

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

Rapport Final Tome 4 : Rapport de synthèse

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

Rapport Final Tome 4 : Synthèse du rapport

TABLE OF CONTENTS

1.	INTRO	DDUCTION	3			
2.	PHASE	S DE L'ETUDE	4			
3.	PROJETS REGIONAUX PRIORITAIRES					
	3.1.	Description des projets	6			
	3.2.	Phases d'investissement	.11			
	3.3.	Conclusions relatives à la liste des projets prioritaires	.13			
4.	CONCLUSIONS OPERATIONNELLES					
5.	STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE					
	5.1.	Identification des risques	.15			
	E 2	Decemmendations	1.4			

1. INTRODUCTION

Le présent document est la synthèse du Rapport Final de 'l'Actualisation du Plan Directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO'.

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. Ce plan permettra aux différents acteurs du secteur de l'électricité 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.

Les importants écarts entre les objectifs du dernier plan directeur régional (étude Nexant 2004) et le développement effectif des systèmes électriques aussi bien au niveau régional que national, ont mis en évidence la nécessité d'une mise à jour de ce plan directeur.

Ce rapport de synthèse présente la liste des projets régionaux prioritaires ainsi que les recommandations en termes d'exploitation et de stratégie de mise en œuvre.

PHASES DE L'ETUDE

Le programme global de développement et la liste finale des projets régionaux prioritaires ont été élaborés pas à pas au cours des étapes suivantes :

La collecte des données

Après une collecte de données menée dans l'ensemble des pays membres, le Consultant a proposé un inventaire complet et détaillé des moyens de production, des réseaux de transport et de la demande d'électricité composant le bilan offre/demande des 14 pays membres pour les 15 ans à venir. Cet inventaire a pour but d'avoir une vision claire de la situation énergétique et du potentiel de développement de chaque pays.

L'étude économique

L'analyse économique a d'abord mis en évidence, dans le cas d'un scénario de référence, les investissements de production et de transport qui permettent d'alimenter la charge de la sous-région à moindre coût.

Ensuite, à partir du plan régional de développement production — transport de référence, une étude complète de sensibilité par rapport à certains paramètres clés (niveau de charge, prix des combustibles, objectif volontariste de pénétration des énergies renouvelables, …) a été menée de manière à pouvoir mieux observer les points forts et les points faibles de chacun des projets.

Cette étape de l'étude a fourni un premier plan de développement transport et production, basé purement sur le critère économique.

L'étude technique du fonctionnement et de la stabilité du réseau

Cette étude s'est basée sur les résultats de l'étude économique pour vérifier que les investissements qui sont proposés mèneront à une exploitation fiable et stable du réseau. Le système électrique régional planifié aux horizons 2015, 2020 et 2025 a été modélisé et analysé.

L'étude a mené à des recommandations qui permettront de faire face aux problèmes d'exploitation qui seront rencontrés dans les années futures, en améliorant la stabilité du réseau et en respectant les critères de sécurité.

Cette étude technique a aussi contribué à modifier et compléter le plan de développement initialement proposé par l'étude économique.

L'analyse environnementale

Cette analyse a évalué l'impact environnemental et social des projets potentiels. La liste prioritaire des projets a été ajustée en fonction de cette analyse et les surcoûts environnementaux de certains projets ont été intégrés dans les résultats finaux.

L'analyse financière

La situation financière des compagnies d'électricité de la région a été analysée pour en déduire leur capacité à supporter les investissements requis. Le caractère régional de certains projets ainsi que le phasage proposé des projets prioritaires prend en compte les limitations d'appels de capitaux disponibles.

L'établissement de la liste des projets prioritaires régionaux

Les conclusions des différentes études ont permis de dégager un plan de développement qui soit réaliste, optimum d'un point de vue économique, et intégrant les contraintes techniques, environnementales et financières. A partir de ce plan de développement la liste prioritaire des projets de production et de transport régionaux a été établie compte tenu des critères régionaux définis avec l'EEEOA.

