



Mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique

Rapport Final

Tome 5 : Programme d'investissement prioritaire et stratégie de mise en œuvre

Décembre 2018

TRACTEBEL
ENGIE

Financement



European Union

11th EDF Regional Indicative Programme
Financing agreement EDF/2017/ 039-384

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
 1000 - Brussels - BELGIQUE
 tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 9900
 engineering@tractebel.engie.com
 tractebel-engie.com

TECHNICAL DOCUMENT



Our ref.: **WAPP-MP/4NT/0626064/004/06**

TS:

Imputation: P.011966/0004

INTERNAL

Client:

Project:

MISE À JOUR DU PLAN DIRECTEUR RÉVISÉ DE LA CEDEAO POUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ELECTRIQUE

Subject:

TOME 5: Programme d'investissement prioritaire et stratégie de mise en œuvre

Comments:

06	2019 01 14	FIN	*F. Sparavier *L. Charlier *L. Bouzat	*J. Dubois	*J. Dubois
05	2018 12 14	FIN	*B. Wibrin	*J. Dubois	*J. Dubois
04	2018 10 30	FIN	*B. Wibrin	*J. Dubois	*J. Dubois

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
------	----------	-------	---------	----------	----------	-----------

*This document is fully completely signed on 2019.01.14

TOME 5 : Programme d'investissement prioritaire et stratégie de mise en œuvre

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	11
1.1. Contexte.....	11
1.2. Objectifs du projet.....	12
1.3. Organisation du rapport de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique	13
1.4. Objectifs du Tome 5.....	14
2. REVUE DU PLAN D'INVESTISSEMENT PRIORITAIRE 2012-2025.....	15
2.1. Projets prioritaires mis en service sur la période 2012-2018.....	15
2.1.1. Centrale hydroélectrique de Félou (OMVS).....	15
2.1.2. Ligne Ségou (Mali) – Ferkessédougou (Côte d'Ivoire).....	16
2.1.3. Centrale hydroélectrique de Soubré (Côte d'Ivoire).....	16
2.1.4. Centrale hydroélectrique de Kaleta (Guinée).....	17
2.1.5. Centrale hydroélectrique de Mount Coffee (Libéria)	17
2.1.6. Axe 330 kV Nord – Sud du Ghana.....	17
2.1.7. Interconnexion Bolgatanga (Ghana) – Ouagadougou (Burkina Faso).....	18
2.2. Analyse des écarts avec le Plan Directeur 2012 – 2025.....	18
2.3. Retours d'expérience sur les difficultés et les facteurs de réussite dans le développement des projets prioritaires.....	21
2.3.1. Leçons tirées du précédent plan directeur.....	21
2.3.2. Facteurs de réussite	23
2.3.3. Facteurs exogènes au secteur de l'électricité.....	25
2.3.4. Facteurs endogènes du secteur de l'électricité.....	26
3. PROJETS PRIORITAIRES POUR LA PERIODE 2019-2033	29

3.1.	Projets prioritaires à court-terme (2018-2022).....	30
3.1.1.	Projets décidés.....	30
3.1.2.	Autres projets prioritaires.....	58
3.2.	Projets prioritaires à moyen-terme (2023—2029).....	65
3.2.1.	Projets décidés.....	65
3.2.2.	Autres projets prioritaires.....	80
3.3.	Projets prioritaires à long-terme (à partir de 2030)	116
3.4.	Synthèse	137
4.	STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE DU PLAN DIRECTEUR ACTUALISE.....	138
4.1.	Généralisation et standardisation des cadres institutionnels et organisationnels des projets régionaux.....	138
4.2.	Identifications de nouvelles sources de financement pour la mise en œuvre des mesures d’atténuation des impacts environnementaux et sociaux des projets	139
4.3.	Identifications de nouvelles sources de financement pour la les activités de préparation de projet.....	139
4.4.	Opérationnalisation du département en charge du suivi de l’implémentation des projets prioritaires au sein de l’EEEOA	139
4.5.	Développement d’un logiciel de référence pour renforcer la coordination entre les planifications nationales et le du plan directeur régional.....	140
4.6.	Développement d’appels d’offres « plug and play » pour le développement des énergies renouvelables intermittentes	141
4.7.	Renforcement de la coordination de l’EEEOA avec les partenaires influents du secteur	141
4.8.	Préconisation d’une amélioration de la coordination sectorielle des Institutions de Financement du Développement (IFD)	141
5.	PLAN D’ACTION POUR L’EEEOA	143
5.1.	Support au développement des énergies renouvelables	143
5.2.	Suivi du développement des projets portés par d’autres entités régionales .	145
5.3.	Support à l’exploitation optimale du réseau interconnecté.....	145
5.4.	Mise en œuvre de plans d’action pour améliorer la performance des sociétés d’électricité membres de l’EEEOA.....	146
5.5.	Plan d’action permettant de favoriser la mise en œuvre diligente des projets	147
	ANNEXE A : SYNTHESE DES PROJETS PRIORITAIRES	149

Projets prioritaires de production	150
Projets prioritaires de transport	153
Actions transverses	155
ANNEXE B: MODES DE DEVELOPPEMENT DES PROJETS PRIORITAIRES ET CONDITIONS PREALABLES AU FINANCEMENT	156
Modes de développement de projet	156
Conditions préalables au financement	158
ANNEXE C: ADEQUATION DU PLAN AVEC LES ACCORDS DE PARIS	160

TABLE DES FIGURES

Figure 1: Synthèse de l'avancement des projets de production	19
Figure 2: Synthèse de l'avancement des projets de lignes de transport	20
Figure 3: Taux d'utilisation de la centrale (heures de fonctionnement équivalentes à puissance maximale) [Maria Gleta]	60
Figure 4: Coût marginal moyen [Côte d'Ivoire Sud]	62
Figure 5: Coût marginal moyen [Burkina Faso]	81
Figure 6: Coût marginal moyen [Mali - Sikasso]	83
Figure 7: Coût marginal moyen [Nord Côte d'Ivoire]	86
Figure 8: Coût marginal moyen [Gambie]	88
Figure 9: Coût marginal moyen [Nord Bénin].....	90
Figure 10: Coût marginal moyen [Nord Nigeria]	92
Figure 11: Coût marginal moyen [Nord Ghana]	94
Figure 12: Coût marginal moyen [Nord Togo].....	96
Figure 13: Coût marginal moyen [Guinée Nord]	98
Figure 14: Coût marginal moyen [Guinée Nord]	100
Figure 15: Coût marginal moyen [Guinée Nord]	102
Figure 16: Coût marginal moyen [Guinée Nord]	104
Figure 17: Taux d'utilisation de la centrale (heures de fonctionnement équivalentes à puissance maximale) [Aboadze]	106
Figure 18: Coût marginal moyen [Niger]	118
Figure 19: Coût marginal moyen [Burkina]	120
Figure 20: Coût marginal moyen [Mali]	122
Figure 21: Taux d'utilisation de la centrale (heures de fonctionnement équivalentes à puissance maximale) [Songon]	125
Figure 22: Pourcentage optimal d'énergie renouvelable (hors hydro) dans le mix énergétique	143
Figure 23: Besoins de financement estimés par IRENA pour le développement du secteur électrique en Afrique entre 2015 et 2030	160

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1: Hypothèses pour l'analyse économique [Maria Gleta]	59
Tableau 2: Hypothèses pour l'analyse économique [Boutoubre]	62
Tableau 3: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Burkina Faso]	81
Tableau 4: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Mali]	83
Tableau 5: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Côte d'Ivoire].....	85
Tableau 6: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Gambie]	87
Tableau 7: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Bénin].....	89
Tableau 8: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Nigeria]	91
Tableau 9: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Ghana]	93
Tableau 10: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Togo].....	95
Tableau 11: Hypothèses pour l'analyse économique [Grand Kinkon].....	97
Tableau 12: Hypothèses pour l'analyse économique [Morisanako]	99
Tableau 13: Hypothèses pour l'analyse économique [Bonkon Diara]	101
Tableau 14: Hypothèses pour l'analyse économique [Boureya].....	104
Tableau 15: Hypothèses pour l'analyse économique [Aboadze].....	106
Tableau 16: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Niger]	118
Tableau 17: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Burkina].....	120
Tableau 18: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Mali Est].....	121
Tableau 19: Hypothèses pour l'analyse économique [Songon].....	125
Tableau 20: Comparaison des différents modes de gestion des services publiques	158

ACRONYMES

ABN	<i>Autorité du bassin du Niger</i>
ADB	<i>Asian Development Bank</i>
AFD	<i>Agence Française de développement</i>
AIE	<i>Agence Internationale de l'Energie</i>
ARREC	<i>Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO</i>
BIO	<i>Centrale biomasse</i>
CAPEX	<i>Coûts du Capital (Capital Expenditure)</i>
CC	<i>Cycle Combiné</i>
CEB	<i>Communauté Electrique du Bénin</i>
CEDEAO	<i>Communauté Economique des États de l'Afrique de l'Ouest</i>
CEET	<i>Compagnie Energie Electrique du Togo</i>
DGE	<i>Direction Générale de l'Energie</i>
CDN	<i>Contributions Déterminées au niveau National</i>
CIC	<i>Centre d'Information et de Coordination de l'EEEOA</i>
CIE	<i>Compagnie Ivoirienne d'Electricité</i>
CI-ENERGIES	<i>Côte D'Ivoire Energies</i>
CLSG	<i>Boucle Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée</i>
CO	<i>Cycle Ouvert</i>
COAL	<i>Charbon</i>
COD	<i>Démarrage de l'exploitation (Commercial Operation Date)</i>
CP	<i>Charbon Pulvérisé</i>
CSP	<i>Energie solaire concentrée</i>
CUE	<i>Coût de l'énergie non desservie (Cost of Unserved Energy)</i>
(D)DO	<i>Diesel ordinaire</i>
DAM	<i>Avec lac de retenue</i>
DI	<i>Groupe diesel</i>
DNI	<i>Irradiation Directe Normale (Direct Normal Irradiation)</i>
DSO	<i>Société de distribution d'électricité (Distribution System Operator)</i>
(E)ENS	<i>(Espérance d')énergie non desservie ((Expected) Energy Not Served)</i>
EAGB	<i>Electricidade e Aguas da Guine-Bissau</i>
EDG	<i>Electricité de Guinée</i>
EDM	<i>Electricité du Mali</i>
EDSA	<i>Electricity Distribution Supply Authority</i>
EEEOA	<i>Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain</i>
EGTC	<i>Electricity Generation and Transmission Company</i>
EIB	<i>Banque Européenne d'investissement (European Investment Bank)</i>
EnR (ou ENR)	<i>Energies Renouvelables</i>
EUR (ou €)	<i>Euro</i>
FCFA	<i>Francs CFA</i>

FMI	<i>Fonds Monétaire International</i>
(A)GAO (WAGP(A))	<i>(Autorité du) Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (Western Africa Gas Pipeline (Association))</i>
GENCO	<i>Société de production d'électricité (GENeration Corporation)</i>
GHI	<i>Irradiation Horizontale Globale (Global Horizontal Irradiation)</i>
GNL	<i>Gaz Naturel Liquéfié</i>
GO	<i>Gasoil</i>
GRIDCo	<i>Compagnie de transport d'électricité du Ghana</i>
GRT	<i>Gestionnaire du réseau de transport (Transmission System Operator)</i>
GT (ou TG)	<i>Turbine à gaz</i>
GWh	<i>Giga Watt heure</i>
HFO	<i>Fioul lourd</i>
HRSG	<i>Chaudière de récupération (Heat Recovery Steam Generator)</i>
HYD	<i>Centrale hydroélectrique</i>
IFD	<i>Institution de Financement du Développement</i>
IFI	<i>Institution de financement internationale</i>
IPP	<i>Producteur Indépendant (Independant Power Producer)</i>
IPT	<i>Transporteur privé d'électricité (Independant Power Transporter)</i>
IRENA	<i>Agence internationale des énergies renouvelables (International Renewable Energy Agency)</i>
JET	<i>Jet A1</i>
LCO	<i>Brut léger</i>
LCOE	<i>Coût moyen de l'énergie produite (Levelized Cost of Electricity)</i>
LEC	<i>Liberia Electricity Corporation</i>
LFC	<i>Lit Fluidisé Circulant</i>
LFO	<i>Fioul léger</i>
LOLE	<i>Espérance de perte de charge (Loss of Load Expectation)</i>
LOLP	<i>Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability)</i>
MMBTU	<i>Million British Thermal Unit</i>
Mpc/j	<i>Millions de pieds cube/jour</i>
MRU	<i>Union de la Rivière Mano (Mano river Union)</i>
N/A	<i>Non disponible (not available)</i>
NAWEC	<i>National Water and Electricity Company</i>
NG	<i>Gaz naturel</i>
NIGELEC	<i>Société Nigérienne d'Electricité</i>
NTP	<i>Ordre d'exécution (Notice to proceed)</i>
O&M	<i>Operation & Maintenance</i>
OCDE	<i>Organisation de coopération et de développement économiques</i>
OLTC	<i>Changeur de prises en charge (On Load Tap Changer)</i>
OMVG	<i>Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie</i>
OMVS	<i>Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal</i>
ONEE	<i>Office National de l'Electricité et l'Eau Potable (Maroc)</i>
OPEX	<i>Coûts d'exploitation (Operating Expenditure)</i>
PCI	<i>Pouvoir Calorifique Inférieur</i>

PEAC	<i>Pool Energétique d'Afrique Centrale</i>
PIB	<i>Produit Intérieur Brut</i>
PPA	<i>Contrat d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement)</i>
PPP	<i>Partenariat Public Privé</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
pu	<i>Par unité (per unit)</i>
PV	<i>Centrale Photovoltaïque</i>
ROR	<i>au fil de l'eau (Run Of River)</i>
SAIDI	<i>Indicateur de la durée moyenne de coupures sur le système (System Average Interruption Duration Index)</i>
SAIFI	<i>Indicateur de la fréquence moyenne de coupures sur le système (System Average Interruption Frequency Index)</i>
SBEE	<i>Société Béninoise d'Energie Electrique</i>
SENELEC	<i>Société nationale d'électricité du Sénégal</i>
SOGEM	<i>Société de Gestion de l'Energie de Manantali</i>
SONABEL	<i>Société nationale d'électricité du Burkina</i>
ST (ou TV)	<i>Turbine à vapeur</i>
SVC	<i>Compensation de puissance réactive (Static Var Compensation)</i>
TCN	<i>Transmission Company of Nigeria</i>
UE	<i>Union Européenne</i>
UFSR (FSRU)	<i>Unité Flottante de Stockage et Regazéification (Floating Storage and Regaseifaction Unit)</i>
USD (ou US\$ ou \$)	<i>Dollar Américain</i>
VRA	<i>Volta River Authority</i>
VS	<i>Valeur Standard</i>
WT	<i>Eolienne</i>

1. INTRODUCTION

1.1. Contexte

La Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) est une communauté économique régionale d'une superficie de 5.1 millions de km carrés, qui englobe 17% du continent africain. Avec une population de plus de 300 millions d'habitants en 2017, les États membres de la CEDEAO abritent environ un tiers de la population de l'Afrique subsaharienne.

La CEDEAO a été créée avec pour mandat de promouvoir l'intégration économique dans tous les domaines d'activité. Les quinze États membres sont le Bénin, le Burkina Faso, le Cap-Vert, la Côte d'Ivoire, la Gambie, le Ghana, la Guinée, la Guinée-Bissau, le Libéria, le Mali, le Niger, le Nigéria, le Sénégal, la Sierra Leone et le Togo. Le Traité de la CEDEAO (également connu sous le nom de Traité de Lagos) a établi la communauté lors de sa signature à Lagos, au Nigeria, le 28 mai 1975.

L'une des étapes les plus importantes de l'intégration économique dans le domaine de l'énergie a été la création, en 2006, du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest-Africain (EEEOA). L'EEEOA favorise l'intégration des systèmes énergétiques nationaux des 14 pays continentaux de la CEDEAO dans un marché régional unifié de l'électricité avec pour objectif ultime de fournir à moyen et long-terme une énergie régulière et fiable à un coût compétitif pour les citoyens de la région de la CEDEAO.

Cependant, la région, caractérisée par une grande diversité culturelle, linguistique, démographique et territoriale (ressources naturelles), est confrontée à d'importants défis notamment d'accès à l'énergie durable de sa population. Les Etats membres de la CEDEAO sont toutefois animés d'une volonté commune d'offrir "une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous", conformément aux trois objectifs principaux de l'initiative Énergie durable pour tous (SE4All) lancée par le Secrétaire Général des Nations Unies.

Les pays d'Afrique de l'Ouest ont une opportunité unique d'atteindre leurs objectifs grâce à leur potentiel renouvelable encore largement sous-exploité (incluant l'énergie solaire, éolienne et hydro-électrique). La transformation énergétique se fera à la fois sur le réseau et hors réseau. Il s'agit du développement de mini-réseaux avec une production d'énergie hybride, des projets renouvelables centralisés et décentralisés potentiellement couplés à une demande plus flexible, grâce à des technologies de stockage et de compteurs intelligents.

Plusieurs initiatives telles que l'*initiative africaine sur les énergies renouvelables* et la *Politique de la CEDEAO sur les énergies renouvelables* soutiennent cette transformation. Toutefois, une telle révolution nécessite un financement, une feuille de route et une coopération internationale. Dans ce contexte, le système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain joue un rôle majeur en soutenant le développement de grands projets énergétiques dans la sous-région.

1.2. Objectifs du projet

Le Système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest Africain soutient la coopération et favorise le développement de projets régionaux. En 2012, l'Autorité des chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO a approuvé, par le biais de l'Acte complémentaire A / SA.12 / 02/12, une liste de 59 projets prioritaires pour la sous-région issus du plan directeur révisé de la CEDEAO préparé par Tractebel.

Compte tenu de :

- l'évolution du paysage énergétique,
- du contexte socio-économique de l'Afrique de l'Ouest au cours des cinq dernières années et
- des difficultés dans la mobilisation de financement public dans la sous-région, le développement du système électrique en Afrique de l'Ouest s'est vu s'écarter de ses objectifs par rapport à la vision 2011. Un grand nombre de défis affectent l'efficacité des services publics sur plusieurs aspects, y compris les points de vue financiers, réglementaires, techniques et organisationnels. La feuille de route du développement énergétique de la région de l'EEEOA devrait également être influencée par l'augmentation de la pénétration des sources d'énergie renouvelables (EnR). Grâce à la diminution significative des coûts et aux engagements pris vers une transition énergétique durable, de nombreux pays de l'EEEOA ont révisé leurs objectifs d'EnR et lancé des projets solaires et éoliens.

Par conséquent, même si certains projets phares de production et de transport ont vu le jour, de nombreux autres restent en développement ou ont été fortement retardés. En parallèle, certains nouveaux projets non anticipés ont émergé.

Dans ce contexte, l'étude présente quatre objectifs principaux distincts :

- Évaluer l'**État de mise en œuvre** des projets prioritaires identifiés en 2011 à travers la compréhension des principaux obstacles au développement de ces projets et l'identification des enseignements tirés qui seront pris en compte lors de l'actualisation du plan directeur ;
- Identifier les **principaux défis et facteurs critiques** affectant la performance des sociétés d'électricité dans leurs activités de service public et proposer des **plans d'actions** et de mesures correctives afin d'adresser ces contraintes à la pérennité de leurs services sur les aspects politiques, réglementaires et financiers;
- Évaluer les opportunités et les contraintes liées au déploiement de **sources d'énergie renouvelable** dans le système électrique sous-régional (potentiel, économie, contraintes réseau,...);
- Présenter une vision claire, globale et cohérente du développement futur des installations de production et de transport d'électricité avec une liste de **projets prioritaires** pour Afrique de l'Ouest prenant en compte les nouveaux moteurs de la production et de la consommation d'électricité, tout en intégrant le développement actuel du système d'énergie au niveau national et régional et en proposant des recommandations pour faciliter la mise en œuvre des projets.

Cela conduira à une **actualisation du plan directeur de la CEDEAO pour la production et le transport de l'énergie électrique**, une étude exhaustive qui fournit une base rationnelle pour la prise de décision et la mise en œuvre dans le secteur de l'énergie.

1.3. Organisation du rapport de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique

Le rapport est divisé en cinq tomes principaux correspondants aux cinq livrables principaux de l'étude

TOME 1 : Résumé Exécutif

Le Tome 1 est la synthèse du Rapport Final de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO. Il contient les principales recommandations de l'étude quant au développement futur du parc de production et du réseau de transport ainsi qu'une liste de projets prioritaires et la stratégie d'implémentation de ces projets.

TOME 2 : Etat des lieux de la situation actuelle du système électrique et perspectives

Le Tome 2 consiste en un recueil des données et hypothèses utilisées dans le cadre de ce projet, et en particulier pour l'actualisation du plan directeur production transport.

TOME 3 : Défis et plans d'action des sociétés d'électricité

Le Tome 3 vise à présenter les défis et facteurs critiques affectant l'efficacité, la performance et la pérennité des services des utilités membres de l'EEEOA ainsi qu'à recommander un plan de mesures correctives permettant de traiter ces facteurs critiques de manière transverse.

TOME 4 : Plan directeur production-transport

Le Tome 4 est consacré aux résultats du schéma directeur production-transport : Il présente un plan de développement robuste et optimal du point de vue économique tout en tenant compte de l'état actuel du secteur de l'énergie en Afrique de l'Ouest et des possibilités de développement des sources d'énergie renouvelables dans la région tout en garantissant la stabilité technique du système interconnecté

TOME 5 : Programme d'investissement prioritaire et stratégie de mise en œuvre

Le Tome 5 s'intéresse à réaliser un retour d'expérience sur la mise en œuvre du plan directeur 2012-2025 de la CEDEAO et à évaluer les causes des écarts entre ce qui était initialement prévu et ce qui a concrètement été réalisé permettant ainsi de prendre en considération certains effets pour l'élaboration du plan directeur actualisé 2017-2033. Ainsi, une nouvelle liste de projets d'investissement prioritaires est établie sur la base du plan directeur production-transport et une stratégie est recommandée pour la mise en œuvre progressive de ces projets.

1.4. Objectifs du Tome 5

Ce Tome vise à présenter un programme d'investissements prioritaires construit sur la base des plans directeurs de production et de transport élaborés pour les pays de l'EEEOA et présentés dans le Tome 4.

