	547	83	30	24	19
2025	2,370	99	7,390	-	9,797	464	-	-	464	199	350	550	85	29	22	17
TOTAL	26,290	1,095	55,415	2,762	79,821	4,015	41	169	4,225	2,143	2,604	4,747				
													VAN	185	140	103
													Rapport BC	1.08	1.07	1.06

Table 3.5.12: GUINÉE: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

GUINÉE BISSAU															
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
														8%	10%	12%
2011	172	7	-	-	179	41	-	-	41	28	-	28	(13)	(13)	(13)	(13)
2012	188	8	-	-	196	45	-	-	45	31	-	31	(14)	(13)	(13)	(13)
2013	199	8	-	-	207	48	-	-	48	33	-	33	(15)	(13)	(13)	(12)
2014	210	9	-	-	219	51	-	-	51	34	-	34	(16)	(13)	(12)	(11)
2015	223	9	-	-	232	53	-	-	53	36	-	36	(17)	(12)	(11)	(11)
2016	236	10	-	-	245	57	-	-	57	39	-	39	(18)	(12)	(11)	(10)
2017	293	12	-	294	23	5	4	23	33	48	-	48	16	10	9	8
2018	354	15	-	396	0	0	6	18	24	58	-	58	34	20	18	16
2019	418	17	-	475	0	0	7	22	29	69	-	69	40	21	19	16
2020	486	20	-	548	0	0	8	26	34	80	-	80	46	23	19	17
2021	556	23	-	623	6	1	9	29	40	91	-	91	51	24	20	16
2022	587	24	-	654	6	1	10	31	42	96	-	96	54	23	19	16
2023	619	26	-	690	6	1	10	33	44	101	-	101	57	23	18	15
2024	652	27	-	733	7	2	11	35	47	107	-	107	60	22	17	14
2025	687	29	-	766	7	2	11	36	49	113	-	113	63	22	17	13
TOTAL	5,878	245	-	5,179	1,334	266	77	252	595	936	-	936				
													VAN	111	82	59
													Rapport BC	1.28	1.23	1.18

Table 3.5.13: GUINÉE BISSAU: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