La stratégie de mise en œuvre

Dans le but de réaliser au mieux les projets régionaux, une analyse de mise en œuvre a été effectuée en deux étapes.

D'une part les faiblesses de l'ancienne approche de mise en œuvre des projets du Plan Directeur de l'EEEOA publié en 2004 ont été identifiées en étudiant les évolutions passées de la mise en œuvre de différents projets.

D'autre part des recommandations pour l'implémentation future des projets régionaux ont été établies en se basant sur les aspects juridiques, légaux, financiers et institutionnels.

PROJETS REGIONAUX PRIORITAIRES

Ce chapitre présente les projets de production et de transport considérés comme décidés par les pays membres et les projets candidats qui ont été retenus dans la liste d'investissements prioritaires régionaux. Une courte description de chaque projet est fournie reprenant ses caractéristiques, son coût estimatif et son état d'avancement.

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)

L'adéquation avec le plan directeur régional de transport (proximité et/ou couplage avec un projet de transport) est présentée.

L'étude a également mis en évidence les projets nationaux prioritaires pour chacun des pays membres, la liste exhaustive de ces projets est reprise dans le rapport final pour chacun des 14 pays membres.

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

3.1. Description des projets

1- Projet de centrale charbon à Sendou (Sénégal)

Centrale au charbon de **Sendou** – 875MW – 2532 M\$

Mise en service : 2016 – Stade de l'identification (*projet décidé*)

2- Projet Gouina : Interconnexion Kayes (Mali) -Tambacounda (Sénégal) pour l'évacuation de la centrale de Gouina (Mali)

Unité hydroélectrique de Gouina – 140 MW – 565 GWh -329 M\$

Ligne 225kV Kayes (**Mali**) – Tambacounda (**Sénégal**) – 280 km – 65 M\$

Mise en service : 2017 – EF et EIES disponibles pour Gouina (*projet décidé*)

2017-2019 – EF en cours pour Kayes-Tambacounda

3- Parc éolien 200 MW Sénégal-Gambie

Parc éolien Sénégal / Gambie – 200MW – 318 M\$

Mise en service par phases entre 2017 et 2021 – Stade de l'identification

4- Projet Aménagements hydroélectriques de Boureya (OMVS) - Badoumbé (OMVS) - Balassa (OMVS) et Koukoutamba (OMVS) et interconnexion entre Linsan (Guinée) et Manantali (Mali)

Balassa – 181 MW – 401 GWh – 171 M\$

Mise en service: 2017-2019 - Stade de l'identification

Badoumbé – 70 MW- 410 GWh – 197 M\$

Mise en service: 2017-2019 – EF disponible

Koukoutamba – 281MW – 455 GWh – 404 M\$

Mise en service: 2019-2021 – EF en cours

Boureya – 160 MW- 455 GWh – 373M\$

Mise en service : après 2021 – Stade de l'identification

Ligne 225kV double terne Linsan (Guinée) -Manantali (Mali) -131 M\$

Mise en service 1^{er} terne : 2017-2019 ; 2nd terne : 2019-2021

Stade de l'identification

Renforcement du tronçon Manantali-Bamako-Sikasso (Mali) – 151 M\$

5- Projet d'interconnexion Ghana-Burkina Faso-Mali

Ligne 225kV Bolgatanga(**Ghana**) – Bobo Diolasso(**Burkina Faso**)-Bamako(**Mali**) -742 km -230 M\$

Mise en service : 2015 – EF et EIES disponibles EC en cours (*projet décidé*)

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 (Guinée)

Kaléta – 240 MW – 3 x 80 MW – 946 GWh -267 M\$

Mise en service : 2015 – ED et EIES disponibles (projet décidé)

7- Projet OMVG : Boucle 225 kV entre le Sénégal, la Gambie, la Guinée-Bissau et la Guinée, et unité hydroélectrique de Sambangalou

Sambangalou – 128 MW – 4 x 32 MW – 402 GWh – 433 M\$ – Mise en service : 2017

Boucle **OMVG** 225kV – 1677 km – 576.5 M\$ – Mise en service : 2015-2017

ED et EIES disponibles (projet décidé)