Il se base sur une analyse-diagnostic de l'état d'avancement actualisé des projets prioritaires du Plan Directeur 2012 – 2025. Le diagnostic vise à :

- Mener une analyse critique du précédent plan directeur 2012-2025 ;
- Faire le point sur l'avancement des différents projets prioritaires du plan directeur précédent par rapport au calendrier de mise en œuvre prévu ;

Le programme d'investissement inclut les projets de production et de transport considérés comme décidés par les pays membres et qui ont une vocation régionale ainsi les projets candidats qui, étant donné leur envergure et leurs caractéristiques permettront le développement d'un système électrique fiable et durable en Afrique de l'Ouest. Dans ce rapport, une courte description de chaque projet est fournie reprenant ses caractéristiques, son coût estimatif et son état d'avancement.

En outre, ce Tome présente une stratégie de mise en œuvre de ce plan d'investissement s'inspirant des enseignements tirés des approches adoptées pour les projets précédents.

2. REVUE DU PLAN D'INVESTISSEMENT PRIORITAIRE 2012-2025

En 2012, l'Autorité des chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO a approuvé, par le biais de l'Acte complémentaire A / SA.12 / 02/12, une liste de 59 projets prioritaires pour la sous-région issus du plan directeur révisé de la CEDEAO préparé par Tractebel.

Un calendrier prévisionnel de la réalisation du Plan Directeur avait été établi afin d'assurer la couverture de la demande dans toute la région. Le calendrier a été établi en trois phases d'investissements :

- **Phase 1** : mise en service sur la période 2012 – 2018
- **Phase 2** : mise en service sur la période 2019 – 2021
- **Phase 3** : mise en service à plus long-terme, après 2021

Ce Plan correspond par ailleurs à un mix énergétique fondé principalement sur la production thermique et hydroélectrique avec un taux d'énergie renouvelable hors hydro de 10%, correspondant à une politique volontariste dans les conditions de l'époque de la réalisation du Plan.

2.1. Projets prioritaires mis en service sur la période 2012-2018

Parmi les projets de production et transport d'électricité retenus dans le plan d'investissement prioritaire en 2011, 4 projets de production et un projet de transport ont vu le jour ces 5 dernières années.

En outre, 3 projets de transport prioritaires ont une date de mise en service prévue en 2018 et seront donc mis en service à très brève échéance.

2.1.1. Centrale hydroélectrique de Félou (OMVS)

La centrale hydroélectrique de Félou situé sur le territoire du Mali a une puissance de 60 MW pour une énergie produite de 350 GWh par an. Le coût du projet est de 210 MUSD. Les travaux ont commencé en 2009 et la centrale a été mise en service en 2013.

L'un des principaux retours d'expérience de ce projet réside dans la difficulté à maîtriser les aspects liés à l'instabilité politique dans la région à l'époque de la construction et aux mesures de sécurité requises au niveau du chantier qui ont fait l'objet de réclamations de la part de l'entrepreneur.

2.1.2. Ligne Ségou (Mali) – Ferkessédougou (Côte d'Ivoire)

- Le projet consiste en une ligne 225kV entre Ségou (Mali) et Ferkessédougou (Côte d'Ivoire), d'une longueur de 370 km, pour un coût estimé de 175 MUSD. Le projet a fait l'objet d'un contrat de construction négocié en gré-à-gré et bénéficiant du support de l'Exim Bank of India. Il a été achevé en 2012. Cette ligne est la première ligne synchronisant l'ex-zone A (Mali-Sénégal-Mauritanie) et l'ex-zone B. Sa mise en service a conduit à des problèmes de stabilité entraînant la nécessité d'exploiter le réseau du Mali en 2 poches non synchrones : une zone autour de Segou alimentée par l'import venant de la Cote d'Ivoire et une autre zone alimentée par le site de Manantali.

Les retours d'expérience sur les difficultés rencontrées lors du développement du projet sont :

- La synchronisation des 2 zones principales doit être réalisé par un lien synchronisant suffisamment fort pour éviter les problèmes de stabilité. Cela devra être pris en compte dans la priorisation des projets dans les années à venir
- Des négociations de contrat difficiles car menées en parallèle de la finalisation des études techniques
- Un prix élevé de la construction du fait de la passation en gré-à-gré
- Des discussions difficiles avec les partenaires de l'EEEOA car le développement de cette ligne ne faisait pas partie de la feuille de route régionale en 2007
- Des problèmes de sécurité sur la partie ivoirienne du projet à l'époque de la construction

Les retours d'expérience positifs et les facteurs de réussite du projet sont :

- La disponibilité du financement grâce à la collaboration avec l'Exim Bank of India
- La rapidité du démarrage de la construction grâce à la passation en gré-à-gré du marché de travaux
- La synergie de gestion de projet du fait d'un financement unique pour les deux pays
- Les transferts de connaissance réalisés entre le personnel ivoirien et le personnel malien dans la gestion commune du projet
- Un projet en définitif gagnant-gagnant pour les deux pays et qui répondait à une urgence d'approvisionnement en électricité côté malien

2.1.3. Centrale hydroélectrique de Soubré (Côte d'Ivoire)

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique située à Soubré, d'une capacité de 270 MW et une production annuelle moyenne de 1120 GWh. Le budget estimé était de 620 MUSD. Le projet a été mis en service en 2017 et la puissance installée a augmenté à 275 MW en raison de l'ajout d'une mini centrale de turbinage des débits réservés.

Ce projet marque le début d'une nouvelle phase de développement de projets hydroélectriques en Côte d'Ivoire, faisant suite à une période de plus de 30 ans durant lesquels le développement de tels ouvrages a été mis entre parenthèse. Les principaux enjeux que les différentes parties prenantes ont dû respecter étaient essentiellement liés au calendrier très serré pour l'exécution des travaux et à la relocalisation des populations déplacées (essentiellement deux villages).

2.1.4. Centrale hydroélectrique de Kaleta (Guinée)

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 240 MW située sur le fleuve Konkouré à 140 km de la capitale Conakry. La centrale hydroélectrique a un productible total garanti de 946 GWh par an.

Le développement du projet avait initialement été envisagé dans le cadre de la réalisation de la boucle OMVG. La construction de l'ouvrage a finalement été lancée par le Gouvernement de Guinée dans le cadre d'un contrat EPC avec l'entreprise CWE sur la base d'un financement de l'ExIm Bank of China et le projet a été mis en service en 2015.

Le défi principal a résidé dans la mobilisation rapide du financement face à l'importance de la demande non desservie en Guinée. La collaboration avec un entrepreneur chinois en charge de mobiliser le financement auprès de l'ExIm Bank of China a permis un lancement rapide de la construction.

Par ailleurs, la crise Ebola s'est déroulée durant la période de construction de l'ouvrage, mais les équipes du projet sont restées mobilisées et les travaux n'ont jamais été suspendus.

2.1.5. Centrale hydroélectrique de Mount Coffee (Libéria)

Le projet consiste en la réhabilitation et l'expansion de la centrale hydroélectrique de Mount Coffee, située sur la rivière Saint Paul à 27 kilomètres de la capitale Monrovia. La centrale Mount Coffee a été mise en service en 1973 avec une puissance de 64 MW. Le projet actuel cherche à réhabiliter et élargir la capacité de la centrale à 88 MW. Le budget du projet est de 357 MUSD. Le projet s'est achevé en août 2017. La centrale a recommencé à produire de l'électricité après plus de 25 ans d'arrêt.

Les principaux défis et difficultés rencontrés sont les suivants :

- La construction a été arrêtée pendant environ un an dû à la crise Ebola. La remobilisation de l'entrepreneur a généré des coûts supplémentaires.
- La satisfaction des conditions de décaissement des accords de prêt a été chronophage, d'autant plus dans le cadre d'un projet mobilisant de multiples bailleurs et des conditions à remplir différentes pour chaque accord de prêt.

2.1.6. Axe 330 kV Nord – Sud du Ghana

Le projet consistait initialement en une ligne 330 kV reliant Aboaze à Bolgatanga sur une distance de 640 km. Le projet a été étendu à la connexion de l'axe Sud – Nord : Aboadze– Kumasi – Bolgatanga. Des postes intermédiaires de 330 kV sont également prévus à Tamale et Dunkwa. À l'avenir, la connexion à Tamale permettra un lien direct avec la dorsale médiane.

Le contrat pour la construction de la ligne entre Aboadze et Kumasi a été signé en 2015 avec le soutien d'un financement de l'ExIm Bank de Corée du Sud. Le tronçon entre Kumasi et Bolgatanga est réalisé avec le soutien de l'AFD.

La mise en service de la ligne est prévue pour 2018.

Une des principales difficultés du projet a été la sécurisation du foncier et le processus de compensation des personnes affectées.

2.1.7. Interconnexion Bolgatanga (Ghana) – Ouagadougou (Burkina Faso)

Il s'agit d'un projet de ligne 225 kV entre Bolgatanga (Ghana) et Ouagadougou (Burkina Faso), d'une longueur de 210 km (dont 37 km sur le territoire ghanéen), et d'un coût estimé de 156 MUSD.

Le projet est en cours de construction avec une date de mise en service second semestre 2018. Les essais de mise en service ont été réalisés durant l'été 2018.

Ce projet a souffert d'un retard essentiellement causé par la résistance des riverains dans le cadre de l'acquisition du foncier pour le poste de Bolgatanga au Ghana.

Une modification de projet a dû être engagée pour créer le poste de Bolgatanga II en dehors de la zone urbaine initialement considérée. Cette modification a entraîné des retards supplémentaires du fait du temps requis pour la conception du poste de Bolgatanga II réalisée après confirmation de la mise à disposition des terrains du nouveau poste.

Cette nouvelle ligne d'interconnexion est essentielle pour assurer l'approvisionnement en électricité du Burkina Faso.

2.2. Analyse des écarts avec le Plan Directeur 2012 – 2025

Outre les 5 projets mis en service depuis 2012, un certain nombre d'autres projets sont aujourd'hui en cours de construction ou ont obtenus un financement. Néanmoins, quelques projets ne font actuellement plus partie des projets prioritaires de l'EEEEOA pour différentes raisons :

- En Guinée, le projet hydroélectrique de **Kassa** a été abandonné car l'emprise de la retenue empiète sur le projet de chemin de fer transguinéen entre les sites miniers de Simandou et le projet de port à eaux profondes au sud de Conakry ;
- Au Ghana, le potentiel gazier du pays et le gaz naturel importé du Nigéria par le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest est aujourd'hui pleinement exploité grâce au développement récent de nombreux projets de cycles combiné par des producteurs indépendants. Dès lors, à court et moyen-terme, le développement d'un projet thermique de grande taille n'est plus d'actualité et le projet **d'Aboadze** est actuellement suspendu mais pourrait être développé à long-terme.

- Le développement d'un **réseau à très haute tension au Nigéria** (760kV) n'est plus en développement car la mise à jour, en 2017, du plan directeur national prend désormais en compte le renforcement du réseau par des lignes 330 kV double terre.

L'avancement effectif d'investissement peut être analysé au regard :

- Du nombre de projets mis en service pour chacune des 3 phases du plan,
- Du nombre de projets financés / en cours de construction,
- Du nombre de projets en cours de financement
- Du nombre de projets pour lesquels leur point d'avancement est antérieur.

Le graphique ci-dessous présente la synthèse de l'avancement des projets de production

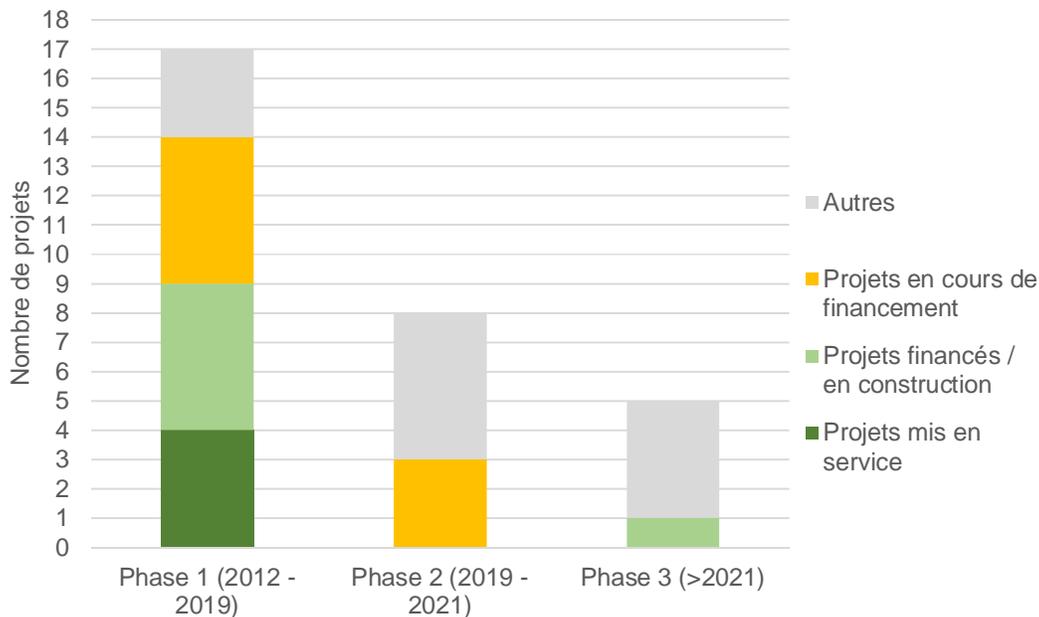


Figure 1: Synthèse de l'avancement des projets de production

Ainsi, sur les 17 projets de production prévus pour la Phase 1 :

- 4 sont en service,
- 5 sont complètement financés
- 5 font l'objet d'une recherche de financement.
- 3 sont encore à l'étude ou n'ont pas été étudiés encore.

Le graphique ci-dessous présente la synthèse de l'avancement des projets de lignes de transport :

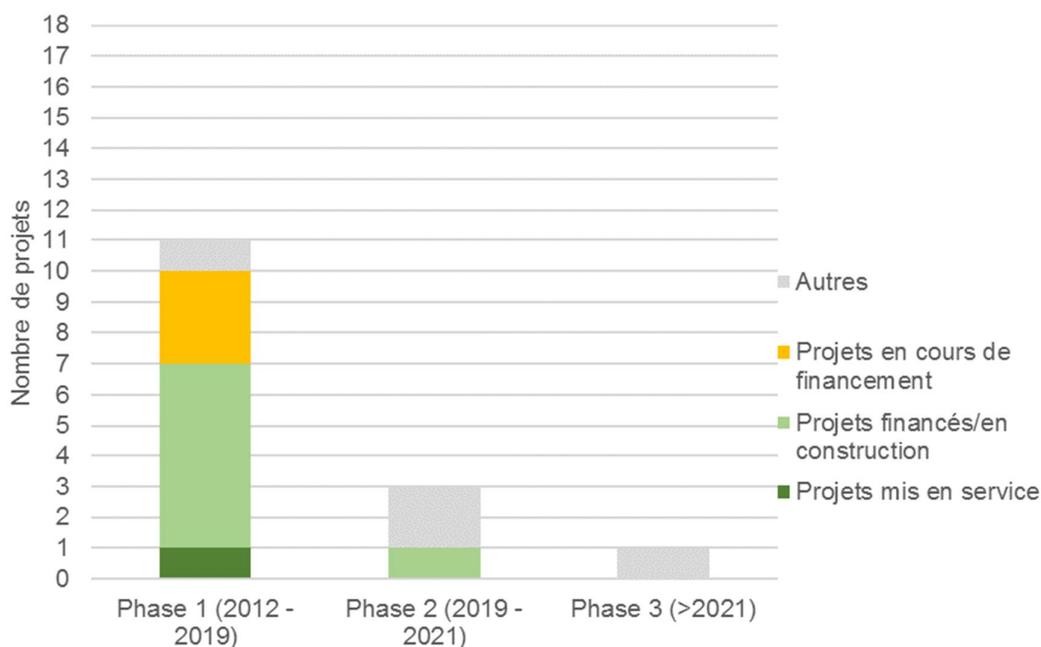


Figure 2: Synthèse de l'avancement des projets de lignes de transport

Ainsi, sur les 12 projets de transport prévus en Phase1 :

- 1 est mis en service,
- 8 sont complètement financés
- 2 font l'objet d'une recherche de financement.
- 1 est encore à l'étude ou n'a pas été étudié encore.

Force est de constater que **le développement des projets de la région correspond globalement à la feuille de route établie dans le cadre du Plan Directeur 2012 – 2025**. Pour la période 2012 – 2019, seuls :

- 3 projets sur 17 pour la production et
- 1 projet sur 11 pour le transport

affichent à l'heure actuelle un réel retard dans leur développement dans la mesure où la recherche de financements n'a pas été entamée.

Il apparaît donc que le **Plan Directeur est relativement bien suivi** et que, dans l'ensemble, la coordination entre les pays impliqués est relativement bien réalisée.

Les projets mis en service et pour lesquels le financement a été mobilisés (catégories en vert) pour la période 2012 -2019 représentent à l'heure actuelle :

- la moitié des projets pour la production et
- les deux tiers des projets pour le transport.

Ceci témoigne d'un niveau d'avancement relativement encourageant de la feuille de route du précédent Plan Directeur. Il convient ici de souligner que le retard qui peut être constaté sur les projets reste faible compte tenu de l'ampleur des projets pour l'économie des pays concernés. Toutes proportions gardées, des projets d'ampleur comparable en Europe, par exemple, affichent des retards parfois bien plus conséquents.

2.3. Retours d'expérience sur les difficultés et les facteurs de réussite dans le développement des projets prioritaires

Les entretiens avec les acteurs du secteur de l'électricité de chaque pays ont permis de collecter des retours d'expérience sur les difficultés rencontrées dans le développement des projets prioritaires du Plan Directeur 2012 – 2025. Une synthèse de ces retours est proposée ci-après, mettant en avant :

- Les facteurs contribuant à la réussite des projets
- Les facteurs exogènes au secteur de l'électricité qui ont pu impacter négativement le développement des projets ;
- Les facteurs endogènes au secteur de l'électricité qui ont pu impacter négativement le développement des projets.

2.3.1. Leçons tirées du précédent plan directeur

Du point de vue de la manière dont le plan directeur a été planifié en 2011, un certain nombre de limites ont été observées et notamment :

Une prise en compte trop marginale des ressources renouvelables de la sous-région.

En 2011, le développement des énergies renouvelables en Afrique subsaharienne n'était qu'à ses balbutiements. Compte tenu des ressources gazières et hydroélectriques du continent, les indicateurs économiques de l'époque ne justifiaient pas le développement de ces nouvelles énergies renouvelables à grande échelle. Compte tenu de ces éléments, le développement des énergies renouvelables (notamment solaires) avait uniquement été envisagé en 2011 pour limiter la dépendance énergétique des régions enclavées.

Sept ans plus tard, le coût de revient des technologies renouvelables (et en particulier des panneaux solaires PV) a connu une telle décroissance que le paradigme énergétique mondial en est impacté. En Afrique de l'Ouest, de nombreux producteurs indépendants (IPPs) marquent aujourd'hui leur intérêt pour le développement de projets solaires dans la majorité des pays concernés.

Il est dès lors essentiel de pouvoir prendre ces ressources en compte dans la mise à jour du Plan Directeur, de même que leur impact sur le système (contraintes d'exploitation, besoin en stockage,...)

Une approche exclusivement basée sur les aspects économiques (approche à moindre coût) sans prise en compte de la notion de risque.

Le Plan Directeur établi en 2011 était un plan directeur ambitieux. Il reposait sur une série de projets phares dont la mise en service dépendait de facteurs exogènes, qui, par nature ne pouvaient pas être contrôlés par les sociétés membre de l'EEEOA. Ainsi, le développement des projets de Maria Gleta au Bénin et Aboadzé au Ghana étaient, dans ce plan, justifiés par la disponibilité du gaz dans le gazoduc GAO. L'expérience a démontré que l'absence de solutions alternatives au gaz naturel nigérian a freiné le développement de ces projets pourtant critiques pour la sous-région.

Il est dès lors essentiel que le Plan Directeur actuel puisse inclure cette prise en compte du risque par le développement d'un plan directeur à moindre regret plutôt qu'un plan directeur à moindre coût.

Les contraintes d'exploitation trop peu prises en compte

Alors que les réseaux électriques des 14 pays étaient encore isolés les il y a 15 ans, la dernière décennie a été marquée par la mise en service de nombreuses interconnexions et d'autres encore sont en cours de construction.

Ainsi, en 2015, la mise en service de la ligne entre Ferkessedougou (Côte d'Ivoire) et le Mali (Sikasso) a marqué la connexion entre l'ancienne Zone B (Mali, Sénégal, Gambie, Guinée Bissau, Guinée, Sierra Leone, Libéria) et l'ancienne Zone A (Côte d'Ivoire, Burkina Faso, Ghana, Togo, Bénin, Niger, Nigéria).

La mise en service d'ici 3 ans de la ligne CLSG et de la boucle OMVG permettront d'aboutir à l'interconnexion des 14 pays de la sous-région.

Le réseau interconnecté de l'EEEOA offre une multitude d'opportunités actuelles et futures pour l'échange d'énergie électrique. Néanmoins, l'exploitation d'un tel réseau engendre de nouveaux défis pour les opérateurs.

Ainsi, actuellement, le réseau de la CEB (Togo-Bénin) est exploité en 2 poches, l'une connectée au Nigéria, l'autre au Ghana. Cette scission est nécessaire car la connexion des ces deux régions provoque des oscillations de fréquences critiques dans le réseau régional. Plus précisément, le contrôle de la fréquence au Nigéria est problématique et les limites d'exploitation ne sont pas satisfaites. Le défi observé est en partie lié à la grande taille du réseau Nigérian par rapport aux pays voisins. Les écarts de fréquence au Nigeria ont dès lors un impact significatif sur la fréquence du système et les limites opérationnelles ne sont plus satisfaites. Une étude de synchronisation a toutefois été réalisée et la mise en œuvre des recommandations de cette étude devrait permettre le couplage des deux réseaux.

De la même façon, le réseau malien est également exploité en deux poches pour des questions de stabilité, le réseau 150kV du pays n'ayant pas été dimensionné pour assurer la jonction entre les 2 grands réseaux interconnectés. Ainsi, la ligne 150kV Bamako-Ségou est ouverte, une partie du réseau étant connectée à la Côte d'Ivoire et l'autre partie étant connectée au réseau de Manantali.

Aussi, le développement du réseau interconnecté ne peut pas être optimal s'il n'inclut pas des recommandations strictes relatives à son exploitation.