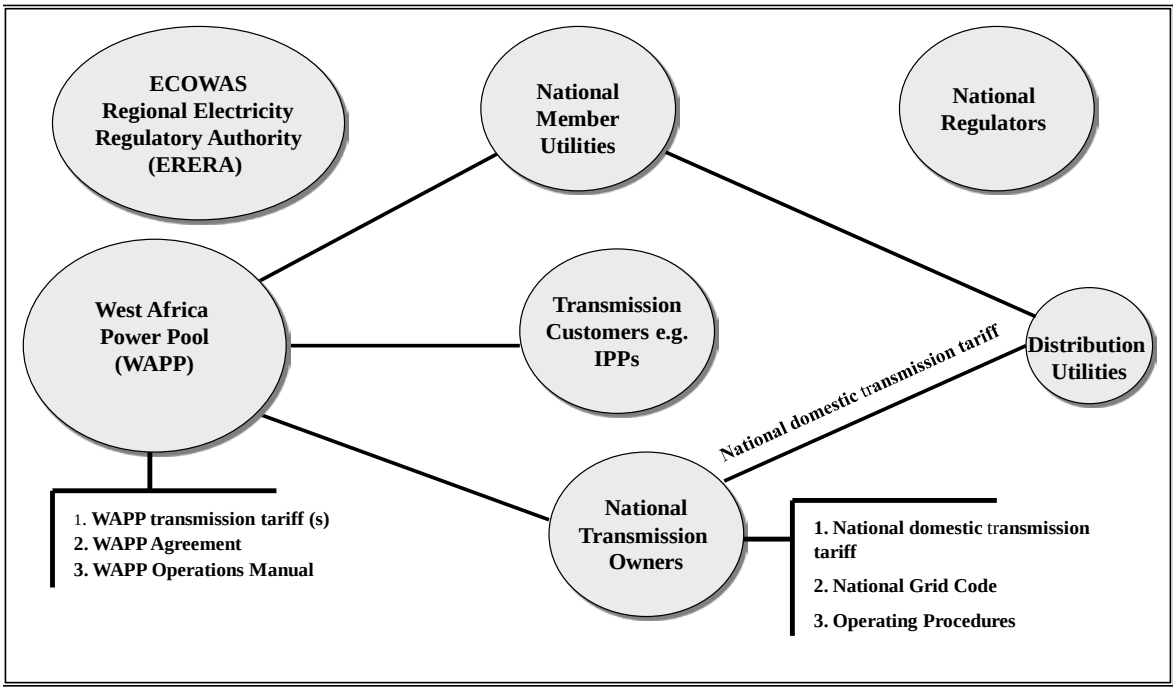
GAMBIE															
	ENERGIE					COUTS				REVENUS/BENEFICES			BENEFICES NETS			
	VENTES	PERTES	EXPORTS	IMPORTS	Génération interne	Cout Gén interne	FSTE	Cout import	TOTAL	Ventes domest.	Ventes exports	TOTAL		Valeur actualisée($M)		
														8%	10%	12%
2011	293	12	-	-	305	70	-	-	70	48	-	48	(22)	(22)	(22)	(22)
2012	357	15	-	-	372	86	-	-	86	59	-	59	(27)	(25)	(25)	(24)
2013	410	17	-	-	427	97	-	-	97	67	-	67	(30)	(26)	(25)	(24)
2014	463	19	-	-	482	110	-	-	110	76	-	76	(34)	(27)	(26)	(24)
2015	550	23	-	-	573	114	-	-	114	90	-	90	(24)	(18)	(16)	(15)
2016	697	29	-	-	726	149	-	-	149	114	-	114	(35)	(24)	(22)	(20)
2017	720	30	-	596	155	18	9	33	59	118	-	118	59	37	33	30
2018	744	31	-	739	36	5	11	33	50	122	-	122	72	42	37	33
2019	767	32	-	763	36	5	11	35	52	126	-	126	74	40	35	30
2020	790	33	-	793	37	5	12	37	54	130	-	130	75	38	32	27
2021	826	34	-	824	41	6	12	39	57	135	-	135	78	36	30	25
2022	855	36	-	837	57	8	12	40	60	140	-	140	80	34	28	23
2023	884	37	-	862	64	9	13	41	63	145	-	145	82	33	26	21
2024	919	38	-	900	65	9	13	43	65	151	-	151	85	31	25	20
2025	954	40	-	874	125	15	13	41	70	157	-	157	87	30	23	18
TOTAL	10,228	426	-	7,188	3,501	639	106	342	1,087	1,629	-	1,629				
													VAN	179	133	96
													Rapport BC	1.24	1.19	1.15

Table 3.5.14: GAMBIE: Evaluation AVEC Projets d'interconnexion

CHAPITRE 4 : STRATÉGIE DE MISE EN ŒUVRE DES PROJETS DE L'EEEOA

ANNEXE 1 - CADRE DOCUMENTAIRE DE L'EEEOA

ILLUSTRATION OF POSSIBLE
West Africa Power Pool Document Framework



Tractebel Engineering, l'une des premières sociétés de conseil en ingénierie à l'échelle européenne, fait partie de GDF SUEZ, un groupe industriel qui dispose d'une solidité financière pour relever les défis du futur. Avec près de 3 900 collaborateurs présents dans 20 pays, nous offrons des solutions d'ingénierie à nos clients actifs dans les domaines de l'électricité, du nucléaire, du gaz, de l'industrie et des infrastructures et ce tout au long du cycle de vie des projets. Nos compétences s'expriment au travers d'un large éventail de services d'ingénierie : Consultance, Conception et Assistance à Maîtrise d'Ouvrage. Nos clients sont des entreprises privées et publiques ainsi que des institutions nationales et internationales.

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.
Avenue Ariane 7
1200 Bruxelles - BELGIQUE
www.tractebel-engineering-gdfsuez.com

Yves BOUFFIOULX
tel. +32 2 773 83 79
fax +32 2 773 88 90
yves.bouffioulx@gdfsuez.com