8- Projet Aménagements hydroélectriques de Digan (OMVG)

Digan – 93.3MW – 243 GWh – 112 M\$

Mise en service : après 2021- Stade de l'identification

9- Projet de centrale hydroélectrique de Souapiti

Souapiti – 515MW – 2518 GWh – 796M\$

(Surcoût dû aux problèmes environnementaux)

Mise en service: 2017-2019 – EF disponibles

10- Projet de centrale hydroélectrique d'Amaria

Amaria – 300MW – 1435 GWh – 377M\$

Mise en service: 2019-2021 – Stade de l'identification

11- Projet de centrale hydroélectrique de Grand Kinkon et renforcement du tronçon ouest de l'OMVG

Grand Kinkon – 291MW – 720 GWh – 298 M\$

Mise en service : >2021 – EF disponibles

Renforcement du tronçon ouest de **l'OMVG** (seconde ligne) -141 M\$ ->2021

12- Projet de centrale hydroélectrique de Kassa (Guinée/Sierra Leone)

Kassa – 135 MW – 528 GWh – 214 M\$

Mise en service: 2019-2021 – Stade de l'identification

13- Projet d'interconnexion CLSG

Ligne CLSG 225 kV double terne – 1060 km – 430 M\$

Mise en service: 2015 – EF disponibles EIES en cours (projet décidé)

14- Projet de centrale hydroélectrique de Mount Coffee (Liberia)

Mount Coffee - 66 MW - 435 GWh - 383 M\$

Mise en service : 2015 - EF disponibles (*projet décidé*)

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

Bumbuna (première phase existante + seconde phase + extension de la première phase)

Total: 400 MW - 1560 GWh - 520 M\$

Second terne de la ligne « CLSG» 225kV – 1060 km – 69 M\$

Mise en service: 2017-2019 - EF et EIES disponibles pour Bumbuna 2+ Yiben

16- Projet de centrale hydroélectrique de Félou (OMVS)

Félou – 60 MW – 350 GWh -170 M\$

Mise en service : 2013 – Construction en cours (*projet décidé*)

17- Projet Solaire 150 MW Mali

Projet solaire 150MW - 549 M\$

Mise en service: Par phases entre 2019 et 2021 – stade de l'identification

18- Projet d'interconnexion Ségou (Mali)- Ferkessédougou (Côte d'Ivoire)

Ligne 225kV Ségou (Mali) - Ferkessédougou (Côte d'Ivoire) – 370 km – 175 M\$

Renforcement du **réseau Ivoirien** Ferkessédougou-Laboa – 285km – 100M\$

Mise en service: 2012 – Construction en cours (*projet décidé*)

19- Centrale Hydroélectrique de Tiboto et interconnexion Buchanan (Libéria) – San Pedro (Côte d'Ivoire)

Centrale hydroélectrique de **Tiboto** – 225 MW – 912 GWh – 578 M\$

Ligne 225kV Buchanan (**Libéria**) –San Pedro (**Côte d'Ivoire**) – 400km – 100M\$

Mise en service: 2019-2021 – Stade de l'identification

20- Projet de centrale hydroélectrique de Fomi et interconnexion Guinée-Mali (Fomi –Linsan, –Nzerekoré, –Bamako)

Centrale hydroélectrique de **Fomi** – 90 MW – 374 GWh – 156 M\$

Mise en service: 2017-2029 – EF et EIES disponibles

Ligne 225kV Linsan-Fomi – Fomi-Nzerekoré – Fomi-Bamako – 1350 km – 550M\$

Mise en service: 2017-2029 – Stade de l'identification

21- Axe d'évacuation Fomi (Guinée) – Boundiali (Côte d'Ivoire)

Ligne 225kV double terne Fomi(**Guinée**) -Boundiali (**Côte d'Ivoire**) -380km - 111M\$