Un calendrier d'implémentation trop optimiste

Le calendrier d'implémentation théorique, régulièrement contraint par les pays désireux de voir les projets se réaliser dans un très court délai se heurte, dans de nombreux cas, à des difficultés opérationnelles :

- recherches de financement,
- négociation et gestion des contrats spécifiques,
- procédures administratives,
- contraintes environnementales,
- opposition de la population,...

qui retardent la mise en œuvre des projets et mettent à mal la réalisation du plan directeur dans lequel les projets sont régulièrement interdépendants. La prise en compte des contraintes réelles dans le processus de mise en œuvre est dès lors important pour le développement d'un Plan Directeur réaliste et réalisable.

Une stratégie d'implémentation trop générique

Afin d'être efficace, la stratégie d'implémentation doit reposer sur la situation des pays en termes de stabilité géopolitique, de cadre légal et réglementaire et de situation financière du secteur énergétique. En outre, les spécificités des projets individuels nécessitent une approche personnalisée pour favoriser leur implémentation. Cette approche justifie l'identification des facteurs critiques affectant le secteur de l'électricité dans les différents pays.

2.3.2. Facteurs de réussite

Ci-après sont présentés certains facteurs de réussite observés dans le développement des projets prioritaires du précédent Plan Directeur.

L'implication et l'appui institutionnel de la Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) et de ses agences spécialisées

Le développement des projets régionaux bénéficie du support de la CEDEAO notamment à travers ses agences spécialisées :

- le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) ;
- l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) ;
- le Centre pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique de la CEDEAO (CERECC).

Cet appui est notamment manifeste pour :

- la préparation et la signature des accords entre pays pour le développement des projets régionaux en conseil des Ministres de la CEDEAO ;
- la mobilisation de fonds pour l'étude et la construction des projets régionaux auprès des institutions de financement du développement ;
- les activités de préparation et de coordination des projets régionaux ;
- le partage des connaissances et des retours d'expérience entre les pays de la CEDEAO au travers de l'organisation de sessions de formation spécialisée et du développement de centres régionaux de formation d'excellence.

Des modèles de collaboration régionale en cours d'expérimentation avec le soutien des organisations régionales et des institutions de financement du développement (IFD)

Trois projets majeurs d'interconnexion impliquant plusieurs pays et le soutien de multiples bailleurs sont en cours de développement, à divers stades d'avancement. Pour chacun de ces projets, une organisation spécifique a été conçue dans le but de coordonner le développement et la construction du projet sur plusieurs pays et de préparer le cadre technique et commercial dans la phase d'exploitation :

- La boucle OMVG 225 kV en Gambie, Guinée, Mali et Sénégal :
 - Outre les contributions nationales, le financement a été mobilisé auprès de huit institutions de financement du développement. Les financements sont rétrocédés à l'OMVG par les quatre pays impliqués.
 - Une équipe de projet dédiée a été constituée au sein de l'OMVG.
 - Les contrats d'achat et de vente d'électricité sont établis de manière bilatérale entre les sociétés d'électricité.
 - Il est à noter que l'expérience de l'OMVS (mise en place d'une société de gestion de projets – SOGEM, mécanismes de partage d'énergie) a été prise en compte dans le montage du projet de boucle OMVG.

- L'interconnexion CLSG en Côte d'Ivoire, Liberia, Sierra Leone et Guinée :
 - La société ad hoc « Transco CLSG » a été créée par un Traité entre les quatre pays pour prendre en charge le développement du projet et son opération dans la phase d'exploitation, nécessitant dans certains cas l'adaptation de la législation nationale.
 - Les financements sont rétrocédés par les Etats à Transco CLSG
 - Un cadre commercial a été établi pour rémunérer Transco CLSG pour le transport de l'électricité dans la phase d'exploitation.
 - Il est à noter que l'expérience de la SOGEM (difficultés rencontrées dans le contrat avec un opérateur privé pour l'exploitation et maintenance du projet de Manantali) a été prise en compte dans le montage institutionnel de TRANSCO CLSG et du projet CLSG)

- L'interconnexion « North Core » entre le Bénin, le Burkina Faso, le Niger et le Nigeria :
 - Par rapport à Transco CLSG, une solution mixte de schéma organisationnel a été adoptée avec la création d'une unité de gestion de projet basée à Abuja.
 - Les discussions sur la définition du cadre commercial de l'échange d'électricité en cours de discussion.

Il est à noter que ces modèles d'organisation sont en cours de mise en œuvre. Des retours d'expérience plus complets ne pourront être établis qu'après la mise en service des ouvrages, leur exploitation et l'expérimentation des cadres commerciaux.

Néanmoins des retours positifs peuvent déjà être mis en avant sur les aspects suivants :

- L'interface coordonnée avec les institutions du financement du développement pour mobiliser la majeure partie du financement des ouvrages
- La gestion de projet intégrée pour la conception technique, la passation des marchés et le suivi du calendrier des travaux
- Le suivi centralisé de la gestion des plans d'action environnementaux et sociaux à l'échelle nationale

Une pression sociale forte qui se traduit par une prise en charge des projets phares au plus haut niveau politique

La demande sociale pour l'accès aux services liés à l'énergie - et à fortiori l'électricité - est particulièrement forte en Afrique de l'Ouest. Cette demande engendre donc une pression sur les engagements électoraux et par conséquent sur l'implication du pouvoir exécutif dans les projets phares. Il apparaît en conséquence que lorsque des projets sont soutenus au plus haut niveau du pouvoir exécutif, ces derniers ont tendance à être développés en respectant les délais.

Un secteur électrique porté par des ambitions chinoises dans la région

Le développement du secteur est favorisé par l'implication forte des agences chinoises de financement des exports comme l'ICBC et l'ExIm Bank of China. Pour un certain nombre de projets inscrits dans les plans directeurs, leur développement est passé par des financements exports chinois qui ont permis de faire avancer de manière significative la construction des projets.

Ce constat peut être élargi à d'autres exemples de collaborations bilatérales telle l'implication de l'ExIm Bank of India dans un certain nombre de projets de ligne en cours de construction.

2.3.3. Facteurs exogènes au secteur de l'électricité

Ci-après sont présentés certains facteurs exogènes particulièrement impactant pour le développement des projets prioritaires du précédent Plan Directeur.

Impact des crises sanitaires

La crise sanitaire Ebola a affecté la région de 2013 à 2015, touchant particulièrement la Guinée, la Sierra Leone et le Liberia.

Cette crise a conduit à un ralentissement dans les travaux de certains projets comme la réhabilitation de Mount Coffee au Liberia. Elle a également causé le ralentissement de la conception du projet CLSG, en particulier concernant le tracé des lignes et les études environnementales. La crise a également eu un impact économique et financier sur les pays touchés et donc sur leur capacité à mobiliser le financement des projets.

Développement du mix énergétique impacté par le cycle de prix des énergies primaires sur le marché international

La forte augmentation du prix des produits pétroliers jusqu'en 2014 a durement affecté le bilan financier des sociétés d'électricité ; en particulier celles pour lesquelles la part des capacités thermiques dans le mix énergétique était important. L'intérêt pour les projets de production hydroélectrique s'est alors accru.

A contrario, la chute à partir de 2015 du prix des produits pétroliers a conduit à une moins bonne compétitivité des projets hydroélectriques ce qui a pu remettre en question certains projets.

Développement d'un portefeuille de clients solvables et électro intensifs impactés par le prix des produits miniers sur le marché international

En lien avec la chute des prix des produits pétroliers à partir de 2015, le prix des produits miniers a suivi la même tendance. Ce phénomène a constitué un frein au développement attendu des industriels miniers dans la région comme Rio Tinto en Guinée par exemple. Ce ralentissement du développement des industriels miniers a engendré pour, le secteur de l'électricité, un ralentissement de la demande en énergie électrique, qui plus est, issue de clients solvables.

Approvisionnement en énergie primaire impactée par des aléas techniques de grande ampleur

L'avarie sur le gazoduc Ouest Africain (GAO) en 2012, causant son arrêt pendant un an, a privé les pays importateurs (Bénin, Togo, Ghana) d'une alimentation en gaz à bas coût. Les conséquences ont été le développement de mesures d'urgence afin de répondre rapidement à la demande.

Crises politiques

Les problèmes de sécurité causés par la présence de forces armées sur les sites de production d'électricité ou d'extraction pétrolière et gazière représentent également des difficultés affectant directement le secteur de l'électricité. Ce type de contraintes ont été par exemple rencontrées dans le nord du Nigéria au niveau des champs d'extraction.

2.3.4. Facteurs endogènes du secteur de l'électricité

Ci-après sont présentés certains facteurs endogènes particulièrement impactant pour le développement des projets prioritaires du précédent Plan Directeur.

Des sources de financement insuffisantes et une faible santé financière des entreprises

Malgré une augmentation significative des ressources des institutions multilatérales pour les projets régionaux, les ressources financières disponibles n'ont pas permis le développement de tous les projets du Plan Directeur antérieur. De plus, le recours à des montages de projets PPP a été très limité.

La faiblesse financière des sociétés d'électricité a pour conséquences notables :

- La difficulté à mobiliser des financements pour le développement des projets ;
- La difficulté de développer des accords d'importation et d'exportation d'électricité par manque de solvabilité des acheteurs ;
- La difficulté à financer des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux des projets à la charge de la société d'électricité.

Une coordination entre la planification régionale et les planifications nationales à améliorer

Il est fréquent de constater que certains projets prioritaires du Plan Directeur de l'EEEOA ne sont pas reflétés dans les plans directeurs nationaux. C'est en particulier le cas pour les projets de production à l'échelle régionale, dont la justification s'appuie sur des intentions d'achat de plusieurs pays.

Cette situation est source d'incertitude et de flou sur les débouchés de vente d'électricité des projets régionaux dès lors que les plans directeurs nationaux envisagent d'autres sources d'approvisionnement pour répondre à la demande. La recherche de partenaires pour le financement des projets régionaux est alors rendue plus difficile.

Une collaboration avec les institutions de financement du développement dont l'efficacité peut être améliorée

Les acteurs du secteur de l'électricité en Afrique de l'Ouest consultés dans le cadre de cette étude soulignent le rôle essentiel joué à ce jour par les institutions de financement du développement pour la réalisation des projets prioritaires du Plan Directeur 2012 – 2025. Ils pointent néanmoins des pistes d'amélioration dans les modes de collaboration au regard des expériences du développement des projets. L'encadré ci-après résume les pistes d'amélioration mentionnées lors des entretiens :

- Les acteurs nationaux et régionaux soulignent l'importance pour les IFD d'impliquer en amont des ressources techniques dans le suivi des études. Dans le cas contraire, la délivrance de non-objection par les IFD sur les rapports finaux peut donner lieu à des discussions techniques qui auraient dans certains cas pu être anticipées au cours de la réalisation des études.
- Le processus de délivrance de non-objection par les IFD est perçu parfois comme trop long, notamment quand il est situé sur le chemin critique du calendrier de préparation des projets.
- L'atteinte des conditions de décaissement associées aux accords de prêt est un processus qui nécessite du temps et des ressources de la part des sociétés d'électricité et des administrations. Dans le cas de grands projets où des financements sont mobilisés auprès de plusieurs IFD, un gain de temps et de ressources pourrait être obtenu en harmonisant les demandes des IFD dans la définition des conditions de décaissement.
- La mobilisation d'un financement national pour les mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux des projets et des mesures de réinstallation des personnes affectées par les projets est un élément critique du processus de développement. Une collaboration avec les IFD sur ces financements est vu comme une piste d'accélération des projets.

Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer

Le manque d'expérience en rédaction et négociation des contrats spécifiques au secteur de l'électricité est apparu comme une difficulté et une source de retards importants. Cela est particulièrement le cas pour les contrats de concession et d'achat d'électricité.

Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé

Il est apparu que le traitement des offres spontanées des producteurs indépendants (IPP) manquait souvent d'un cadre adéquat. En particulier les difficultés suivantes ont été constatées :

- Absence de code réseau,
- Manque de procédure d'évaluation des offres en cas d'offres spontanées,
- Absence de levier de négociation pour améliorer les conditions financières,

Des infrastructures en gaz naturel de capacité insuffisante

Le manque de garanties concernant l'approvisionnement en combustible (gaz notamment) a pu rendre difficile le développement de certains projets de centrale à gaz. Tel a par exemple été le cas (parmi d'autres difficultés) pour le projet de Maria Gleta au Bénin. Les pays désireux de développer des actifs fonctionnant au gaz s'interrogent donc sur la mise en place d'unités flottantes de stockage et regazéification de LNG (FSRU).

Des contraintes d'exploitation importantes qui freinent les échanges entre pays

Actuellement, le réseau interconnecté ouest-africain fait face à des contraintes d'exploitation importantes. Ainsi, le réseau est exploité en poches isolées les unes des autres malgré la présence physique des interconnexions car les aspects liés à l'exploitation de l'interconnexion et les conséquences opérationnelles de la synchronisation de ces poches n'ont pas été suffisamment anticipées.

Une difficile coordination des démarches relatives aux impacts environnementaux et sociaux dans la préparation des projets

Les études d'impacts environnementaux et sociaux des projets sont estimées valables pour une durée d'environ trois ans, en particulier parce que le nombre de personnes affectées par les projets a souvent tendance à augmenter dans le temps. Il peut arriver que ces études doivent être recommencées dès lors que les activités liées à la préparation des projets et à la mobilisation du financement pour la construction s'étendent au-delà de leur période de validité.

La mise à jour des études environnementales et sociales peut s'avérer un point bloquant pour la réalisation des projets et engendrer des retards. L'anticipation de ces démarches, et en particulier de la mobilisation d'un financement complémentaire pour leur réalisation, est de ce fait critique.

Une sécurisation foncière difficile notamment du fait du régime de propriété culturellement collectif

Les démarches consistant à obtenir le droit de jouissance des terrains peuvent, dans certains cas, conduire à des démarches et procédures complexes. Ces ralentissements sont le résultat de :

- difficultés sociales quant à la réinstallation des populations
- difficultés organisationnelles de dédommagement des populations affectées.

3. PROJETS PRIORITAIRES POUR LA PERIODE 2019-2033

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 suivants :

- Une taille minimale de 150MW ;
- Un rôle majeur dans le développement durable de la sous-région
- Une vocation régionale (localisation, partage de l'énergie entre pays frontaliers, importance au niveau régional)

En outre, afin d'établir cette liste, les leçons tirées du précédent plan directeur ont été prises en compte et un état des lieux des projets qui avaient été retenus dans le plan d'investissement prioritaire en 2011 a été réalisé.

Il importe enfin de préciser que les projets retenus dans le plan d'investissement prioritaire, bien qu'indispensables au développement optimal de la sous-région ne sont pas suffisants pour satisfaire la demande de l'ensemble des 14 pays d'Afrique de l'Ouest. D'autres projets d'importance nationale ont été mis en évidence dans le cadre de cette étude et sont présentés de manière exhaustive dans le Tome 4 du présent rapport qui est consacré au plan directeur optimal. En particulier, **de nombreux projets d'énergie renouvelable** apparaissent comme essentiels au développement durable de la sous-région. Ainsi un volume très important de capacité installée en solaire photovoltaïque ressort du plan directeur, décliné en une série de projets de petite taille. Ces projets devraient être supportés au niveau de la sous-région. Dans ce contexte, le consultant recommande, outre les projets prioritaires classiques, le suivi et le soutien aux projets renouvelables de la sous-région de façon à atteindre les taux d'intégration cibles recommandés dans ce plan directeur (voir section 5 Plan d'action pour l'EEEOA)

Les sections suivantes présentent les projets décidés et les projets à développer de façon prioritaire dans la sous-région pour les différents horizons temporels :

- L'horizon court-terme (2018-2022)
- L'horizon moyen-terme (2023-2029)
- L'horizon long-terme (à partir de 2030)

Pour chacun des projets prioritaires proposés, un bref descriptif de la centrale ou de la ligne d'interconnexion est présenté, de même qu'une analyse économique succincte et d'une note sur l'impact environnemental de l'ouvrage. Le statut du projet et l'avancement des études et/ou travaux est également décrit, de même que la stratégie d'implémentation selon les modes de développement décrits à la section 5.4

Enfin, la justification du projet est présentée pour chaque projet selon trois grandes tendances que sont

- l'intégration des énergies renouvelables,
- la contribution au développement d'un marché de l'électricité dans la sous-région et
- l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

3.1. Projets prioritaires à court-terme (2018-2022)

3.1.1. Projets décidés

3.1.1.1. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE GOUINA (OMVS)

Description du projet

La centrale hydroélectrique de Gouina est située à 80 kilomètres en amont de la ville Kayes au Mali. Le projet, porté par la SOGEM, a une capacité installée de 140 MW, une production annuelle moyenne prévue de 650 GWh et un productible garanti de 565 GWh. Le coût du projet est de 462 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>La centrale de Gouina participera activement au développement durable de la région en supplantant de la production d'origine fossile par de la production hydroélectrique</p>	<p>Ce projet développé dans le cadre de l'OMVS sera intégré dans le marché régional de l'électricité grâce au partage de l'énergie entre les états membre de l'OMVS</p>	<p>Bien que l'amélioration de la fiabilité ne soit pas l'objectif premier de ce projet, il pourrait y contribuer en apportant la flexibilité nécessaire au système en présence d'énergie renouvelable intermittente</p>

Version finale

Avancement du projet

En 2013, le contrat de construction a été attribué avec une durée estimée de travaux de 4 ans. Néanmoins, le démarrage de travaux a été retardé. La mise en service est prévue pour 2020.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2020

Défis

Des retards significatifs ont été constatés : sept années se sont écoulées entre les engagements de financement obtenus de la part des bailleurs (novembre 2009) et la ratification des accords de financement (novembre 2016). Ce retard est en grande partie imputable à l'atteinte des conditions de décaissement, qui n'ont pas été remplies en même temps par les trois Etats et qui ont requis des décisions au plus haut niveau politique. A titre d'exemple, l'accord relatif à l'emplacement du compte bancaire du projet a été long à obtenir.

Stratégie de mise en œuvre

La SOGEM a attribué un contrat de construction pour le développement de ce projet – **Contrat EPC**

Institution Responsable du développement

OMVS (SOGEM)

3.1.1.2. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE DE SOUAPITI (GUINÉE)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 450 MW et un productible garanti de 2016 GWh par an et un coût de 1350 MUSD. Le réservoir de Souapiti permet une régularisation des débits qui optimise la production de l'usine de Kaleta.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Non seulement le projet de Souapiti permettra de réduire encore la production d'électricité d'origine fossile mais il participera à la régulation de Kaléta, favorisant une exploitation optimale des ressources hydroélectriques régionales</p>	<p>Bien qu'étant actuellement développé pour répondre aux besoins nationaux en électricité, ce projet pourrait faire l'objet d'une convention d'échange d'électricité avec les pays voisins dès la mise en service de la boucle OMVG</p>	<p>Outre le fait que ce projet permettra de réduire l'énergie non desservie en Guinée, il pourrait, à plus long-terme, apporter de la flexibilité au système lorsque cela s'avèrera nécessaire pour supporter l'intégration des énergies renouvelables.</p>

Avancement du projet

Le projet est actuellement en construction. La mise en service du premier groupe est prévue en 2020 et la livraison complète de l'ouvrage en 2021.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2020

Défis

Un premier défi a été l'adaptation de la conception initiale de l'ouvrage pour limiter les impacts sociaux. La cote de retenue du projet final est 20m inférieure à la cote envisagée initialement.

Par ailleurs, la vitesse de mobilisation du financement et du lancement de la construction a été un enjeu majeur pour le Gouvernement de Guinée.

Stratégie de mise en oeuvre

Une société de projet a été créée réunissant l'Etat de Guinée et l'entreprise chinoise CWE, chaque partie possédant 50% des parts de la société. Un contrat de concession a été signé la société de projet pour le développement et l'opération de Souapiti. Le financement a été réuni auprès de l'ExIm Bank of China et à partir des apports en fonds propres de la société de projet. Il est à noter que les fonds propres de l'Etat de Guinée pour sa participation dans la société de projet ont pu être rassemblés grâce à la valorisation de ses parts dans la société de projet de Kaléta. – **Concession**

Institution Responsable du développement

Guinée

3.1.1.3. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE DE GRIBO POPOLI (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 112 MW et un coût de 345 MUSD sur la rivière Sassandra.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Le productible de Gribo-Popoli viendra en substitution de l'énergie thermique pour satisfaire la demande	Compte tenu de la structure du réseau interne ivoirien, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexions	Apport de puissance additionnelle pour satisfaire la demande locale et régionale et complémentarité avec les ressources renouvelables intermittentes

Avancement du projet

Les études techniques ont été réalisées et les études environnementales et de relocalisation/dédommagement des population locale sont en cours.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2021

Stratégie de mise en oeuvre

Le projet est développé par CI-Energies au travers d'un contrat EPC avec Sinohydro. Des discussions financières sont en cours avec l'ExIm Bank of China – **Contrat EPC**

Institution Responsable du développement

CI-Energies

3.1.1.4. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SAMBANGALOU (OMVG)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 128 MW pour un productible garanti de 402 GWh par an. Le budget estimé est de 454 MUSD. Le projet est envisagé dans le cadre de la réalisation de la boucle 225 kV OMVG pour fournir de l'électricité aux pays membres.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>La centrale de Sambangalou permettra d'éviter la production de 402 GWh d'électricité d'origine fossile chaque année</p>	<p>Etant partie intégrante de l'OMVG, ce projet s'inscrit naturellement dans un contexte de marché régional, permettant le partage de la production entre les états membres de l'OMVG.</p>	<p>Comme tout réservoir, ce projet pourrait apporter de la capacité de stockage nécessaire au système, notamment lorsque le taux d'intégration d'énergies renouvelables non dispatchables deviendra significatif</p>

Avancement du projet

Les études du projet ont été réalisées.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
■	■		2022

Stratégie de mise en oeuvre

L'OMVG avait signé un contrat EPC + Financement avec un entrepreneur mais le contrat n'a pas abouti et le marché a finalement été relancé. Le projet fait actuellement l'objet de nouvelles discussions pour un développement sous un **contrat EPC + Financement**

Institution Responsable du développement

OMVG

3.1.1.5. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE ZUNGERU (NIGERIA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique au Nigeria d'une puissance de 700 MW pour une énergie produite de 3019 GWh par an. Le budget estimé est de 1200 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet d'envergure permettra de diversifier le mix énergétique du Nigeria, aujourd'hui largement dominé par la production thermique	La localisation du projet de Zungeru à la frontière avec le Bénin laisse entrevoir des opportunités d'échanges commerciaux dans la sous-région	Compte tenu du potentiel solaire et éolien dans le nord du Nigeria, la flexibilité offerte par Zungeru permettra de garantir la sécurité du système électrique à long-terme

Avancement du projet

La centrale est en cours de construction et la date de mise en service est prévue pour 2022.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022

Défis

Les défis rencontrés dans le développement de ce projet sont :

- Des problèmes sécurité avec l'intervention de groupes armés rendant difficile l'accès aux carrières.
- Des difficultés de dimension sociale concernant la réinstallation des populations déplacées.