Mise en service: 2019-2021 – Stade de l'identification

Renforcement de l'axe **Linsan-Fomi** en amont – 430km - 65 M\$

Renforcement de l'axe **Boundiali-Ferkéssédougou-Bobo Diolasso-Ouagadougou** en aval – 716km – 103 M\$

22- Projet de centrale hydroélectrique de Soubré (Côte d'Ivoire) et renforcement de l'axe d'évacuation vers Abidjan (Soubré-Taabo)

Soubré – 270MW – 1120 GWh – 620 M\$

Renforcement de la ligne 225kV Soubré-Taabo (Côte d'Ivoire) – 196 km – 69 M\$

Mise en service: 2017-2019 - EF et EIES disponibles

23- Projet d'interconnexion Dorsale Côtière

Projet d'interconnexion suivant la côte entre le Nigéria et la Côte d'Ivoire

- Ikeja West (Nigéria) Sakete (Bénin) construit
- Volta-Aboadze (**Ghana**) construit
- Volta (**Ghana**) Lomé (**Togo**) Sakete (**Bénin**) 84 M\$ 2013 en construction
- Aboadze (Ghana) Riviera (Côte d'Ivoire) 57 M\$ 2017 EF et EIES en cours

24- Projet de centrale thermique d'Aboadze (Ghana)

Aboadze cycle combiné 400 MW - 356 M\$

Mise en service : 2014 – Stade de l'identification (projet décidé)

25- Interconnexion Bolgatanga (Ghana) – Ouagadougou (Burkina Faso)

Ligne 225 kV Bolgatanga (**Ghana**)–Ouagadougou (**Burkina Faso**) – 206 km – 74 M\$

Mise en service : 2013 – Construction en cours (*projet décidé*)

26- Projet d'axe 330kV Nord-Sud au Ghana

Ligne 330 kV entre Prestea et Bolgatanga (**Ghana**) – 640 km – 240 M\$

Mise en service: 2017-2019 – EF disponibles, EIES et ED en cours

27- Projet de centrale hydroélectrique d'Adjaralla (Togo)

Adjaralla– 147 MW – 366 GWh – 333M\$

Mise en service : 2017– EF+EIES disponibles, EIES et EC en cours (*projet décidé*)

28- Projet de cycle combiné au Togo et renforcement de la dorsale sud

Togo CC – 450 MW – 401 M\$

Renforcement du tronçon Lomé (Togo) - Sakété (Bénin) : 46M\$

Mise en service: >2021 – Stade de l'identification

29- Projet de centrale thermique de Maria Gleta (Bénin)

Maria Gleta – 450 MW - 401 M\$

Mise en service: 2014 - EF et EIES disponibles (*projet décidé*)

30- Projet Solaire 150 MW Burkina Faso

Projet solaire 150MW - 549 M\$

Mise en service: Par phases entre 2017 et 2019 – stade de l'identification

31- Projet Corridor Nord

Ligne 330 kV - 832 km - 540 M\$

Niamey (**Niger**)- Birnin Kebbi (**Nigeria**)- Malanville (**Bénin**)- Ouagadougou (**Burkina Faso**)

Mise en service: 2017-2019 - EF disponible

32- Projet de centrale hydroélectrique de Mambilla et réseau 760kV

Réseau 760 kV à travers le Nigéria – 2700 km – 2000 M\$

Mise en service: 2019-2021 - Stade de l'identification

Mambilla - 2600MW - 11214 GWh - 4000 M\$

Mise en service : > 2021 – Stade de l'identification

33- Projet de centrale hydroélectrique de Zungeru (Nigéria) et évacuation au travers de la dorsale médiane

Zungeru: 700 MW – 3019 GWh – 1077 M\$

Mise en service: 2017-2019 – EF et EIES disponibles

Projet « **Dorsale Médiane** » 330kV – 713 km -238 M\$

Mise en service: 2019-2021 – Stade de l'identification

34- Parc éolien 300 MW Nigéria-Nord

Projet éolien 300MW - 477 M\$

Mise en service: Par phases à partir de 2021 – stade de l'identification

35- Renforcement Bénin-Nigéria

Lignes double terne 330 kV Sakete ($\mathbf{B\acute{e}nin}$) - Omotosho ($\mathbf{Nig\acute{e}ria}$) - 120km - 39 M\$

Mise en service: après 2021 – stade de l'identification

36- Projet de centrale au charbon de Salkadamna (Niger) et raccordement au réseau interconnecté de la CEDEAO

Unité au charbon de **Salkadamna** – 200 MW – 573 M\$

Possibilité d'augmenter la capacité du site à plus long-terme

Ligne 225kV Salkadamna-Niamey (Niger) – 190km - 72 M\$

Mise en service : 2019-2021 – Stade de l'identification

3.2. 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 1 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.

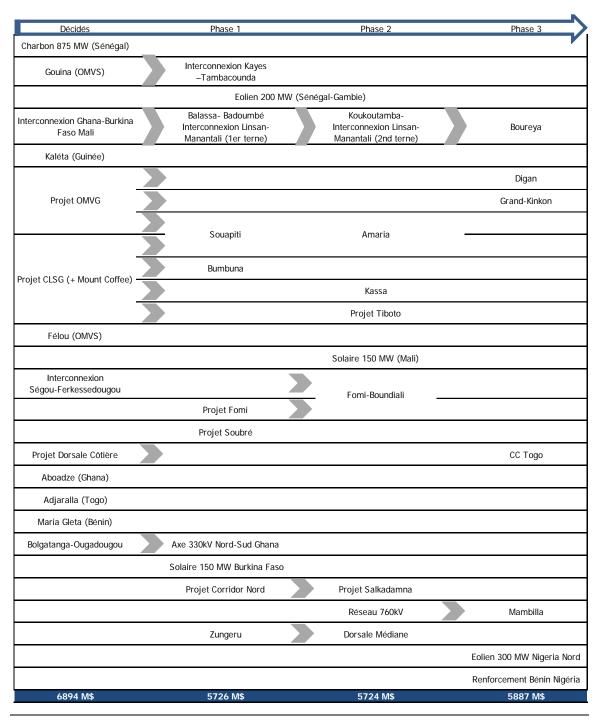


Figure 1: Phasage des projets et présentation des interactions

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.

3.3. Conclusions relatives à la liste des projets prioritaires

L'étude économique a montré l'intérêt du développement massif de l'hydroélectricité en Afrique de l'Ouest et de la construction d'un réseau de transport fiable permettant le partage des ressources dans toute la région.

Néanmoins, il a été souligné que dans un cadre régional où les paramètres macroéconomiques pourraient influencer fortement le coût actualisé, il est important de maintenir un **mix énergétique équilibré** entre les différentes ressources afin de garantir un coût de développement raisonnable en toutes circonstances et d'assurer la viabilité technique et financière du plan de développement.

Enfin, les variantes ont montré l'intérêt d'un scénario volontariste de développement d'énergie renouvelable à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest. Un objectif de 10% d'énergie renouvelable hors hydro à l'horizon 2020 a été considéré comme ambitieux mais réalisable par les différents pays. Dans ce cas, le coût actualisé ne serait que moyennement impacté (2%) et permettrait à certaines régions ne possédant que peu de ressources hydroélectriques ou gazières de réduire leur dépendance énergétique. C'est pourquoi quelques projets renouvelables de grande taille ont été proposés parmi les projets régionaux prioritaires. Il est de plus recommandé aux pays ayant un grand potentiel solaire ou éolien ou ayant des ressources de biomasse de développer ces ressources à l'échelle nationale. Certains pays ont d'ores et déjà inclus de tels projets dans leurs plans de développement.