Stratégie de mise en oeuvre

Le projet est en cours de développement par le consortium CNEE Co – Sinohydro avec un soutien financier de 75% de la China Exim Bank et 25% de fonds Nigerian. – **Contrat EPC**

Institution Responsable du développement

Nigeria

3.1.1.6. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE FOMI (GUINÉE)

Description du projet

Il s'agit d'un projet hydroélectrique guinéen à buts multiples d'une capacité de 60 à 90 MW dont le coût estimé est de 620 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Le projet de Fomi permettra de réduire encore la part d'électricité d'origine thermique dans le mix énergétique du pays et de la sous-région</p>	<p>Fomi est localisé à un nœud du réseau, à proximité du Mali et de la Côte d'Ivoire. Les opportunités sont donc nombreuses pour le partage régional de la production de cette centrale.</p>	<p>Comme les autres projets hydroélectriques, l'un des rôles attendus pour cette centrale est l'apport de capacité de stockage au système en présence d'énergie renouvelable intermittente</p>

Avancement du projet

Le projet fait actuellement l'objet d'une étude multicritère considérant (i) les impacts amont et aval, (ii) les besoins pour l'irrigation à l'aval et (iii) la production d'électricité. L'étude est financée par la Banque Mondiale et implique l'Autorité du Bassin du Niger.

Le projet a par ailleurs été étudié par l'entreprise Yellow River Engineering Company (YREC) qui a présenté ses résultats fin 2017.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022

Stratégie de mise en œuvre

Des discussions sont en cours pour un développement du projet en PPP par YREC sur la base d'un financement de l'ExIm Bank of China ou d'autres bailleurs - **Schéma PPP**

Institution Responsable du développement

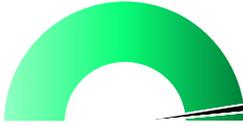
Guinée

3.1.1.7. PARC ÉOLIEN SÉNÉGAL

Description du projet

Il s'agit d'un projet décidé pour un parc éolien de 150 MW à Taiba N'Diaye développé par Lekala et à mettre en service en trois phases de 50 MW en 2019, 2020 et 2021 pour un coût total estimé de 230 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet accroîtra encore le taux d'intégration d'énergies renouvelables au Sénégal de façon significative	Bien qu'aucun accord n'ait été émis pour le partage de l'énergie éolienne produite au Sénégal avec les pays limitrophes, le réseau actuel et futur du Sénégal et notamment les boucles OMVS et OMVG permettront ces échanges.	Compte tenu de son caractère intermittent, le projet aura une contribution limitée à la sécurisation de l'approvisionnement électrique de la sous-région

Avancement du projet

Les études de faisabilité pour ce projet ont été réalisées. L'accord de financement a été finalisé en Juillet 2018: Financement mobilisé auprès de l'OPIIC, l'institution américaine de financement du développement et l'EKF, l'agence danoise de crédit à l'exportation.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2019-2021

Stratégie de mise en oeuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

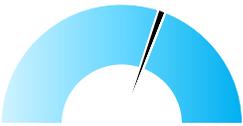
Sénégal

3.1.1.8. CENTRALE THERMIQUE DE AZITO II (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale à cycle combiné de 253 MW qui sera construite en périphérie d'Abidjan pour un coût total estimé de 302 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Compte tenu de la structure du réseau interne ivoirien, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexions	Ce projet a pour vocation d'améliorer la sécurité d'approvisionnement de la Côte d'Ivoire et des pays importateurs (Mali et Burkina Faso) compte tenu de la croissance de la demande

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2020

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé par un producteur d'électricité indépendant (IPP) sur le même mode que les précédents projets de production d'origine thermique Azito ou CIPREL. - Producteur d'électricité indépendant (IPP)

Institution Responsable du développement

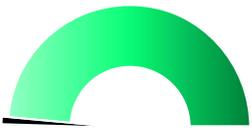
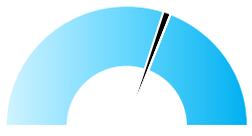
Côte d'Ivoire

3.1.1.9. CENTRALE THERMIQUE DE CIPREL IV (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale à cycle combiné de 412 MW qui sera construite en périphérie d'Abidjan pour un coût total estimé de 536 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Compte tenu de la structure du réseau interne ivoirien, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexions	Ce projet a pour vocation d'améliorer la sécurité d'approvisionnement de la Côte d'Ivoire et des pays importateurs (Mali et Burkina Faso) compte tenu de la croissance de la demande

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2021

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé par un producteur d'électricité indépendant (IPP) sur le même mode que les précédents projets de production d'origine thermique Azito ou CIPREL. - **Producteur d'électricité indépendant (IPP)**

Institution Responsable du développement

Côte d'Ivoire

3.1.1.10. CENTRALE THERMIQUE DE EARLY POWER (GHANA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale à cycle combiné de 300 MW qui sera construite dans le sud du pays pour un coût total estimé de 390 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Compte tenu de la structure du réseau interne ghanéen, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexions	Ce projet a pour vocation d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Ghana et des pays importateurs (Togo-Bénin et Burkina Faso) compte tenu de la croissance de la demande

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2019

Stratégie de mise en œuvre

Le projet est en cours de développement par un producteur d'électricité indépendant (IPP) - **Producteur d'électricité indépendant (IPP)**

Institution Responsable du développement

Ghana

3.1.1.11. CENTRALE THERMIQUE DE GPGC (GHANA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale à cycle combiné de 170 MW qui sera construite dans le sud du pays pour un coût total estimé de 221 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Compte tenu de la structure du réseau interne ghanéen, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexion	Ce projet a pour vocation d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Ghana et des pays importateurs (Togo-Bénin et Burkina Faso) compte tenu de la croissance de la demande

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2019

Stratégie de mise en œuvre

Le projet est en cours de développement par un producteur d'électricité indépendant (IPP) - **Producteur d'électricité indépendant (IPP)**

Institution Responsable du développement

Ghana

3.1.1.12. CENTRALE THERMIQUE DE AMANDI (GHANA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale à cycle combiné de 240 MW qui sera construite dans le sud du pays pour un coût total estimé de 312 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Compte tenu de la structure du réseau interne ghanéen, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexion	Ce projet a pour vocation d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Ghana et des pays importateurs (Togo-Bénin et Burkina Faso) compte tenu de la croissance de la demande

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2019

Stratégie de mise en œuvre

Le projet est en cours de développement par un producteur d'électricité indépendant (IPP) - **Producteur d'électricité indépendant (IPP)**

Institution Responsable du développement

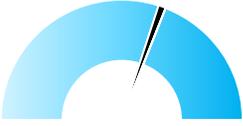
Ghana

3.1.1.13. CENTRALE THERMIQUE DE ROTAN (GHANA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale à cycle combiné de 330 MW qui sera construite dans le sud du pays pour un coût total estimé de 429 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Compte tenu de la structure du réseau interne ghanéen, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexion	Ce projet a pour vocation d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Ghana et des pays importateurs (Togo-Bénin et Burkina Faso) compte tenu de la croissance de la demande

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022

Stratégie de mise en œuvre

Le projet est en cours de développement par un producteur d'électricité indépendant (IPP) - **Producteur d'électricité indépendant (IPP)**

Institution Responsable du développement

Ghana

3.1.1.14. CENTRALE THERMIQUE DE KADUNA (NIGERIA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale thermique de 215 MW qui sera construite dans le sud du pays pour un coût total estimé de 280 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Ce projet est indispensable non seulement pour satisfaire la demande locale mais aussi pour honorer les volumes d'échange contractés avec les pays voisins (Togo-Bénin)	Compte tenu du déficit de production dans le pays, ce projet contribuera significativement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2019

Stratégie de mise en œuvre

La centrale est en cours de construction sur la base d'un contrat EPC. - **EPC Contract**

Institution Responsable du développement

Nigeria

3.1.1.15. CENTRALE THERMIQUE DE OKPAI (NIGERIA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale thermique de 450 MW qui sera construite dans le sud du pays pour un coût total estimé de 585 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région</p>	<p>Ce projet est indispensable non seulement pour satisfaire la demande locale mais aussi pour honorer les volumes d'échange contractés avec les pays voisins (Togo-Bénin)</p>	<p>Compte tenu du déficit de production dans le pays, ce projet contribuera significativement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement</p>

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2020

Stratégie de mise en œuvre

Schéma EPC

Institution Responsable du développement

Nigeria

3.1.1.16. CENTRALE CHARBON DE SALKADAMNA (NIGER)

Description du projet

Il s'agit de 4 turbines à vapeur de 50 MW chacune qui exploiteront les réserves locales de charbon pour un coût total estimé de 573 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Ce projet a vocation à être partagé avec les pays voisins à travers la dorsale Nord	Compte tenu du déficit de production dans le pays, ce projet contribuera significativement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

Avancement du projet

Le Niger est actuellement à la recherche d'un partenaire privé et de financements pour la construction de la centrale. Une tentative de développement avait été entreprise en 2014 avec la société Sources California Energy.

Des discussions sont en cours avec de nouveaux partenaires privés concernant l'exécution du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2021

Défis

Le défi majeur identifié par les acteurs est la difficulté à obtenir un financement pour des projets thermiques au charbon auprès des institutions de financement du développement.

Stratégie de mise en œuvre

La stratégie suivie est le développement en partenariat public-privé - **PPP**

Institution Responsable du développement

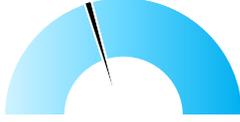
Niger

3.1.1.17. DORSALE CÔTIÈRE : INTERCONNEXION VOLTA (GHANA)- LOMÉ (TOGO)- SAKÉTÉ (BÉNIN)

Description du projet

Ce projet est un tronçon de 330 kV qui s'intègre dans le projet d'interconnexion "Dorsale Côtière", suivant la côte entre le Nigéria et la Côte d'Ivoire. Il reliera Volta (Ghana), Lomé (Togo) et Sakete (Bénin) pour un total de 340 km (122 MUSD).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Bien qu'il ne s'agisse pas de sa vocation première, la dorsale côtière soutiendra les échanges d'énergie renouvelable (hydro et solaire) lorsque ces projets auront été développés</p>	<p>La finalisation de la dorsale côtière permettra d'établir un marché régional majeur entre les 5 pays du sud de la sous-région</p>	<p>Grâce au nouvel axe d'interconnexion entre le Ghana, le Togo et le Bénin les trois pays pourront mutualiser leur réserve et ainsi améliorer la sécurité d'approvisionnement de part et d'autre.</p>

Avancement du projet

La construction de la ligne sur le territoire ghanéen s'est achevée en novembre 2014. Les tronçons sur les territoires togolais et béninois sont en cours de construction avec une date prévisionnelle de mise en service prévue en 2019.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2019

Défis

Pour le tronçon sur le territoire ghanéen, la principale difficulté relevée a été le processus d'identification des propriétaires lors de l'acquisition du foncier et de leur compensation.

Pour le tronçon sur les territoires togolais et béninois, de nombreuses difficultés ont été rencontrées :

- Le principal défi a été la mobilisation du financement pour la construction de la ligne au Togo et au Bénin, rendu difficile par la mauvaise santé financière de la CEB.

- Le processus de passation du marché de travaux a été compliqué : l'entrepreneur finalement retenu aurait dû être écarté car il ne remplissait pas les conditions de stabilité financière. En concertation avec les bailleurs de fond, il a finalement été conservé dans le processus d'appel d'offre afin de renforcer la compétition.
- L'entrepreneur n'a pas été capable de tenir le calendrier des travaux. Les responsables du Maître d'Ouvrage ont constaté que l'entrepreneur appliquait une stratégie de gestion contractuelle agressive qui n'était pas dans l'intérêt du projet.

Des litiges dans le processus de compensation des personnes affectées par le projet ont retardé sa finalisation. En application des conditions de décaissement du prêt de la BAD, ce retard a causé un arrêt temporaire des décaissements. En conséquence, les paiements de l'entrepreneur ont dû être suspendus causant un retard additionnel dans le calendrier des travaux assorti de réclamations de l'entrepreneur. La situation a été difficile à résoudre du fait d'une certaine inertie dans les échanges entre la BAD et les autorités gouvernementales, les décisions étant prises à haut niveau.

Stratégie de mise en œuvre

Le projet est développé sur la base de **contrats EPC**

Institution Responsable du développement

Togo, Bénin et Ghana

3.1.1.18. RENFORCEMENT DU RÉSEAU IVOIRIEN : LIGNE FERKESSÉDOUGOU – BOUNDIALI – LABOA

Description du projet

Le projet consiste en un renforcement de réseau 90kV existant par une ligne 225 kV entre Ferkessédougou, Boundiali et Laboa, soit une longueur de 310 km, pour un coût estimé de 115 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>La liaison Ferke-Boundiali-Laboa permettra l'évacuation de l'énergie renouvelable produite dans le Nord du pays</p>	<p>Bien qu'il s'agisse d'un projet national, cette ligne permettra le raccordement direct du réseau CLSG au Mali et au Burkina Faso, accroissant les opportunités d'échange</p>	<p>La nouvelle ligne permettra de sécuriser le système ivoirien, et par conséquent l'ensemble du réseau interconnecté sous régional, en bouclant le réseau 225kV dans le pays</p>

Avancement du projet

La construction est actuellement en cours. La mise en service du tronçon Boundiali – Laboa est prévue dans le courant de l'année 2018. La mise en service complète de l'ouvrage est prévue pour 2019

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2019

Défis

Les principaux défis dans la réalisation de ce projet ont été les difficultés rencontrées dans la finalisation des accords de financement avec l'ExIm Bank of India et les retards de l'entrepreneur dans la réalisation des travaux.

Straégie de mise en oeuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

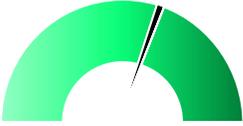
Côte d'Ivoire

3.1.1.19. LIGNE 225 KV KAYES (MALI) – TAMBACOUNDA (SÉNÉGAL) (OMVS)

Description du projet

Il s'agit d'une ligne 225kV entre Kayes (Mali) et Tambacounda (Sénégal), d'une longueur de 288 km. Le coût estimé est de 94 MUSD. Cette ligne est associée à la réalisation du projet d'aménagement hydroélectrique de Gouina.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
La nouvelle ligne sera un élément moteur pour l'intégration des énergies renouvelables en permettant l'évacuation de la production hydroélectrique	Cet axe de transport développé dans le cadre de l'OMVS est un vecteur du marché régional de l'électricité dans le sens où il permettra de transiter l'énergie hydroélectrique et de ce fait d'accroître les échanges entre le Sénégal et le Mali	Le nouvel axe permettra de raccorder la région de Tambacounda au réseau interconnecté et ainsi de sécuriser le réseau sénégalais dans sa partie Est.

Avancement du projet

La SOGEM a lancé l'appel d'offre pour la construction de la ligne sur un financement de l'IDA (Banque Mondiale). La date de remise des offres a eu lieu en mai 2018.

Études	Financement	Construction	Mise en service
			2020

Défis

Un facteur de réussite du projet a été le préfinancement des études de faisabilité et des études d'impact environnemental et social par la SOGEM, en anticipation des décaissements correspondants dans le cadre de l'accord de prêt avec l'IDA. Cette approche a été rendue possible par la bonne santé financière de la SOGEM.

Une difficulté soulevée la SENELEC est le besoin d'une meilleure coordination dans l'intégration des réseaux de l'OMVS et de l'OMVG avec le réseau des opérateurs nationaux, notamment du point de vue des études de stabilité.

Stratégie de mise en oeuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

OMVS

3.1.1.20. INTERCONNEXION CLSG

Description du projet

Il s'agit d'une ligne 225 kV d'une longueur totale est de 1303 km, pour un coût estimé de 517 MUSD. La ligne reliera la Côte d'Ivoire la Guinée la Sierra Leone et le Libéria.

Les Chefs d'Etat des quatre pays impliqués ont signé un traité en 2012 établissant l'entreprise ad hoc Transco CLSG qui a la charge de la réalisation et de l'exploitation du projet. Un cadre commercial a été établi prévoyant la rémunération de Transco CLSG pour le service de transport d'électricité.

La ligne est actuellement prévue en simple terre mais les études réalisées dans le cadre de ce plan directeur recommandent d'installer le second-terme en même temps que le premier (voir section 3.1.2.3).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Etant donné le volume de projets hydroélectriques en développement dans chacun des 4 pays traversés par l'interconnexion CLSG, ce projet jouera inexorablement un rôle important dans leur intégration	En connectant 3 pays électriquement isolés au réseau interconnecté de l'EEEOA, ce projet joue un rôle majeur dans le développement d'un marché régional de l'électricité.	Le partage de la production d'énergie électrique permettra de réduire significativement l'énergie non desservie dans les différentes régions connectées à la ligne CLSG (Guinée Nord et Guinée du Sud-Est, Libéria et Sierra Leone)

Avancement du projet

Le financement a été mobilisé, les contrats d'achat d'électricité (PPA) et de service de transport (TSA) ont été signés et les travaux sont en cours. La mise en service du premier terre est prévue pour 2020. La mise en tension de certains tronçons est prévue dès la fin 2019.

Version finale

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2020

Défis

Les principaux défis pour le développement de cette interconnexion ont été :

- Le temps nécessaire pour procéder à l'adaptation des cadres législatifs nationaux afin de permettre la création de Transco CLSG et la rétrocession des financements à une société ad hoc
- La mise en place des garanties requises pour le paiement d'avance et l'obtention des lettres de crédit ont créé un retard de plusieurs mois au début du projet.

En revanche, ce modèle de collaboration régionale a facilité le développement du projet sur les points suivants :

- La coordination avec les institutions de financement du développement
- La gestion de projet intégrée pour la conception technique, la passation des marchés et le suivi du calendrier des travaux
- Le suivi centralisé de la gestion des plans d'action environnementaux et sociaux à l'échelle nationale

A terme, un retour d'expérience plus complet pourra être effectué lors de la phase d'exploitation et de la mise en application du cadre commercial.

Stratégie de Mise en œuvre

Concession à une société ad hoc ("special purpose vehicle" - SPV)

Institution Responsable du développement

EEEEOA / Transco CLSG

3.1.1.21. BOUCLE OMVG 225KV

Description du projet

Il s'agit de réaliser une boucle en 225 kV reliant les pays de l'OMVG 225kV. Cette boucle a une longueur de 1677 km, et son coût estimé est de 722 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Le développement de la boucle OMVG étant motivé par le partage d'énergie hydroélectrique, ce projet participe activement à l'intégration de ces projets</p>	<p>La boucle OMVG participera à connecter la Guinée, la Gambie et la Guinée Bissau au réseau interconnecté de l'EEEOA, ce qui lui confère un rôle majeur dans le développement d'un marché ouest-africain de l'électricité.</p>	<p>Le projet permettra d'interconnecter l'ensemble des pays de la zone B et créera un lien entre les 2 jonctions Zone A- Zone B que sont la boucle CLSG et l'interconnexion Mali-Côte d'Ivoire</p>

Avancement du projet

Les études techniques du projet ont été finalisées en 2006. Les études d'impact environnemental et social ont également été menées mais ont dû être actualisées au cours de la période de recherche des financements.

Le financement a été mobilisé auprès de huit bailleurs de fonds internationaux. La construction de la ligne a débuté et les premières mises en service des tronçons de la boucle sont programmées pour fin 2019. La mise en service complète devrait être atteinte en 2020.

Les discussions continuent pour finaliser le cadre commercial des échanges d'électricité.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			<p>2020</p>

Défis

Les défis rencontrés dans le développement de la boucle OMVG sont :

- La mobilisation des financements pour la réalisation des travaux
- Le temps requis pour procéder à la rétrocession des financements à l'OMVG
- La nécessité de reprendre les études d'impact environnementales et sociales dans la période de mobilisation des financements
- Le processus d'acquisition du foncier et la gestion des compensations qui a pu être source de retard additionnel

- La coordination entre le développement de l'interconnexion et le développement des réseaux nationaux. A titre d'exemple, la ligne Ziguinchor – Tambacounda au Sénégal sera prochainement réceptionnée en avance d'environ un an avec la connexion à la boucle OMVG.

Il convient par ailleurs de souligner que l'élément déclencheur pour le développement du projet a été le lancement de la construction de Kaléta par la Guinée et la confirmation par les Autorités Guinéenne de la mise à disposition d'une partie du productible pour l'exportation à travers la boucle OMVG.

Stratégie de mise en oeuvre

Contrats EPC et financement par pays rétrocedé à l'OMVG

Institution Responsable du développement

OMVG

3.1.1.22. PROJET D'INTERCONNEXION MANANTALI- BAMAKO (225KV)

Description du projet

Le projet consiste en une ligne de 225 kV reliant Bamako (Mali) à Manantali (Mali) (317 km et environ 85 MUSD).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Le projet permettra l'échange d'énergie hydroélectrique d'ouest en est.</p>	<p>Ce projet concerne le renforcement d'un réseau national mais contribue aux échanges Est-Ouest</p>	<p>Ce projet est essentiel pour assurer la sécurité opérationnelle du Mali en particulier et de la région en général</p>

Avancement du projet

Le projet supporté par l'OMVS et un financement a été bouclé auprès de l'AFD.

La mise en service est envisagée en 2021.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2021

Stratégie de mise en oeuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

Mali, OMVS/Sogem

3.1.1.23. INTERCONNEXION GUINÉE – MALI

Description du projet

Les composantes du projet d'interconnexion Guinée-Mali sont :

- La ligne 225 kV Linsan – Fomi
- La ligne 225 kV N'Zérékoré – Fomi – Bamako

Le coût total du projet est estimé à 436 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet permettra le partage de l'énergie hydroélectrique de la région de Fomi et contribuera de facto à son intégration	Ce nouvel axe de transport accroîtra encore les capacité de transport entre la Guinée et les régions au Nord de l'Afrique de l'Ouest	La nouvelle interconnexion apportera une redondance dans la capacité d'échange et améliorera dès lors la sécurité du système

Avancement du projet

La ligne Linsan – Fomi fait l'objet d'un contrat de construction avec l'entreprise CWE sur financement de l'ExIm Bank of China. Les travaux sont en cours de démarrage.

Le développement de ligne N'Zérékoré – Fomi – Bamako est géré au niveau de l'EEEOA avec des unités de mise en œuvre créés dans chaque pays. Un processus appel d'offre pour la sélection d'un ingénieur conseil pour la passation des marchés de construction de la ligne a été initié en janvier 2018. Le financement des travaux est par ailleurs en cours de mobilisation auprès des bailleurs internationaux (BAD, UE, BEI, Banque Mondiale, BID, BOAD, BIDC).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2021

Défis

Les principales difficultés rencontrées sont les suivantes :

- Le temps requis pour remplir les conditions de décaissement des bailleurs et la mise en place de la rétrocession des financements à l'EEEOA ;
- Les études d'impact environnemental et social ont été retardées du fait de la crise Ebola dans la région.

Straégie de mise en oeuvre

Contrat EPC sous financement multilatéral

Institution Responsable du développement

EEEOA, Mali, Guinée

3.1.1.24. PROJET CORRIDOR NORD – “NORTH CORE”

Description du projet

Le projet consiste en une ligne de 330 kV reliant Niamey (Niger), Birnin Kebbi (Nigeria), Malanville (Bénin) et Ouagadougou (Burkina Faso), d'un coût estimé de 541MUSD pour 832km de ligne.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Bien que le développement du Corridor Nord n'ait pas, initialement, été motivé par l'intégration des énergies renouvelables, il y contribuera inéluctablement en supportant l'évacuation de l'énergie d'origine solaire à développer à proximité de cette ligne</p>	<p>Le renforcement des capacités de transfert entre les 4 pays concernés par le Corridor Nord permettra d'accroître les opportunités d'échanges commerciaux entre ces pays</p>	<p>Compte tenu du taux d'énergie non desservie observé dans les zones traversées par ce projet, l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement sera l'un des bénéfices phares liés à son développement. Il assurera également une nouvelle connexion entre le Nigéria et le reste de l'EEEOA renforçant la sécurité opérationnelle</p>

Version finale

Avancement du projet

Le projet a fait l'objet d'une étude de faisabilité en 2007. Cette étude a été mise à jour en 2016. Des financements ont été mobilisés auprès de la BAD, de la Banque Mondiale et de l'AFD, et des financements complémentaires sont en discussions avec l'Union Européenne. L'accord de financement avec la BAD a été signé et l'accord de financement avec la Banque Mondiale sera présenté au comité de direction de la Banque en septembre 2018 pour validation. L'accord de financement de l'AFD sera également finalisé d'ici le mois de septembre.

Le cadre institutionnel du projet a été défini avec la création d'une unité de gestion de projet commune basée à Abuja et s'appuyant sur des unités de projet dans chaque pays. Le cadre commercial est en cours de discussion. Des réunions entre les parties prenantes se sont tenues en février et avril 2018.

Les activités de bornage des terrains et les démarches de consultations locales sont en cours. La mise en service est envisagée en 2022.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022

Défis

Le développement du projet a été retardé par la définition d'un cadre institutionnel acceptable par les parties. L'établissement d'une société ad hoc a été envisagé mais au regard du retour d'expérience de la création de Transco CLSG, cette approche a été écarté car les ajustements nécessaires des cadres législatifs de chaque pays auraient considérablement rallongé la période de préparation du projet.

Stratégie de mise en oeuvre

Contrats EPC coordonnées par une unité conjointe de gestion de projet

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Nigeria, Niger, Bénin, Burkina Faso

3.1.1.25. PROJET D'INTERCONNEXION KAYES (MALI) - KIFFA (MAURITANIE)

Description du projet

Le projet consiste en une ligne de 225 kV et 420 km reliant Kiffa (Mauritanie), et Kayes (Mali) pour un coût total estimé de 184 MUSD. Couplé au tronçon Kiffa-Nouakchott (Mauritanie), ce projet permettra de boucler les réseaux du Sénégal, du Mali et de la Mauritanie.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet permettra le partage des ressources hydroélectriques et solaires entre les 3 pays.	Compte tenu qu'il s'agit du renforcement d'interconnexions existantes, n'a pas pour vocation principale le renforcement du marché mais y contribuera	En bouclant les réseaux des 3 pays, le projets renforcera la sécurité opérationnelle du système

Avancement du projet

Le projet soutenu par l'OMVS est actuellement en cours de recherche de financement. Des études préliminaires ont déjà été effectuées

La mise en service est envisagée en 2022.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022

Stratégie de mise en oeuvre

Contrats EPC avec recherche de financement

Institution Responsable du développement

Mali, OMVS/Sogem

3.1.2. Autres projets prioritaires

3.1.2.1. CENTRALE THERMIQUE DE MARIA GLÉTA (BÉNIN)

Description du projet

La centrale thermique localisée à Maria Gléta au Bénin est un projet de 450 MW avec un budget estimé de 585 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Le projet Maria Gleta est indispensable pour assurer l'indépendance électrique du bloc Togo-Bénin mais il ne contribue pas directement à l'intégration des énergies renouvelables dans la sous-région</p>	<p>La localisation du projet devrait permettre l'exportation d'énergie thermique vers les pays du Nord en complément à l'énergie solaire.</p>	<p>A court-terme, le projet permettra de réduire le volume d'énergie non desservie dans les pays. Il offrira un talon d'énergie électrique disposant d'un fort taux de disponibilité et peu soumis aux aléas climatiques.</p>

Analyse économique préliminaire

Dans le système interconnecté, les centrales au gaz fixent le coût marginal du système. En effet, lorsque les centrales fonctionnant au fioul lourd auront été remplacées par des options moins chères, le gaz deviendra l'option la plus onéreuse en fonctionnement. Cela étant dit, le développement de centrales thermiques reste indispensable pour permettre l'approvisionnement à moindre coût et fiable de la demande électrique dans la sous-région.

Considérant les hypothèses suivantes pour la centrale cycle combiné de Maria Gleta

Durée de vie	30
Date de mise en service de la première turbine	2022
Capacité Installée [MW]	450
Coût d'investissement [MUSD/MW]	1.3
Coûts variables d'exploitation [USD/MWh]	3.2
Consommation spécifique [kJ/kWh]	6 901
Localisation	Benin Sud

Tableau 1: Hypothèses pour l'analyse économique [Maria Gleta]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de taux d'utilisation de la centrale

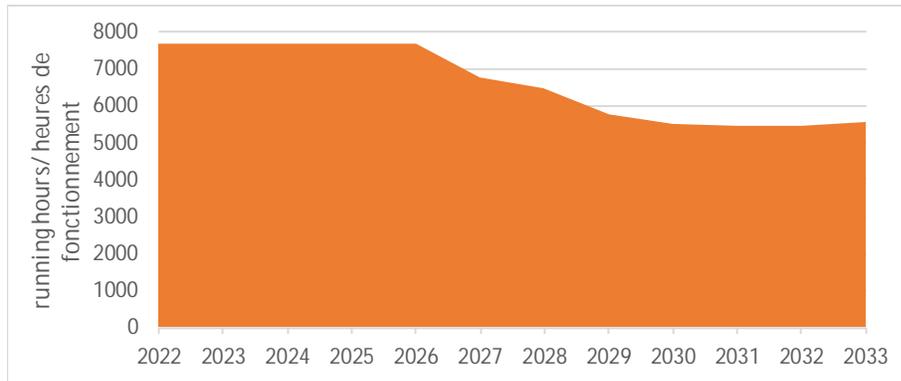


Figure 3: Taux d'utilisation de la centrale (heures de fonctionnement équivalentes à puissance maximale) [Maria Gleta]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 75 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%.

Analyse environnementale préliminaire

Du fait de l'implémentation du projet en zone périurbaine, des impacts sur le bruit et la qualité de l'air sont attendus en phase chantier et en phase d'exploitation. Pour ce qui concerne les aspects de qualité de l'air, le fonctionnement de la centrale tant au fioul lourd qu'au gaz naturel n'engendrera pas de risques sanitaires. Lors de la phase chantier et de la phase, il s'agira principalement de gérer correctement les stockages et manipulations d'huiles, hydrocarbures, solvants, déchets, etc. afin d'éviter les fuites et déversements sur les sols ainsi que les dépôts sauvages, avec comme risque subséquent de polluer les eaux souterraines et les eaux de surface ; d'autant plus que la population locale s'alimente en eau à l'aide de puits. En ce qui concerne les aspects sociaux, les principaux aspects négatifs sont les expropriations d'habitations qui seront nécessaires au droit de l'emprise de la future centrale. En effet, 1181 personnes devront être déplacées dans le cadre du projet de construction de la centrale ; ce qui constitue un impact majeur. Ces acquisitions de terrain ainsi que les réinstallations devront être réalisées conformément à un plan d'action de réinstallation qui devra être réalisé et implémenté avant que la phase de chantier ne débute.

Avancement du projet

Le projet complet a fait l'objet d'un appel d'offre pour un développement en PPP, remporté par l'AFC. Dans ce montage il est prévu que le développeur soit en charge d'assurer l'approvisionnement en combustible. L'AFC doit rassurer les partenaires du projet quant à la fiabilité de son approvisionnement.

L'AFC est par ailleurs train de mobiliser le financement. L'objectif est d'avoir une première turbine à gaz développée à court-terme, avant le développement du projet complet (2 turbines à gaz de 150MW et une turbine à vapeur de même capacité) à moyen-terme

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022

Défis

Le projet a subi un premier retard dû au retrait du premier adjudicataire de l'appel d'offre, remplacé par l'AFC.

Le principal défi réside dans la mise en place de l'approvisionnement en combustible, dans un contexte où les volumes importés depuis le Nigeria par le gazoduc de l'Afrique de l'Ouest ne sont pas réguliers. Par ailleurs, les infrastructures d'acheminement du gaz jusqu'au site de Maria Gléta ne sont actuellement pas dimensionnées pour le projet complet.

Enfin, même si les acheteurs potentiels ont réaffirmé leur engagement relatif aux volumes d'énergie qu'ils comptent acheter, les plans de développement nationaux n'intègrent pas la perspective d'approvisionnement depuis Maria Gléta (régional). Cette situation induit un flou quant aux débouchés pour la vente de l'électricité du projet.

Stratégie de mise en oeuvre

PPP

Institution Responsable du développement

EEEEOA

3.1.2.2. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE BOUTOUBRE (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Le projet de centrale hydroélectrique de Boutoubré est un projet de 150 MW pour un productible de 908 GWh localisé sur la rivière Sassandra en Côte d'Ivoire (coût estimé à 862 MUSD).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Bénéficiant de la régulation de Soubré, le projet de Boutoubré est particulièrement intéressant pour la sous-région car il permet la production d'énergie hydroélectrique à moindre coût	La localisation du projet à proximité de la ligne CLSG permet également d'envisager un partage de la production hydroélectrique avec le Sierra Leone et le Libéria notamment	En termes de sécurité d'approvisionnement, le projet peut remplir deux missions qui sont : la réduction du volume d'énergie non desservie et l'apport de capacité de stockage au système interconnecté

Version finale

Analyse économique préliminaire

La centrale hydroélectrique de Boutoubré est l'un des projets hydroélectriques les plus rentables de la Côte d'Ivoire. Il cumule une énergie disponible élevée (facteur d'utilisation de 5800 heures par an) et un coût par MW installé dans la fourchette basse des projets hydroélectriques (3200 kUSD/MW). Dans ce contexte, il apparaît comme économiquement justifié pour satisfaire la demande dans la sous-région. La valeur actuelle nette du projet, considérant un taux d'actualisation à 8% et une rémunération au coût marginal du pays est de 46 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour Boutoubré:

Durée de vie	40
Date de mise en service de la première turbine	2022
Productible Annuel Moyen [GWh]	908
Coût d'investissement [MUSD/MW]	3.2
Localisation	Côte d'Ivoire Sud

Tableau 2: Hypothèses pour l'analyse économique [Boutoubré]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

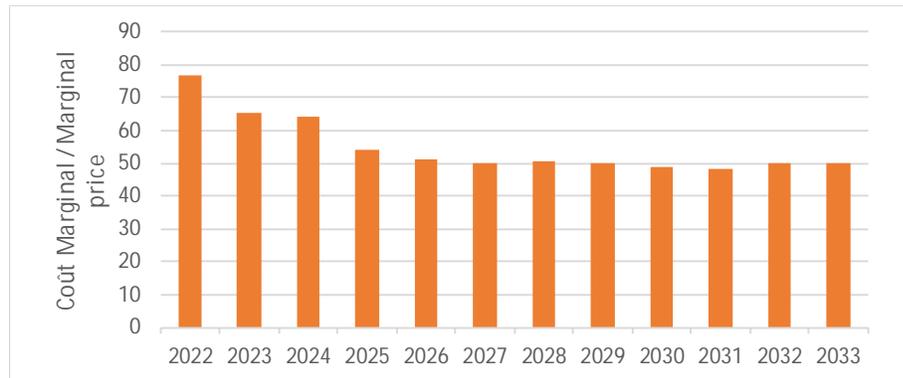


Figure 4: Coût marginal moyen [Côte d'Ivoire Sud]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 57 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%.

Analyse environnementale préliminaire

Le site du projet hydroélectrique de Boutoubré se situe à une cinquantaine de kilomètres du parc national de Taï, classé au patrimoine mondial de l'UNESCO, et à proximité immédiate du parc naturel de Gaoulou, forêt préservée. Ainsi, la faune et la flore de cette dernière devra faire l'objet de mesures particulières, afin de limiter l'impact environnemental du projet. Le site étant actuellement faiblement peuplé, l'impact humain devrait être limité. Avec la retenue et le ralentissement de l'eau, voire sa stagnation, les conséquences sur la qualité de l'eau seront majeures, découlant sur une modification conséquente. 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. L'impact sur la faune sera modéré : la construction, et surtout la mise en eaux, détruira des espèces terrestres, principalement des insectes et des petits mammifères et surtout leurs biotopes. 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. En conclusion, l'implantation du barrage aura un impact certain pour l'environnement de la région, notamment en termes de qualité des eaux, mais cet impact reste maîtrisable. Une étude approfondie et dédiée aux aspects environnementaux devra confirmer ces éléments lors de l'étude de faisabilité de la centrale.

Avancement du projet

Après la construction de Soubré, la société publique chinoise Sinohydro travaille sur trois autres projets, qui représentent une capacité cumulée de 500 mégawatts dont le projet de Boutoubré en phase de développement. Les études de préfaisabilité pour ce projet sont en phase de réalisation.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022

Stratégie de mise en oeuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

Côte d'Ivoire

3.1.2.3. CONSTRUCTION DU SECOND CIRCUIT DE LA LIGNE CLSG

Afin de permettre l'exploitation optimale du réseau interconnecté, le second terme de la ligne CLSG devrait être mis en service en même temps que le premier.

A cette fin, les recherches de financement devraient être entamées aussi vite que possible.

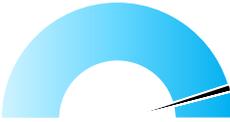
3.1.2.4. INTERCONNEXION BOLGATANGA-BOBO-SIKASSO

Description du projet

Le projet est une ligne 330kV reliant Bolgatanga (Ghana), Bobo Dioulasso (Burkina Faso), et Sikasso (Mali), d'une longueur totale de 555 km (coût estimé : 341 MUSD).

Le tronçon Bobo - Sikasso devrait être mis en service rapidement (en même temps que la boucle OMVG et la boucle CLSG) car il est indispensable à la synchronisation du réseau interconnecté. Avant la mise en service de cette ligne, la perte de certaines interconnexions critiques dans le réseau provoque des instabilités et une perte de synchronisme.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Cette ligne permettra des échanges d'énergie solaire entre les différents pays traversés	Compte tenu qu'il s'agit du renforcement d'interconnexions existantes, n'a pas pour vocation principale le renforcement du marché mais y contribuera	La sécurité opérationnelle est le critère numéro 1 pour le tronçon Bobo-Sikasso qui est indispensable à la synchronisation du réseau interconnecté tel que prédit en 2022

Analyse Economique préliminaire

Le tronçon Bobo-Sikasso se justifie essentiellement pour des questions de fiabilité, afin d'assurer la sécurité opérationnelle du réseau interconnecté. L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (341 MUSD pour le tronçon de 555 km de ligne 330kV entre le Mali et le Burkina Faso), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 1800 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 3.9 cUSD/MWh/km pour la ligne Bobo-Sikasso. Ce coût est justifié pour des considérations de sécurité.

Analyse environnementale préliminaire

Le tracé de cette ligne ne passerait à travers aucune forêt ou réserve naturelle. Ainsi, l'impact sur la faune et la flore devrait être relativement limité. Il conviendra de tenir compte du relief, important dans la région. La zone est caractérisée par une répartition très étendue de petites concentrations humaines. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur tout le parcours. Il n'y a qu'autour des villes et villages importants, et lors des passages avec un fort relief, qu'un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

Le projet a fait l'objet d'une étude de faisabilité en 2010 qui considérait une ossature en 330 kV. Dans le cadre des discussions avec la BEI pour le financement du projet, une alternative en 225 kV a été étudiée.

Le projet est actuellement à l'étude et doit tenir compte de l'évolution des réseaux nationaux, notamment au niveau du poste de Bolgatanga II. Par ailleurs, des discussions sont en cours concernant le contrat d'études environnementales et sociales suite à une demande d'avenant de la part du consultant dépassant les seuils acceptables par les bailleurs. La situation est pour l'instant bloquée sur ce point.

Il est à noter que les marchés de travaux pour le tronçon entre Sikasso et Bamako sur le territoire du Mali ont été attribués du fait de l'intérêt de la ligne pour le réseau national malien. Les décrets correspondants ont été adoptés en Conseil des Ministres en date du 7 mars 2018.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022 *

* Il est vivement recommandé d'accélérer la construction du tronçon Bobo-Sikasso (idéalement **2022**) afin d'assurer l'exploitation saine du réseau interconnecté de l'EEEOA.

Défis

Les principales difficultés rencontrées telles que rapportées par les acteurs du projet sont :

- Les modifications du projet initial convenues lors des discussions avec les bailleurs de fonds qui ont requis des études
- La nécessité de prendre en compte dans l'étude de l'évolution des réseaux nationaux qui s'est déroulée alors que le projet prenait du retard
- Le blocage contractuel au niveau de l'étude des impacts environnementaux et sociaux du projet

Stratégie de mise en oeuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

EEEOA, Mali, Burkina Faso, Ghana

3.2. Projets prioritaires à moyen-terme (2023—2029)

3.2.1. Projets décidés

3.2.1.1. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE AMARIA (GUINÉE)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 300 MW située sur le fleuve Konkouré, à l'aval de Souapiti/Kaletta et offrant aussi un réservoir de de capacité pluriannuelle. La centrale aura un productible garanti de 1435 GWh par an et une valeur estimée qui s'élève à 600 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Comme les autres projets hydroélectriques du pays, Amaria contribuera fortement à réduire l'utilisation de combustible fossile dans la sous-région	Bien que développé à des fins nationales dans un premier temps, l'énergie produite pourrait être partagée avec les pays limitrophes via la boucle OMVG	Comme pour les autres réservoirs, l'un des rôles attendus d'Amaria en termes de sécurisation de l'approvisionnement est l'apport de capacité de stockage au système

Avancement du projet

Le projet a fait l'objet d'une étude d'Avant-Projet Sommaire (APS) en 2017.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2023

Stratégie de mise en oeuvre

Un accord de concession de type BOT en cours de discussion avec l'entreprise TBEA dans le cadre d'un projet minier pour lequel l'entreprise a la concession, et qui bénéficiera d'une portion de l'énergie produite.

Concession (BOT)

Institution Responsable du développement

Guinée

3.2.1.2. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE BUMBUNA II (SIERRA LEONE)

Description du projet

Le projet consiste en l'extension de la centrale existante pour ajouter 143 MW à la capacité existante de 50 MW. Le coût du projet s'élève à 358 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Après Bumbuna I, ce projet permettra d'accroître encore significativement le taux d'intégration d'énergie renouvelable au Sierra Leone</p>	<p>Grâce à sa proximité avec le réseau CLSG, le partage de l'énergie hydroélectrique de Bumbuna avec les pays limitrophes et notamment le Libéria pourrait être envisagé.</p>	<p>Outre l'apport de flexibilité, la centrale de Bumbuna II aura un rôle important dans la sécurisation de l'approvisionnement électrique du pays</p>

Avancement du projet

Le contrat d'achat d'énergie a été signé en août 2017 avec le développeur Joule Africa pour une durée de 25 ans. La construction doit débuter mi-2018 et s'achever en 2023.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2023

Stratégie de mise en oeuvre

Concession

Institution Responsable du développement

Guinée

3.2.1.3. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE LOUGA (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 246 MW et un coût de 647 MUSD sur la rivière Sassandra.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Le productible de Louga viendra en substitution de l'énergie thermique pour satisfaire la demande	Compte tenu de la structure du réseau interne ivoirien, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexions	Apport de puissance additionnelle pour satisfaire la demande locale et régionale et complémentarité avec les ressources renouvelables intermittentes

Avancement du projet

Le projet doit encore faire l'objet d'études détaillées

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2023

Stratégie de mise en oeuvre

Un contrat EPC avec Sinohydro est envisagé sous un financement de l'ExIm Bank of China (à confirmer) – **Contrat EPC**

Institution Responsable du développement

Côte d'Ivoire

3.2.1.4. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE KOUKOUTAMBA (OMVS)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique située en Guinée, d'une capacité de 294 MW et une production annuelle moyenne garantie de 455 GWh/an. Le coût du projet est estimé à 689 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
La centrale de Koukoutamba permettra la réduction de consommation d'énergie fossile en Guinée et dans les autres pays de l'OMVS	Du fait de son développement dans le cadre de l'OMVS, ce projet a naturellement vocation à s'inscrire dans un marché régional de l'électricité	L'amélioration de la sécurité d'approvisionnement est un bénéfice additionnel du projet, notamment par l'apport de flexibilité au système

Avancement du projet

Les études de faisabilité du projet ont été réalisées. Le projet a fait l'objet d'un appel d'offre pour la construction de type EPC + financement, dans lequel il est demandé aux soumissionnaires de proposer des options de financement. Les négociations de contrat démarrent actuellement avec le candidat sélectionné.