Compte tenu de ces différents aspects, le mix énergétique proposé pour la région de l'Afrique de l'Ouest dans un scénario volontariste de développement d'énergie renouvelable est le suivant :

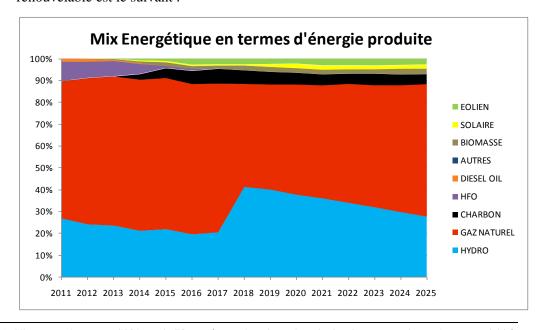


Figure 2: Mix énergétique pour l'Afrique de l'Ouest (scénario volontariste de développement d'énergie renouvelable)

Enfin, un calcul préliminaire des **crédits d'émissions CO₂** (Certified Emission Reduction – CER), exprimé en tCO₂, été effectué permettant d'évaluer les gains supplémentaires qui pourraient résulter du Mécanisme du Développement Propre (MDP) du protocole de Kyoto. Le gain total pour les projets prioritaires régionaux hydro/éolien/solaire a été évalué à **19 millions tCO₂**.

Notons que les pays suivants ont déjà des projets MDP enregistrés : Mali, Sénégal, Côte d'Ivoire et Liberia. En particulier, le projet Félou au Mali a été enregistré comme projet MDP en 2010. Pour les autres projets une analyse d'éligibilité plus poussée sera nécessaire afin de confirmer la faisabilité MDP.

4. CONCLUSIONS OPERATIONNELLES

L'étude technique, en plus de contribuer à la création de la liste de projets prioritaires régionaux, a mis en avant certaines contraintes opérationnelles auxquelles le réseau d'Afrique de l'Ouest aura à faire face dans les prochaines années.

Premièrement, l'interconnexion des différents systèmes se fera progressivement, et dans cette progression vers un système fortement interconnecté et stable, le réseau devra passer par un état intermédiaire plus faiblement interconnecté et moins stable. Cet état sera sujet aux problèmes de stabilité suivants :

- Des problèmes de stabilité en petits mouvements. Des oscillations mal amorties apparaitront, liées aux grandes distances parcourues par le réseau. Ces oscillations réduiront la stabilité et pourront même rendre le système inexploitable. Pour y remédier, il est recommandé d'installer des Systèmes de Stabilisation de Puissance (PSS) sur les plus grosses machines existantes dans le réseau, et d'imposer l'installation de PSS sur toute nouvelle machine.
- La non-conformité avec le critère d'exploitation N-1. Le développement du système tel qu'il est prévu ne respectera pas le critère N-1. Respecter ce critère impliquerait des investissements massifs en transport qui ne seraient pas justifiés économiquement. A l'inverse, il est recommandé de se baser sur des systèmes de protection spéciaux et des systèmes de défense (Délestage en fréquence (UFLS), en tension (UVLS), protection de débouclage). Bien moins chers, ces systèmes devront être harmonisés entre les pays.

Deuxièmement, la croissance de la charge, tant active que réactive, va demander de renforcer le réseau. Afin de limiter ces renforcements et les investissements associés, il est recommandé d'atteindre un facteur de puissance de 0.9 minimum au niveau de la distribution afin de décharger les lignes de transport de la puissance réactive qui pourrait y circuler. Dans les zones urbaines ou industrielles, il est même recommandé d'atteindre une valeur de 1.

Troisièmement, certains pays prévoient d'importer de grandes quantités d'énergie. Cet import n'est réalisable qu'à condition de pouvoir supporter la tension du réseau. Or ces pays, justement parce qu'ils importent, disposeront de moins d'unités de génération pour supporter la tension. Il est donc recommandé de toujours garder un minimum de génération dans chaque pays, et d'installer des Systèmes de Compensation (SVC) pour soutenir la tension aux endroits les plus difficiles à gérer.