Une étude d'impact environnemental et social du projet est en cours avec un financement de la Banque Mondiale.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2024

Stratégie de mise en oeuvre

Contrat EPC + financement

Institution Responsable du développement

OMVS

3.2.1.5. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE DE MAMBILLA (NIGERIA)

Description du projet

Le projet de centrale hydroélectrique de Mambilla prévoyait initialement une capacité installée de 2600 MW pour un productible garantie de 11,214 GWh par an et un coût de projet estimé à 4 MMUSD. La puissance de la centrale a été revue à la hausse à 3 050 MW pour un coût de projet de 5.8 MMUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Ce projet majeur permettra d'accroître significativement le taux d'intégration d'énergie renouvelable du Nigeria, aujourd'hui largement dominé par l'énergie d'origine thermique</p>	<p>Malgré sa taille, et compte tenu des besoins énergétiques nationaux, la localisation de Mambilla, loin des frontières avec les autres pays de la sous-région rend difficile le partage de l'énergie produite.</p>	<p>Compte tenu de sa taille, le réservoir de Mambilla pourra servir de stockage énergétique dans la sous-région, participant ainsi à la sécurisation de l'approvisionnement</p>

Avancement du projet

Le contrat pour la construction a été attribué en 2017 dans le cadre d'une association entre les Autorités Gouvernementales et une entreprise de construction chinoise. La mise en service est prévue pour 2024.

La construction n'a pas encore débuté. Cependant, le début des travaux est imminent, en attente de la mobilisation de l'entrepreneur.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2024

Stratégie de mise en oeuvre

PPP

Institution Responsable du développement

Nigéria

3.2.1.6. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE D'ADJARALLA (TOGO ET BÉNIN)

Description du projet

Le projet consiste en l'augmentation de la capacité hydroélectrique de la centrale existante d'Adjaralla sur le fleuve Mono, à la frontière entre le Bénin et le Togo. Ce projet commun entre les deux pays consiste en la construction d'un barrage avec une capacité de 147 MW et une production annuelle moyenne d'environ 264 GWh (réduite par rapport à la production initialement prévue de 366 GWh) pour un coût total de 333 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>A l'exception de la production de Nangbeto, le Togo et le Bénin sont quasi exclusivement alimentés par de l'électricité (domestique ou importée) d'origine thermique. Le développement d'Adjaralla permettra la transition vers plus d'énergie d'origine renouvelable dans cette région</p>	<p>La localisation d'Adjaralla, à la frontière entre le Togo et le Bénin, confère au projet une dimension régionale et participe dès lors au développement d'un marché sous-régional</p>	<p>Le développement d'un projet additionnel dans le réseau de la CEB est nécessaire pour accroître l'indépendance énergétique des 2 pays, réduire l'exposition à la disponibilité et au prix des ressources fossiles et sécuriser l'approvisionnement électrique</p>

Avancement du projet

En 2015, le groupe Sinohydro Africa a signé un mémorandum d'entente pour la construction du projet. Le financement de l'ouvrage a été discuté avec l'ExIm Bank of China.

Le financement de la part du Bénin a été mobilisé et un accord de prêt a été signé le 30 mai 2016 pour la part du Togo. L'entrepreneur a entamé les travaux sur le site du barrage.

Le Fond Monétaire International a par la suite émis un avis négatif sur l'accord de prêt pour la partie Togo au regard de la situation d'endettement extérieur du pays. Dans ces conditions, les Autorités Togolaises ont été contraintes de suspendre les travaux.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2026

Défis

Le défi principal dans la réalisation d'Adjaralla est la mobilisation des financements pour les études et pour les travaux.

La décision de développer le barrage d'Adjaralla remonte à 1988. Précédemment aux accords de prêt avec l'EximBank of China, le financement était discuté avec un groupe d'Institutions de Financement du Développement (Banque Mondiale, AFD, BAD, BID). Dans ce contexte, un frein majeur au développement du projet était la capacité du Bénin et du Togo à mobiliser en propre les fonds requis pour les actions d'atténuation des impact environnementaux et sociaux du projet.

Par ailleurs, le paiement des coûts de la mobilisation de l'entrepreneur en anticipation de la finalisation des accords de financement est désormais source de difficultés dès lors que les travaux ont été suspendus.

Stratégie de mise en oeuvre

Contrat EPC (en suspens)

Institution Responsable du développement

Togo et Bénin

3.2.1.7. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TIBOTO (CÔTE D'IVOIRE/LIBERIA)

Description du projet

Le projet est une centrale hydroélectrique située à Tiboto, d'une capacité de 225 MW et d'une production annuelle moyenne prévue de 912 GWh. Le coût du projet est estimé à 599 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>A l'instar des autres projets hydroélectriques, le principal objectif de Tiboto est la substitution de production électrique d'origine fossile par de l'électricité d'origine renouvelable</p>	<p>Compte tenu de la localisation du projet, à la frontière entre la Côte d'Ivoire et le Libéria, le partage de l'énergie hydroélectrique entre ces deux pays passera par le développement d'un marché</p>	<p>Outre l'apport d'énergie à moindre coût, le projet hydroélectrique de Tiboto pourrait fournir de la flexibilité dans le système interconnecté.</p>

Avancement du projet

Un mémorandum d'entente a été signé en 2014 avec Eranove pour le développement du projet. Le projet reste au stade d'études et sa mise en service est prévue après 2025.

Le projet est justifié par l'évolution de la demande en Côte d'Ivoire et au Libéria. Le développement du projet est décalé par rapport aux prévisions du Plan Directeur 2012 – 2025 du fait :

- d'une évolution de la demande inférieure aux prévisions ;
- du retard dans la réalisation de l'interconnexion CLSG ;
- d'un développement des réseaux de distribution inférieur à la prévision.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2028

Stratégie de mise en oeuvre

Concession

Institution Responsable du développement

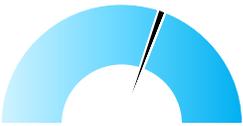
EEEEOA, Côte d'Ivoire et Libéria

3.2.1.8. CENTRALE THERMIQUE DE ALAOJI II (NIGERIA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale thermique de 285 MW qui sera construite dans le sud du pays pour un coût total estimé de 370 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Ce projet est indispensable non seulement pour satisfaire la demande locale mais aussi pour honorer les volumes d'échange contractés avec les pays voisins (Togo-Bénin)	Compte tenu du déficit de production dans le pays, ce projet contribuera significativement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

Avancement du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2025

Stratégie de mise en œuvre

Schéma EPC

Institution Responsable du développement

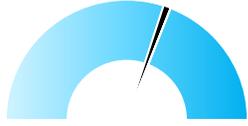
Nigeria

3.2.1.9. CENTRALE CHARBON DE SAN PEDRO (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Il s'agit de 2 groupes de 350 MW chacun qui fonctionneront avec du charbon importé et dont le coût d'investissement total estimé est de 1900 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
De par sa nature thermique, ce projet ne contribue pas directement au développement durable de la sous-région	Compte tenu de la structure du réseau interne ivoirien, ce projet pourra servir pour alimenter les pays limitrophes via les différentes interconnexions	Compte tenu du déficit de production dans la région, ce projet contribuera à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

Avancement du projet

Des discussions sont en cours avec de nouveaux partenaires privés concernant l'exécution du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2026-2029

Stratégie de mise en œuvre

Concession

Institution Responsable du développement

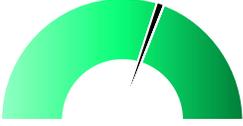
Côte d'Ivoire

3.2.1.10. LIGNE LINSAN (GUINÉE) – KOUKOUTAMBA (GUINÉE) – BOUREYA (GUINÉE)– MANANTALI (MALI) (COMPOSANTE DU PROJET MANANTALI II DE L'OMVS)

Description du projet

Le projet est une ligne 225 kV double terre de 462km reliant Linsan (Guinée), Koukoutamba(Guinée), Boureya (Guinée) et Manantali (Mali), d'un coût estimé de 166 MUSD. La réalisation de cette ligne est conditionnée à la construction de la centrale hydroélectrique de Koukoutamba.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>La nouvelle ligne est intimement liée au développement des projets hydroélectriques de l'OMVS</p>	<p>Cette ligne, partie intégrante de l'OMVS sera un vecteur du marché régional de l'électricité en permettant d'accroître les échanges entre la Guinée et le Mali</p>	<p>Bien qu'il ne s'agisse pas de la fonction première de cette ligne, elle permettra d'apporter de la redondance dans les interconnexions et ainsi d'accroître la sécurité d'approvisionnement</p>

Avancement du projet

Le développement du projet est en pause dans l'attente de la mobilisation des financements et de la construction du projet de Koukoutamba.

Le projet fait néanmoins l'objet d'une étude complémentaire de connexion de la Guinée au réseau OMVS, actuellement en cours.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2024

Stratégie de mise en œuvre

Contrats EPC

Institution Responsable du développement

OMVS

3.2.1.11. LIGNE BUCHAMAN (LIBERIA) - SAN PEDRO (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Il s'agit d'un projet de ligne 225kV entre Buchanan (Libéria) et San Pedro (Côte d'Ivoire), d'une longueur de 400km, et d'un coût estimé de 101 MUSD. Cette ligne participe à l'évacuation de l'énergie de la centrale hydroélectrique de Tiboto.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>La nouvelle ligne aura pour mission principale l'évacuation de l'énergie hydroélectrique de Tiboto et contribuera dès lors à l'intégration des énergies renouvelables dans le système</p>	<p>Cette ligne viendra renforcer les capacités d'échange entre la zone Libéria-Sierra Leone et la Côte d'Ivoire et accroîtra d'autant les opportunités de marché entre ces pays</p>	<p>La redondance offerte par cette nouvelle ligne d'interconnexion permettra d'accroître la sécurité du système électrique</p>

Avancement du projet

La ligne n'a pas fait l'objet d'étude récente.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2028

Stratégie de mise en œuvre

Ce projet pourrait être développé via un **contrat EPC**

Institution Responsable du développement

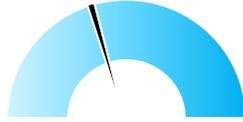
EEEEOA, Côte d'Ivoire et Libéria

3.2.1.12. PROJET DE DORSALE COTIERE : INTERCONNEXION ABOADZE (GHANA) – BINGERVILLE (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Ce projet est un tronçon qui s'intègre dans le projet d'interconnexion "Dorsale Côtière", suivant la côte entre le Nigéria, le Bénin, le Togo, le Ghana et la Côte d'Ivoire. Il reliera - Aboadze (Ghana) à Bingerville (Côte d'Ivoire). Il a un coût estimé de 190 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Bien qu'il ne s'agisse pas de sa vocation première, la dorsale côtière soutiendra les échanges d'énergie renouvelable (hydro et solaire) lorsque ces projets auront été développés</p>	<p>La finalisation de la dorsale côtière permettra d'établir un marché régional majeur entre les 5 pays du sud de la sous-région</p>	<p>Grâce au nouvel axe d'interconnexion entre le Ghana et la Côte d'Ivoire, les deux pays pourront mutualiser leur réserve et ainsi améliorer la sécurité d'approvisionnement de part et d'autre.</p>

Avancement du projet

Des évolutions dans la planification du réseau national de la Côte d'Ivoire ont amené à reprendre les études d'Avant-Projet Détaillé. La ligne est conçue en 330 kV de Dunkwa à Bingerville puis passe désormais en 400 kV jusqu'à Akoupe.

Les intentions de financement ont été réunies. Une partie financement a été acquise auprès de la KfW et de l'UE et le reste est en discussion avec la BEI.

L'appel d'offre pour la construction est en cours de préparation.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2029

Défis

- Le changement d'envergure induit par l'introduction du réseau 400 kV dans le Plan Directeur ivoirien a conduit à décaler la réalisation du projet pour adapter la conception technique
- L'analyse des impacts environnementaux et sociaux a également conduit à modifier le projet

Stratégie de mise en œuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

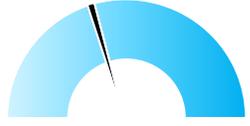
Ghana et Côte d'Ivoire

3.2.1.13. LIGNE D'INTERCONNEXION BOUNDIALI (COTE D'IVOIRE) – BOUGOUNI (MALI)

Description du projet

Ce projet dont le tracé reste à confirmer vise d'une part à renforcer les possibilités d'échange entre la Côte d'Ivoire et le Mali et d'autre part à raccorder les charges minières localisées dans la région au réseau interconnecté. La ligne 225kV a une longueur de 330 km pour un coût estimé de 96 MUSD

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Compte tenu du développement attendu de l'énergie solaire dans la zone, la ligne favorisera l'intégration du renouvelable bien qu'il ne s'agisse pas de sa vocation première</p>	<p>La ligne permettra d'accroître les échanges Côte d'Ivoire- Mali</p>	<p>Du point de vue sécurité, la nouvelle ligne aura pour bénéfice principal la fiabilisation de l'approvisionnement de la charge localisée sur le tracé</p>

Avancement du projet

Le projet est au stade des analyses préliminaires

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2029

Stratégie de mise en œuvre

Ce projet pourrait être développé via **un contrat EPC**

Institution Responsable du développement

Mali et Côte d'Ivoire

3.2.2. Autres projets prioritaires

3.2.2.1. PROJET SOLAIRE 150 MW AU BURKINA FASO

Description du projet

Le projet est une ferme solaire photovoltaïque de capacité 150 MW au Burkina Faso.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Compte tenu du potentiel solaire du Burkina Faso et de la tendance baissière du coût des technologies solaires PV, le développement de projets de grande envergure se justifie pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles des pays enclavés	Le projet solaire PV a été dimensionné avec une envergure régionale, une partie de l'énergie produite étant destinée à être exportée vers les pays limitrophes, et notamment la Côte d'Ivoire et le Ghana	Compte tenu de la nature intermittente des ressources solaires, aucun rôle majeur ne peut être attribué à ce projet dans l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

Analyse économique préliminaire

Le développement de projets solaires au Burkina Faso est doublement intéressant : D'une part l'irradiation solaire dans le pays est optimale pour le développement d'une telle énergie, et d'autre part les alternatives pour la production d'électricité sont peu nombreuses et sont extrêmement onéreuses, résultant en un coût marginal particulièrement élevé dans la sous-région.

Dans ce contexte, et compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans le pays. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service par phases à partir de 2022 sera de 48 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 13MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Burkina Faso:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2022
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Burkina Faso

Tableau 3: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Burkina Faso]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

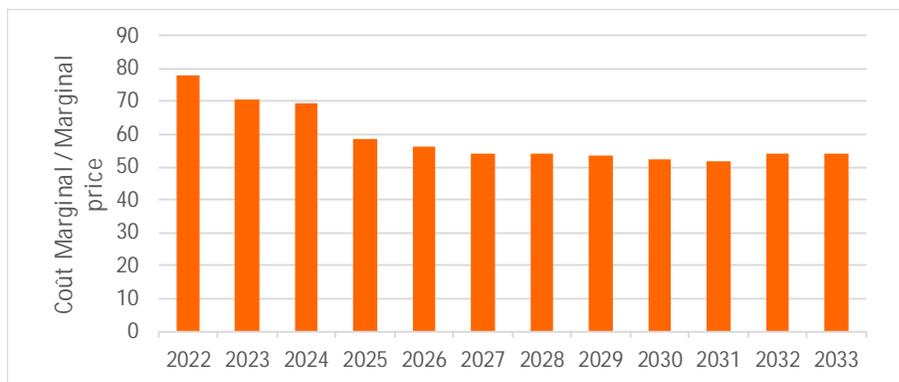


Figure 5: Coût marginal moyen [Burkina Faso]

Analyse environnementale préliminaire

Une analyse environnementale préliminaire a été effectuée dans le cadre de l'étude de préfaisabilité de ce projet. Les sites de Kodéni, Pa et Ouagadougou Est ont été proposés pour l'installation de trois composantes respectives de 50 MW, correspondant à une surface au sol de 75 à 150 hectares respectivement. Les sites ne se situent à proximité d'aucune zone protégée, forestière, inondable (ou plan d'eau) ou urbaine. D'autres sites proposés présentent les mêmes avantages, ce qui limite fortement l'impact sur l'environnement d'un tel projet. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie). De manière générale, les impacts attendus de projets solaires au niveau environnemental sont relativement limités.

Avancement du projet

L'étude de préfaisabilité du projet a été réalisée en 2017 et un financement de l'étude de faisabilité et d'intégration au réseau a été obtenu auprès de la Banque Mondiale. Le processus de sélection d'un consultant pour l'étude sera lancé prochainement.

La recherche de financements pour la construction est en cours. Il est envisagé de préparer un cadre pour la mise en concurrence d'IPP pour la réalisation des travaux suivant l'approche du programme « Scaling Solar » déjà expérimentée au Sénégal.

La date de mise en service sera postérieure à 2020 (première phase de 50MW en 2022).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022-2024

Défis

La recherche de partenaires financiers pour la construction du projet est rendue plus compliquée par le fait que ce projet régional n'est pas reflété dans la stratégie nationale pour le développement du secteur de l'électricité.

Stratégie de mise en œuvre

Un appel d'offres pour un IPP est prévu avec le soutien de la Banque mondiale - IPP

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Burkina Faso

3.2.2.2. PROJET SOLAIRE 150 MW AU MALI

Description du projet

Le projet est une ferme solaire photovoltaïque de capacité 150 MW au Mali.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>A l'instar du Burkina Faso, le Mali apparaît comme un pays phare pour le développements de projets solaires de grande envergure, permettant de supplanter de la production thermique.</p>	<p>La taille du projet lui confère une envergure régionale. Les exportations d'électricité d'origine solaire devront faire l'objet de contrats d'échange commerciaux entre les différents pays de la région</p>	<p>Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.</p>

Version finale

Analyse économique préliminaire

Le Mali dispose de ressources hydroélectriques limitées et les options thermiques sont onéreuses car elles nécessitent l'importation de fioul lourd depuis les pays côtiers. Dès lors, le développement de projets solaires dans le pays est une option très intéressante, d'autant plus que le pays jouit d'un potentiel important sur l'ensemble de son territoire.

Dans ce contexte, et compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans le pays. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service par phases à partir de 2022 sera de 48 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 7MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Mali:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2022
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Mali Sikasso

Tableau 4: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Mali]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

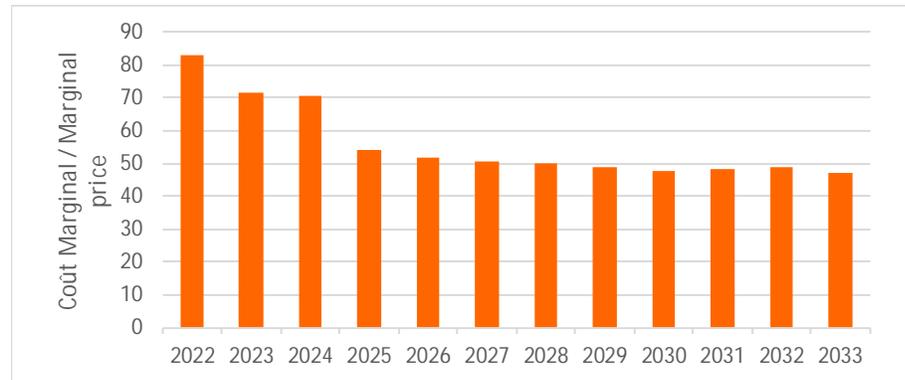


Figure 6: Coût marginal moyen [Mali - Sikasso]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné la faible densité d'occupation des sols au Mali, avec de nombreuses zones désertiques (ou semi-désertiques), l'impact environnemental ne paraît a priori pas être un critère limitant majeur. De nombreux sites éloignés de zones protégées, forestières, inondables (ou plan d'eau) ou urbaines pourraient être envisagés. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie). Pour référence, l'étude environnementale du projet solaire 33 MW de Ségou prévoit un plan de gestion des déchets et des matières dangereuses en phase de construction, ainsi que des mesures d'atténuation du milieu physique, biologique et humain à court et long-terme.

Avancement du projet

L'étude de faisabilité du projet est en cours et inclut notamment la comparaison de variante en photovoltaïque ou solaire à concentration. Une réunion avec une délégation de représentants de la CEDEAO, l'IRENA et la BAD s'est tenue récemment pour discuter du développement du projet. Ce projet est par ailleurs soutenu par la Banque Mondiale.

La date de mise en service sera postérieure à 2020 (première phase de 50MW en 2022).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022-2024

Défis

La coordination et la communication entre les équipes d'EDM et de l'EEEOA n'a pas toujours été fluide concernant ce projet. Des confusions ont parfois eu lieu entre le projet régional et le développement des projets nationaux de Ségou, Kita, Sikasso et Koutiala qui totalisent une capacité de 158 MW.

En particulier, les documents de planification à l'échelle nationale n'incluent pas le projet régional dans les perspectives de développement des actifs de production.

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

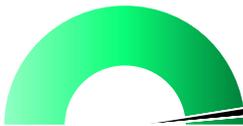
EEEOA, Mali

3.2.2.3. PROJET SOLAIRE 150 MW EN CÔTE D'IVOIRE

Description du projet

Le projet est une ferme solaire photovoltaïque de capacité 150 MW dans le Nord Est de la Côte d'Ivoire.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Ce projet renouvelable permettra d'éviter la production d'énergie thermique dans la sous-région</p>	<p>Le Nord de la Côte d'Ivoire est ou sera connecté avec les pays limitophes via plusieurs axes 225kV qui permettront d'échanger l'énergie solaire.</p>	<p>Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.</p>

Analyse économique préliminaire

Compte tenu des réserves limitées en Gaz Naturel du pays, il existe un intérêt important à diversifier les sources d'approvisionnement en électricité dans le pays de façon à, d'une part, réduire le coût de l'électricité, et d'autre part garantir la sécurité d'approvisionnement

Dans ce contexte, et compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans le Nord-Ouest du pays. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service par phases à partir de 2022 sera de 52 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 2.5MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire en Côte d'Ivoire:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2022
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.6
Localisation	Côte d'Ivoire Nord

Tableau 5: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Côte d'Ivoire]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal dans le Nord du pays.

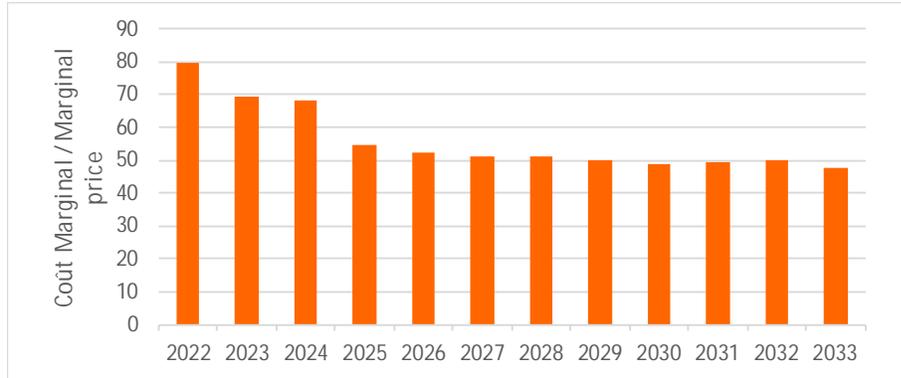


Figure 7: Coût marginal moyen [Nord Côte d'Ivoire]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné la relativement faible densité d'occupation des sols dans le Nord-Est de la Côte d'Ivoire, l'impact environnemental ne paraît a priori pas être un critère limitant majeur. De nombreux sites éloignés de zones protégées, forestières, inondables (ou plan d'eau) ou urbaines pourraient être envisagés. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie).

Avancement du projet

Le projet est actuellement au stade de l'identification.

La date de mise en service sera postérieure à 2020 (première phase de 50MW en 2022).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2022-2023

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Côte d'Ivoire

3.2.2.4. PROJET SOLAIRE 150 MW EN GAMBIE

Description du projet

Le projet concerne le développement d'une ferme solaire de 150 MW en Gambie.

Justification du projet

Ce projet soutenu par la Banque Mondiale permettra à la Gambie de réduire sa dépendance énergétique et assurer un meilleur approvisionnement électrique tout en bénéficiant d'une production électrique moins onéreuse que les solutions thermiques actuellement en service dans le pays.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
La Gambie est actuellement fortement dépendante de l'énergie thermique. Le développement de ce projet phare aurait un impact très positif sur le développement durable du pays	La taille du projet relativement à la demande en Gambie justifie la nécessité de partager la ressource dans le cadre d'un marché sous-régional de l'électricité	Excluant l'éventuel support de batteries de stockage, le projet solaire ne peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

Analyse économique préliminaire

La Gambie est très dépendante de l'importation pour son approvisionnement énergétique (combustibles fossiles et électricité). Le développement d'un projet solaire d'envergure dans le pays devrait permettre de réduire cette dépendance énergétique et de réduire le coût de l'électricité dans le pays, notamment compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans le pays. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service par phases à partir de 2023 sera de 49 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 600 kUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire en Gambie:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2023
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.5
Localisation	Gambie

Tableau 6: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Gambie]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

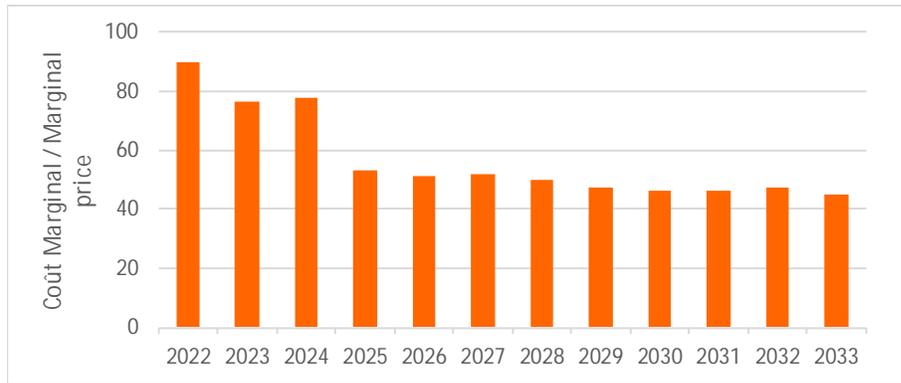


Figure 8: Coût marginal moyen [Gambie]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné la répartition géographique du territoire autour du fleuve, avec de nombreuses zones inondables, ainsi qu'une densité de population relativement élevée (environ 200 habitants/km²), le choix de sites appropriés pourrait être plus limité et l'impact environnemental pourrait constituer un critère limitant. De manière générale, les impacts attendus de projets solaires au niveau environnemental sont relativement limités. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie).

Avancement du projet

Le projet est supporté par la Banque Mondiale. La date de mise en service sera postérieure à 2020 (première phase de 50MW en 2023).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2023-2025

Défis

Ce projet sera le premier projet renouvelable d'envergure dans le pays et le développement d'un projet couplé avec des unités de stockage ajoute une complexité supplémentaire.

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Gambie

3.2.2.5. PROJET SOLAIRE 150 MW AU BÉNIN

Description du projet

Le projet est une ferme solaire photovoltaïque de capacité 150 MW dans le Nord du Bénin, à proximité de la connexion avec le corridor Nord.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet renouvelable permettra d'éviter la production d'énergie thermique dans la sous-région	Grâce au corridor Nord, il sera possible d'échanger l'énergie électrique d'origine solaire avec le Niger et l'Est du Burkina Faso notamment.	Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.

Analyse économique préliminaire

L'intérêt de développer l'énergie solaire au Nord du Bénin se trouve non seulement dans la réduction du coût moyen de l'électricité mais également dans l'accroissement de l'indépendance énergétique du pays (réduction des importations de combustibles fossiles et d'électricité d'origine thermique).

Dans ce contexte, et compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans la pointe Nord du pays. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service par phases à partir de 2024 sera de 43 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 15 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Bénin:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2024
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Bénin Nord

Tableau 7: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Bénin]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal dans le Nord du pays.

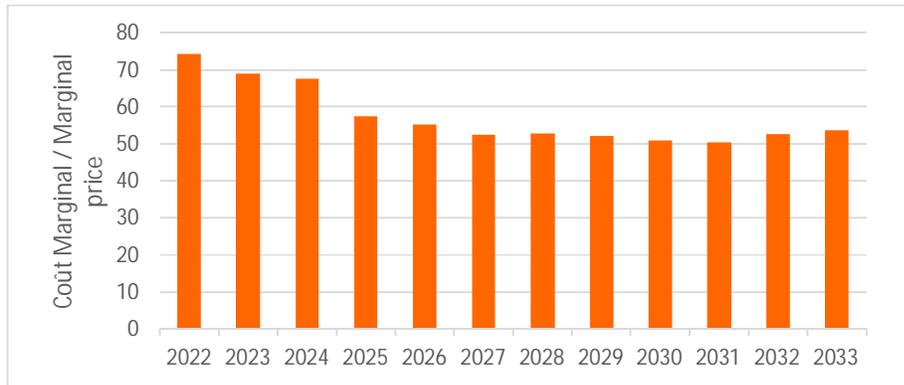


Figure 9: Coût marginal moyen [Nord Bénin]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné la relativement faible densité d'occupation des sols dans le Nord du Bénin, l'impact environnemental ne paraît a priori pas être un critère limitant majeur. De nombreux sites éloignés de zones protégées, forestières, inondables (ou plan d'eau) ou urbaines pourraient être envisagés. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie).

Avancement du projet

Le projet est actuellement au stade de l'identification

La date de mise en service sera postérieure à 2020 (première phase de 50MW en 2024).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2024-2026

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Bénin

3.2.2.6. PROJET SOLAIRE 1000 MW AU NIGERIA

Description du projet

Le projet est une ferme solaire photovoltaïque de capacité 1000 MW dans l'état de Jigawa au Nord du Nigéria.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet renouvelable permettra d'éviter la production d'énergie thermique dans la sous-région	Grâce au corridor Nord puis la nouvelle interconnexion Niger-Nigeria, il sera possible d'échanger l'énergie électrique d'origine solaire avec le Niger, le Bénin et l'Est du Burkina Faso notamment.	Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.

Analyse économique préliminaire

L'intrêt économique du projet réside en l'alimentation d'une région actuellement alimentée majoritairement par des fuels lourds et caractérisée par un coût marginal de l'électricité assez élevé.

Dans ce contexte, et compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans le Nord du pays. Ainsi, le LCOE du projet de 1000MW mis en service par phases à partir de 2025 sera de 38 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 97 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Nigéria:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2025
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Etat de Jigawa

Tableau 8: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Nigeria]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal dans le Nord du pays.

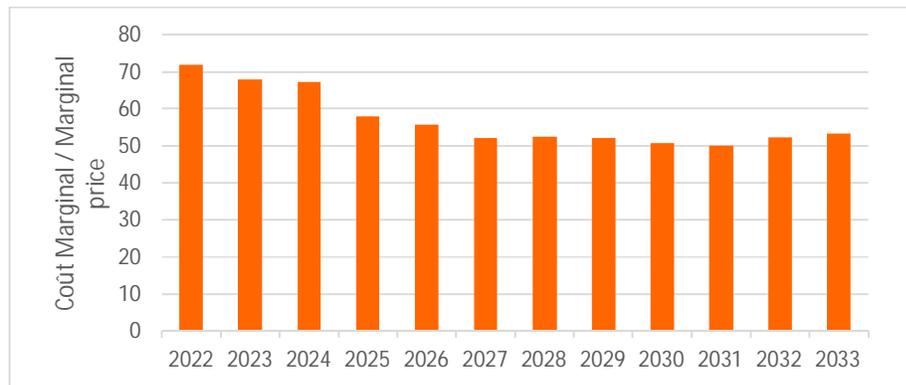


Figure 10: Coût marginal moyen [Nord Nigeria]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné la relativement faible densité d'occupation des sols dans l'état de Jigawa, l'impact environnemental ne paraît a priori pas être un critère limitant majeur. De nombreux sites éloignés de zones protégées, forestières, inondables (ou plan d'eau) ou urbaines pourraient être envisagés. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie).

Avancement du projet

Les appels d'offre pour les études de faisabilité pour le programme solaire ont été lancés. Il est supposé que les projets seront mis en service progressivement entre 2025 et 2030.

Études	Financement	Construction	Mise en service
			2025-2030

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Nigéria

3.2.2.7. PROJET SOLAIRE 150 MW AU GHANA

Description du projet

Le projet est une ferme solaire photovoltaïque de capacité 150 MW dans l'extrême Nord du Ghana, à proximité de la connexion Ghana-Burkina-Mali.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet renouvelable permettra d'éviter la production d'énergie thermique dans la sous-région	Grâce à l'interconnexion Ghana-Burkina Mali ainsi que les axes vers le Sud de la région, il sera possible d'échanger l'énergie électrique d'origine solaire avec le Niger et l'Est du Burkina Faso notamment.	Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.

Analyse économique préliminaire

Compte tenu des réserves limitées en Gaz Naturel du pays, il existe un intérêt important à diversifier les sources d'approvisionnement en électricité dans le pays de façon à, d'une part, réduire le coût de l'électricité, et d'autre part garantir la sécurité d'approvisionnement

Dans ce contexte, et compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans l'extrême Nord du pays. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service par phases à partir de 2026 sera de 36 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 16 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Ghana:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2026
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Ghana Nord

Tableau 9: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Ghana]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal dans le Nord du pays.

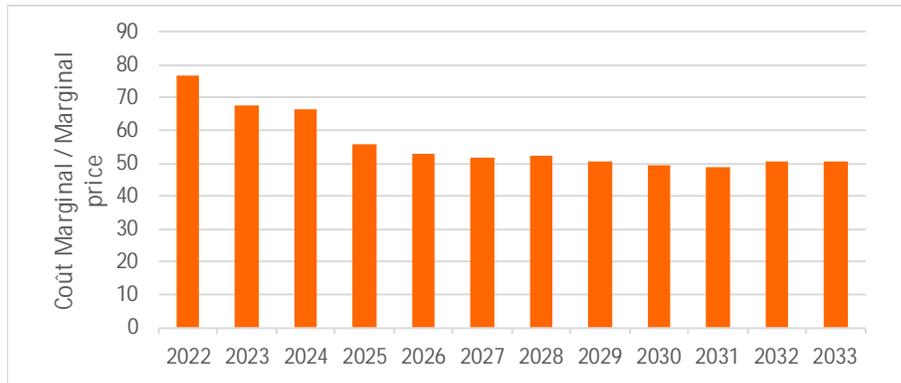


Figure 11: Coût marginal moyen [Nord Ghana]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné la relativement faible densité d'occupation des sols dans le Nord du Ghana, l'impact environnemental ne paraît a priori pas être un critère limitant majeur. De nombreux sites éloignés de zones protégées, forestières, inondables (ou plan d'eau) ou urbaines pourraient être envisagés. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie).

Avancement du projet

Le projet est actuellement au stade de l'identification

La date de mise en service sera postérieure à 2025 (première phase de 50MW en 2026).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2026-2027

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Ghana

3.2.2.8. PROJET SOLAIRE 150 MW AU TOGO

Description du projet

Le projet est une ferme solaire photovoltaïque de capacité 150 MW dans la moitié Nord du Togo, qui pourra être évacué au travers de la dorsale médiane.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Ce projet renouvelable permettra d'éviter la production d'énergie thermique dans la sous-région</p>	<p>Le partage de l'énergie électrique produite par cette centrale sera rendu possible via la dorsale médiane</p>	<p>Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.</p>

Analyse économique préliminaire

L'intérêt de développer l'énergie solaire au Nord du Bénin se trouve non seulement dans la réduction du coût moyen de l'électricité mais également dans l'accroissement de l'indépendance énergétique du pays (réduction des importations de combustibles fossiles et d'électricité d'origine thermique).

Dans ce contexte, et compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques, les projets solaires apparaissent comme hautement profitables dans la moitié Nord du pays. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service par phases à partir de 2028 sera de 35 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 13 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Ghana:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2028
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.4
Localisation	Togo Nord

Tableau 10: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Nord Togo]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal dans le Nord du pays.

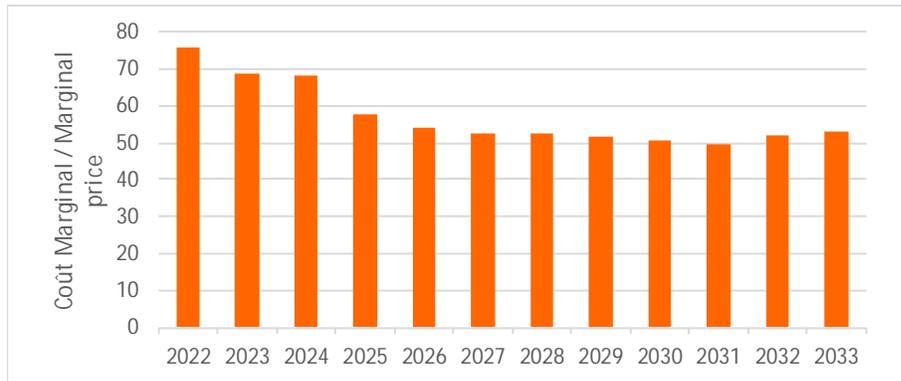


Figure 12: Coût marginal moyen [Nord Togo]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné la relativement faible densité d'occupation des sols dans le Nord du Togo, l'impact environnemental ne paraît a priori pas être un critère limitant majeur. De nombreux sites éloignés de zones protégées, forestières, inondables (ou plan d'eau) ou urbaines pourraient être envisagés. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie).

Avancement du projet

Le projet est actuellement au stade de l'identification.

La date de mise en service sera postérieure à 2025 (première phase de 50MW en 2028).

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2028-2030

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Togo

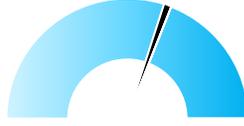
3.2.2.9. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE GRAND KINKON (GUINÉE)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 291 MW (350 MUSD) et un productible garanti de 720 GWh par an.

Des études récentes recommandent néanmoins de limiter la capacité à 130 MW

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>L'énergie hydroélectrique produite par Grand Kinkon contribuera au développement durable de la Guinée et de la sous-région dans son ensemble</p>	<p>Du fait de sa localisation à proximité des axes d'interconnexion OMVG et CLSG, le partage de l'énergie produite à des fins régionales pourrait être envisagé.</p>	<p>Le rôle de ce réservoir pour l'apport de flexibilité au système se devra d'être pris en considération dans un scénario de fort développement des énergies renouvelables intermittentes</p>

Analyse économique préliminaire

La Guinée a un potentiel hydroélectrique non encore exploité très important. Parmi les projets a priori très intéressants du point de vue économique, le projet de centrale hydroélectrique de Grand Kinkon se doit d'être souligné. En effet, même si le productible de ce site est relativement limité (facteur d'utilisation de 2500 heures par an), le coût des infrastructures nécessaires à sa construction est faible comparé à d'autres projets de grande envergure (1000 kUSD/MW). Dans ce contexte, il apparaît comme économiquement justifié pour satisfaire la demande dans la sous-région. La valeur actuelle nette du projet, considérant un taux d'actualisation à 8% et une rémunération au coût marginal du pays est de 71 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour Grand Kinkon:

Durée de vie	40
Date de mise en service de la première turbine	2023
Productible Annuel Moyen [GWh]	720
Coût d'investissement [MUSD/MW]	1.1
Localisation	Guinée Nord

Tableau 11: Hypothèses pour l'analyse économique [Grand Kinkon]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

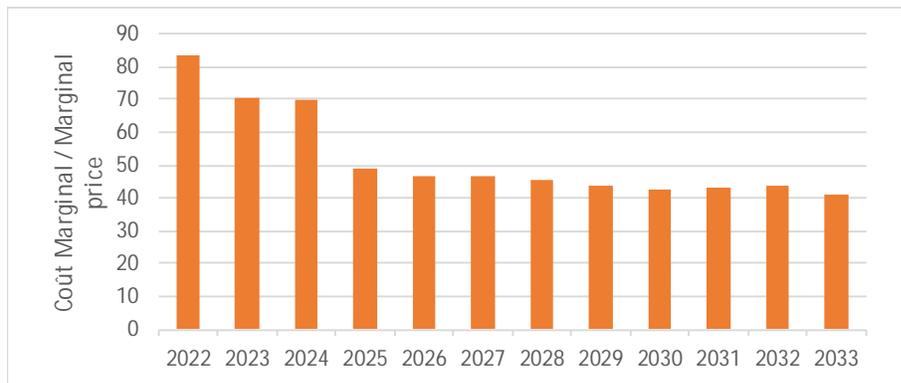


Figure 13: Coût marginal moyen [Guinée Nord]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 43 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%.

Analyse environnementale préliminaire

Le site du projet hydroélectrique de Grand Kinkon ne se situe à proximité d'aucun parc naturel protégé. Ainsi, l'impact sur la faune et la flore devrait être relativement limité. La centrale hydroélectrique n'engendrera à priori que peu d'enjeux étant donné que la zone est largement dominée par des cultures fluviales et une répartition très étendue de petites concentrations humaines. Les impacts potentiels sur les populations sont essentiellement liés aux désagréments et nuisances de la phase travaux. 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. Avec la retenue et le ralentissement de l'eau, voire sa stagnation, les conséquences sur la qualité de l'eau seront majeures, découlant sur une modification conséquente. Ces modifications peuvent avoir des impacts en aval sur la végétation et sur l'ensemble de la biodiversité. Une étude approfondie et dédiée aux aspects environnementaux devra confirmer ces éléments lors de l'étude de faisabilité de la centrale.

Avancement du projet

Le projet est en cours d'étude par l'entreprise Yellow River Engineering Company pour un possible développement en concession.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2023

Stratégie de mise en œuvre

Contrat de Concession - PPP

Institution Responsable du développement

Guinée

3.2.2.10. CENTRALE HYBRIDE HYDRO/PV DE MORISANAKO (GUINÉE)

Description du projet

Le site hydroélectrique de Morisanako est localisé sur l'axe Fomi-Boundiali, à proximité des frontières de la Côte d'Ivoire et du Mali. Il s'agit d'un projet hybride de centrale hydroélectrique de 100 MW avec un productible de 523 GWh couplé à 100MW d'énergie solaire PV

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
A l'instar des autres projets renouvelables, le principal objectif de Morisanako est la substitution de production électrique d'origine fossile par de l'électricité d'origine renouvelable	La localisation de ce projet, économiquement intéressant pour la sous-région, permet d'envisager des échanges accrus d'énergie entre l'Est de la Guinée et le Nord de la Côte d'Ivoire / le Mali.	Ce projet hybride permet de bénéficier de la complémentarité entre l'énergie solaire et l'énergie hydroélectrique

Analyse économique préliminaire

Du point de vue économique, Morisanako est un autre projet potentiel très intéressant pour la Guinée et la sous-région. Le site bénéficie d'un productible potentiel exceptionnel (facteur d'utilisation de 5200h par an) pour un coût du MW relativement limité comparé à d'autres sites de même envergure (2600 kUSD/MW). Du point de vue du solaire PV, la région dispose de quelques zones à fort ensoleillement. Supposant que l'on puisse bénéficier de ces zones, le projet hybride peut atteindre une valeur actuelle nette de 12 MUSD, considérant un taux d'actualisation à 8% et une rémunération au coût marginal du pays.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour Morisanako:

Durée de vie	40 (25 pour le solaire PV)
Date de mise en service	2025
Productible Hydroélectrique annuel moyen [GWh]	523
Productible solaire annuel moyen [GWh/MW]	1.6
Coût d'investissement pour la centrale hydroélectrique [MUSD/MW]	2.6
Localisation	Guinée Nord

Tableau 12: Hypothèses pour l'analyse économique [Morisanako]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

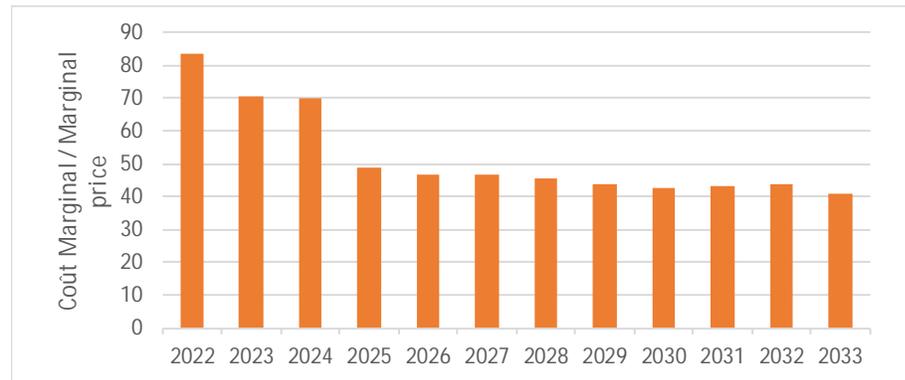


Figure 14: Coût marginal moyen [Guinée Nord]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 55 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%.