Quatrièmement, à cause des longues distances parcourues par les lignes d'interconnexion, les échanges d'électricité entre pays seront limités par la stabilité du système. Limiter ces échanges à des valeurs fixes est possible mais ces valeurs devraient alors être fixées à des valeurs faibles pour faire face à tous les cas de figures possibles. Cette solution n'est donc pas acceptable économiquement. Pour maximiser les échanges tout en assurant la sécurité du système, il est nécessaire de calculer les valeurs des limites de stabilité quotidiennement, pour adapter l'exploitation aux conditions du réseau. Cela nécessite un système d'échange d'information performant et commun aux pays d'Afrique de l'Ouest, pour pouvoir partager les prévisions nationales du réseau de chaque pays afin d'effectuer des calculs, à l'avance, ayant pour but d'identifier les futures limites de stabilité. A cet égard, le Centre d'Information et de Contrôle (CIC) de l'EEEOA pourrait apporter la solution.

STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE

5.1. Identification des risques

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.
- 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.

5.2. Recommandations

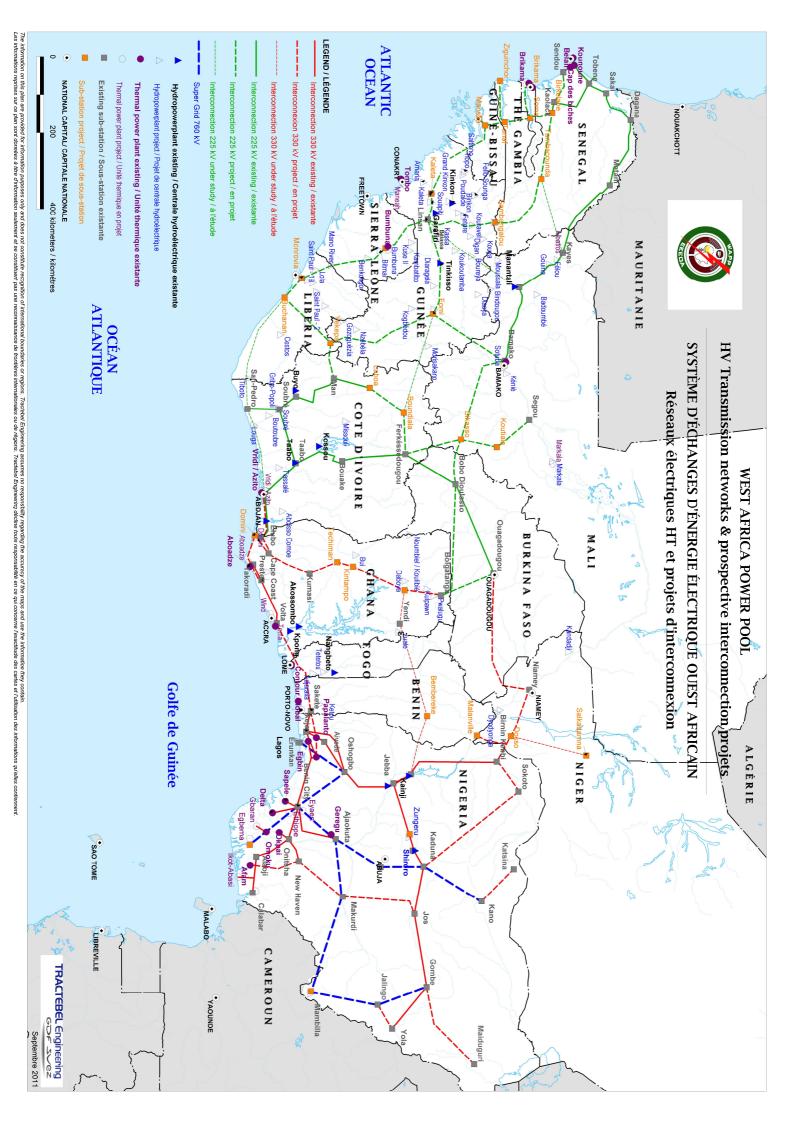
Pour assurer la bonne mise en œuvre du plan directeur en production et transport de l'EEEOA, les points suivants sont recommandés :

- 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.

- 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.

Concernant la situation financière des Etats Membres, les recommandations suivantes sont émises :

- 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.





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