Analyse environnementale préliminaire

Le site du projet hydroélectrique de Morisanako ne se situe à proximité d'aucun parc naturel protégé. Ainsi, l'impact sur la faune et la flore devrait être relativement limité. La centrale hydroélectrique n'engendrera à priori que peu d'enjeux étant donné que la zone est largement dominée par des cultures fluviales et une répartition très étendue de petites concentrations humaines. Les impacts potentiels sur les populations sont essentiellement liés aux désagréments et nuisances de la phase travaux. 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. Avec la retenue et le ralentissement de l'eau, voire sa stagnation, les conséquences sur la qualité de l'eau seront majeures, découlant sur une modification conséquente. Ces modifications peuvent avoir des impacts en aval sur la végétation et sur l'ensemble de la biodiversité. Une étude approfondie et dédiée aux aspects environnementaux devra confirmer ces éléments lors de l'étude de faisabilité de la centrale.

Avancement du projet

Des études de préfaisabilité pour la centrale hydroélectrique ont été réalisées il y a quelques années. Au-delà de ces études, aucun avancement notable relatif à ce projet n'a pu être identifié récemment.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2025

Stratégie de mise en œuvre

Ce projet pourrait être développé selon une approche PPP/BOT en vertu du programme PPP de la Guinée – **PPP**

Institution Responsable du développement

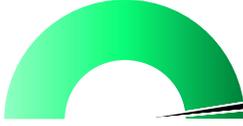
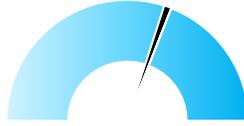
Guinée

3.2.2.11. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE DE BONKON DIARA (GUINÉE)

Description du projet

Le site hydroélectrique de Bonkon Diara est localisé à proximité de Labé, sur la boucle OMVG , Il s'agit d'un projet de centrale hydroélectrique de 174 MW pour un coût total estimé de 211 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Comme tout projet hydroélectrique, cette centrale permettra d'effacer de la production thermique et réduire d'autant les émissions de polluants	La proximité de la centrale avec l'axe OMVG permet d'envisager le partage de la ressource	La perspective de compenser les intermittences des énergies renouvelables est la contribution la plus flagrante du projet à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

Analyse économique préliminaire

Parmi les autres projets prometteurs de la Guinée, Bonkon Diara est un site qui mérite d'être étudié plus en détails. Ainsi, avec un productible de 451 GWH pour un coût de 211 MUSD, la valeur actuelle nette du projet, considérant un taux d'actualisation à 8% et une rémunération au coût marginal du pays est de 11 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour Grand Kinkon:

Durée de vie	40
Date de mise en service de la première turbine	2025
Productible Annuel Moyen [GWh]	451
Coût d'investissement [MUSD/MW]	1.2
Localisation	Guinée Nord

Tableau 13: Hypothèses pour l'analyse économique [Bonkon Diara]

Version finale

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

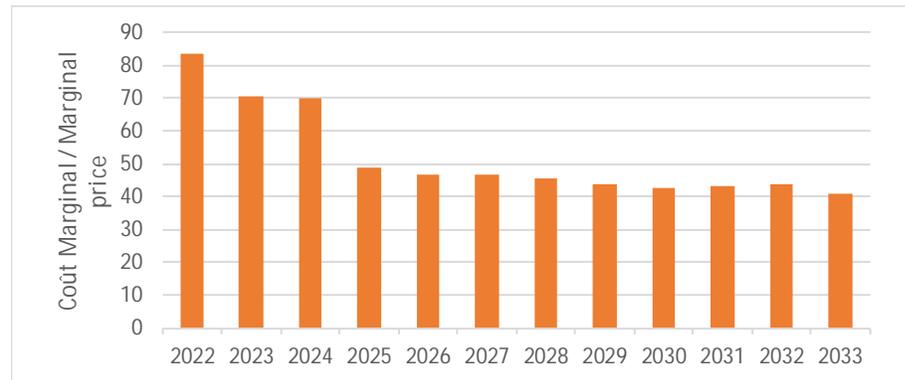


Figure 15: Coût marginal moyen [Guinée Nord]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 48 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%.

Analyse environnementale préliminaire

Le site du projet hydroélectrique de Bonkon Diara ne se situe à proximité d'aucun parc naturel protégé. Ainsi, l'impact sur la faune et la flore devrait être relativement limité. La centrale hydroélectrique n'engendrera à priori que peu d'enjeux étant donné que la zone est largement dominée par des cultures fluviales et une répartition très étendue de petites concentrations humaines. Les impacts potentiels sur les populations sont essentiellement liés aux désagréments et nuisances de la phase travaux. 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. Avec la retenue et le ralentissement de l'eau, voire sa stagnation, les conséquences sur la qualité de l'eau seront majeures, découlant sur une modification conséquente. Ces modifications peuvent avoir des impacts en aval sur la végétation et sur l'ensemble de la biodiversité. Une étude approfondie et dédiée aux aspects environnementaux devra confirmer ces éléments lors de l'étude de faisabilité de la centrale.

Avancement du projet

Aucune étude récente du site n'a pu être identifiée.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2025

Stratégie de mise en œuvre

Ce projet pourrait être développé selon une approche PPP/BOT en vertu du programme PPP de la Guinée – **PPP**

Institution Responsable du développement

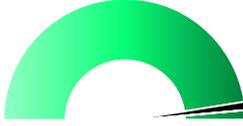
Guinée

3.2.2.12. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE BOUREYA (OMVS)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 160 MW située sur le fleuve Bafing, un des principaux affluents du fleuve Sénégal. La centrale Boureya est conçue comme un aménagement à buts multiples avec une production annuelle moyenne de 733 GWh et un productible garanti de 455 GWh par an. La valeur estimée du projet s'élevé à 448 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Même si son développement est prévu à plus long-terme, la centrale de Boureya contribuera à réduire la dépendance aux combustibles fossiles de la sous-région en permettant d'éviter des investissements dans des centrales thermiques	En tant que projet OMVS, cette centrale a naturellement une vocation à être partagée entre les différents états membres	Etant donné les enjeux à long-terme dans la sous-région en termes d'intégration des énergies renouvelables, il est important de souligner le rôle que les réservoirs hydroélectriques pourraient jouer pour compléter les ressources intermittentes et favoriser la fiabilité de l'alimentation

Analyse économique préliminaire

La centrale hydroélectrique de Boureya est un des projets phares de l'OMVS. D'un point de vue économique, le projet tel que prévu dans les plans les plus récents (productible de 733 GWh pour un coût de 353 MUSD) fournit une valeur actuelle nette de 4MUSD pour un taux d'actualisation de 8%.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour Boureya:

Durée de vie	40
Date de mise en service de la première turbine	2029
Productible Annuel Moyen [GWh]	733
Coût d'investissement [MUSD/MW]	2.6
Localisation	Guinée Nord

Tableau 14: Hypothèses pour l'analyse économique [Boureya]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

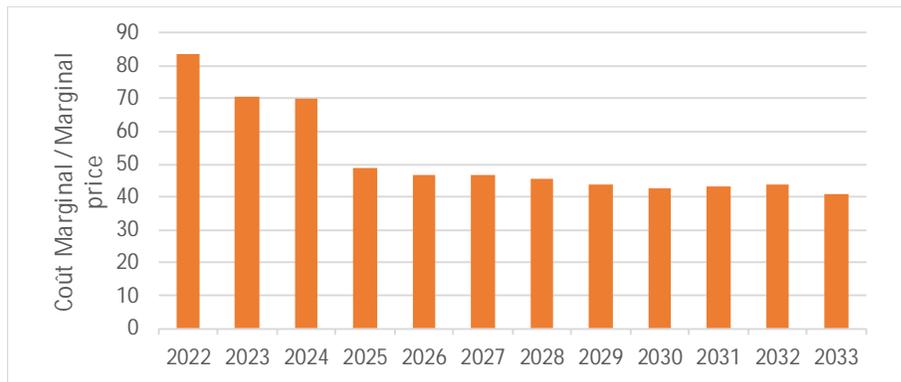


Figure 16: Coût marginal moyen [Guinée Nord]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 51 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%.

Analyse environnementale préliminaire

Sur le plan environnemental, la centrale hydroélectrique de Boureya n'engendrera à priori que peu d'enjeux étant donné que la zone est largement dominée par des cultures fluviales et une répartition très étendue de petites concentrations humaines. Le site ne se situe à proximité d'aucun parc naturel protégé. Ainsi, l'impact sur la faune et la flore devrait être relativement limité. Les impacts potentiels sur les populations sont essentiellement liés aux désagréments et nuisances de la phase travaux. 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. Avec la retenue et le ralentissement de l'eau, voire sa stagnation, les conséquences sur la qualité de l'eau seront majeures, découlant sur une modification conséquente. Ces modifications peuvent avoir des impacts en aval sur la végétation et sur l'ensemble de la biodiversité. Une étude approfondie et dédiée aux aspects environnementaux devra confirmer ces éléments lors de l'étude de faisabilité de la centrale.

Avancement du projet

Des études d'avant-projet sommaire (APS) ont été réalisés en 2012.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2029

Stratégie de mise en œuvre

Le projet fait partie du portefeuille de développement de l'OMVS. Le projet pourrait suivre la même stratégie que Koukoutamba avec un mode d'implémentation EPC +financement.

Une approche alternative pourrait être un appel d'offres pour concession.

EPC+ Financement

Institution Responsable du développement

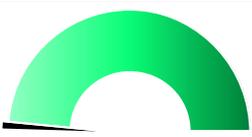
OMVS

3.2.2.13. CENTRALE THERMIQUE D'ABOADZE - GHANA (450 MW)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale thermique du cycle combiné d'une capacité de 450 MW et d'un coût estimé à 585 MUSD. Ce projet devrait être alimenté par du GNL provenant d'un terminal gazier à construire dans le pays

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Le projet thermique ne contribue pas à l'intégration des énergies renouvelables mais vient en complément à ces projets renouvelables</p>	<p>La position centrale du Ghana permettra le partage de l'énergie électrique avec, à tout le moins, le Bénin, le Togo et le Burkina Faso.</p>	<p>Le développement d'énergie thermique en complément aux énergies renouvelables est nécessaire à long-terme afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement électrique de la sous-région. Il permettra une sécurisation de l'approvisionnement grâce à la diversification des ressources.</p>

Version finale

Analyse économique préliminaire

Dans le système interconnecté, les centrales au gaz fixent le coût marginal du système. En effet, lorsque les centrales fonctionnant au fioul lourd auront été remplacées par des options moins chères, le gaz deviendra l'option la plus onéreuse en fonctionnement. Cela étant dit, le développement de centrales thermiques reste indispensable pour permettre l'approvisionnement à moindre coût et fiable de la demande électrique dans la sous-région.

Considérant les hypothèses suivantes pour la centrale cycle combiné d'Aboadze

Durée de vie	30
Date de mise en service de la première turbine	2029
Capacité Installée [MW]	450
Coût d'investissement [MUSD/MW]	1.3
Coûts variables d'exploitation [USD/MWh]	3.2
Consommation spécifique [kJ/kWh]	6 901
Localisation	Ghana Sud

Tableau 15: Hypothèses pour l'analyse économique [Aboadze]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de taux d'utilisation de la centrale

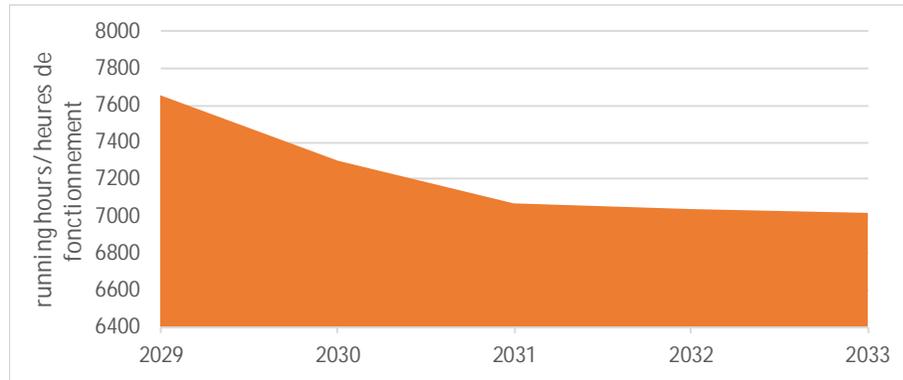


Figure 17: Taux d'utilisation de la centrale (heures de fonctionnement équivalentes à puissance maximale) [Aboadze]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 70 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%. Notons que le coût de l'infrastructure gazière nécessaire au développement du GNL dans le pays n'est pas répercuté dans l'analyse économique du projet de centrale thermique à cycle combiné d'Aboadze présentée ici.

Analyse environnementale préliminaire

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. L'impact est surtout important sur la santé, la végétation et les animaux. En absence d'étude de faisabilité et de données météo, il est difficile de réaliser une première estimation de la future dispersion des poussières et fumées, mais l'étude de faisabilité devrait pouvoir permettre la mise en place de mesures d'atténuation adéquates. Si des stockages de fuel sont prévus (comme combustible de substitution), l'impact d'une possible fuite devra également être pris en compte.

Avancement du projet

La conception de la centrale a été étudiée au stade de pré-faisabilité. Le développement du projet est en discussion avec l'AFC.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2029

Stratégie de mise en œuvre

Le développement du projet est actuellement en discussion avec l' Africa Finance Corporation (AFC) - **Concession**

Institution Responsable du développement

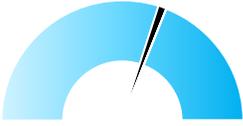
EEEEOA

3.2.2.14. LIGNE FOMI (GUINÉE) – BOUNDIALI (CÔTE D'IVOIRE)

Description du projet

Le projet est une ligne 225kV double-terne entre Fomi (Guinée) et Boundiali (Côte d'Ivoire), d'une longueur de 380km, et d'un coût estimé de 135 MUSD, liée au projet de production hydroélectrique de Morisanako.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>La ligne permettra la meilleure synergie entre l'énergie solaire à développer dans le nord de la Côte d'Ivoire d'une part et l'énergie hydroélectrique à développer dans la région de Fomi d'autre part et garantira ainsi une meilleure intégration de ces ressources (en particulier Morisanako)</p>	<p>En soutenant les échanges entre le Nord de la Côte d'Ivoire et la Guinée, cette ligne participera au développement d'un marché régional de l'électricité</p>	<p>Outre son rôle actif dans le support aux échanges commerciaux, cette ligne apportera une redondance dans la capacité d'échange entre les 2 pays et améliorera d'autant la sécurité opérationnelle</p>

Analyse économique Préliminaire

Le projet de ligne Fomi-Boundiali est intrinsèquement lié au projet hybride de Morisanako et permet l'évacuation de la puissance produite localement dans les réseaux ivoirien et/ou guinéen.

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (135 MUSD), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 800GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 5.8cUSD/MWh/km pour l'interconnexion Fomi-Boundiali.

Analyse environnementale préliminaire

Le tracé de cette ligne passerait à travers huit forêts classées : Baro, Lefarani, Tieme, Samatiguila, Tinrido, Kimbiria, Tienny et Lapale. En outre, il passerait à travers deux zones humides classées « Ramsar », tout en longeant une route : « Sankarani-Fié » et « Niger-Niandan-Milo ». Dans ces zones « Ramsar », une attention particulière devra être portée afin de ne pas trop perturber ni la qualité des eaux durant la phase de construction, ni la faune dulcicole, abondante et variée, à travers la mise en place de mesures appropriées. De même, la végétation dans les forêts classées devra faire l'objet de mesures particulières. Etant donné que la ligne passe essentiellement (pour plus de 85 %) par des zones de savanes, cultures/jachères, l'impact sur la végétation 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. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur tout le parcours. Il n'y a qu'autour des villes et villages importants et lors des passages avec un fort relief qu'un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

Le projet n'a pour l'instant pas fait l'objet d'une étude. Il est impératif de lancer les études de faisabilités rapidement pour tenir le calendrier proposé.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2025

3.2.2.15. DORSALE MÉDIANE

Description du projet

Le projet consiste en l'installation d'une ligne double terre 330kV de 1350km entre le Nigéria (Shiroro et Kainji) – le Benin (Parakou) – le Togo (Kara) – le Ghana (Juale et Tamale) – la Côte d'Ivoire (Ferkessedougou) (coût total estimé : 813 MUSD)

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Compte tenu du potentiel hydroélectrique au Nigéria (Kainji et Zungeru) et les projets solaires à développer dans chacune des régions traversées par la dorsale médiane, ce projet permettra de favoriser l'intégration de ces projets et de tirer profit des synergies entre les réservoirs hydroélectriques et l'énergie solaire</p>	<p>La dorsale médiane traverse pas moins de 5 pays et soutient les échanges d'énergie thermique et renouvelable. Dans ce sens, il s'agit d'un projet important pour permettre le développement d'un marché régional de l'électricité</p>	<p>Les régions traversées par la ligne sont assez faibles en termes de disponibilité d'infrastructures électriques. La ligne permettra ainsi la sécurisation de l'approvisionnement électrique de ces régions.</p>

Analyse Economique préliminaire

La dorsale médiane permet essentiellement le transfert d'énergie renouvelable entre les cinq pays concernés. L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (810 MUSD pour le tronçon de 1350 km de ligne 330kV entre le Nigéria et le Bénin), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 1550 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 4.5cUSD/MWh/km pour la dorsale médiane.

Analyse environnementale préliminaire

Le tracé de cette ligne traverserait la forêt classée de l'Ouémé-Supérieur, dans l'Est du Bénin. Dans cette forêt, une attention particulière devra être portée afin de ne pas trop perturber la faune et la flore, à travers la mise en place de mesures appropriées. De plus, la ligne passerait à proximité immédiate, sans les traverser, des réserves de Kagoro Nindam, de Vobera et du parc national de Kainji, tous situés au Nigéria. L'impact risque donc d'être non négligeable en nombre d'arbres à abattre. Il devrait être possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur l'entièreté du parcours. Néanmoins, autour des villes et des villages importants, un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, 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, excepté dans la région de Kara où des collines (massifs granitiques) sont présentes. Si la ligne passe par ces collines, l'impact visuel peut être important. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

Le projet de dorsale médiane, bien qu'évoqué depuis de nombreuses années, n'a pas fait l'objet d'études détaillées récemment. Le projet subit néanmoins un regain d'intérêt dans le contexte d'accroissement des échanges et de synchronisation des systèmes du Nigéria et du reste de l'Afrique de l'Ouest

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2025

Stratégie de mise en œuvre

Le développement de cette interconnexion majeure pourrait s'appuyer sur les enseignements tirés des projets précédents:

- Concession à un SPV (ex. Transco CLSG)
- Développement coordonné au travers d'une unité de projet centralisée (ex. Corridor Nord)
- Autre (PPP, IPT)

Institution Responsable du développement

EEEOA, Nigéria, Togo, Benin, Ghana, Côte d'Ivoire

3.2.2.16. RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION ENTRE LE NIGÉRIA ET LE GHANA

Description du projet

Le projet est constitué de plusieurs tronçons dont :

- Le dédoublement de la ligne double-terne 330 kV entre Sakete (Bénin) et new Agbara (Nigéria), soit une longueur totale de 200km.
- La construction d'un axe reliant Accra (Ghana), Volta (Ghana), Lomé (Togo) et Sakete (Bénin) en passant par Maria Gleta.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Même si la majorité du flux transitant sur cette ligne est d'origine thermique, de l'énergie hydroélectrique et solaire pourrait également transiter à moyen-terme</p>	<p>La vocation première de cette ligne est le renforcement des opportunités d'échanges entre les 4 pays concernés compte tenu que la capacité de transfert actuelle pourrait devenir limitante pour permettre l'optimisation de ces échanges</p>	<p>En permettant une plus grande capacité de transfert, l'axe sécurise l'approvisionnement électrique de toute la partie sud de la sous-région. Il améliore également la stabilité du système et la capacité d'échange du Nigéria.</p>

Analyse économique préliminaire

Bien que l'ensemble du tronçon doive être renforcé, l'axe Nigéria-Bénin est le seul actuellement à l'étude.

Du point de vue de cet axe, l'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (124 MUSD pour le tronçon double-terne de 200 km de ligne 330kV entre le Nigéria et le Bénin), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 2000 à 2100 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 4.2 cUSD/MWh/km pour l'interconnexion Nigeria-Bénin.

Analyse environnementale préliminaire

L'axe Nigéria-Bénin passerait à travers une zone naturelle, la réserve forestière d'Omo. Même si cette réserve n'est pas classée, des mesures particulières devront être prises afin de limiter au maximum l'impact sur la faune et la flore. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur tout le parcours. Il n'y a qu'autour des villes et villages importants, notamment au Nord de Lagos, et lors des passages avec un fort relief qu'un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité qui sont en cours.

Avancement du projet

Pour le tronçon Nigéria-Bénin, l'étude des impacts environnementaux et sociaux du projet est en cours. L'étude de faisabilité technique va démarrer. Cette phase du projet devrait être anticipée

Le renforcement des autres tronçons devra faire l'objet d'études spécifiques à court-terme.

Études	Financement	Construction	Mise en service
			<p>2025 pour la première phase (Nigeria-Benin)</p> <p>2028 pour la seconde phas</p>

Stratégie de mise en œuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

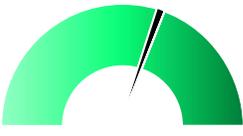
EEEOA, Nigéria, Togo, Benin, Ghana

3.2.2.17. CONNEXION LABE-KOUKOUTAMBA

Description du projet

Il s'agit d'établir un lien entre les boucles OMVS et OMVG dans le but de partager les ressources hydroélectriques et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>La connexion des boucles OMVS et OMVG permet une meilleure intégration de l'énergie hydroélectrique dans le réseau sous-régional</p>	<p>Bien qu'il s'agisse d'un projet national, cette ligne permettra d'accroître les échanges entre les pays OMVS et OMVG</p>	<p>La connexion Labé-Koukoutamba permettra de sécuriser l'évacuation de l'énergie hydroélectrique produite localement pour garantir la fiabilité d'approvisionnement dans la sous-région</p>

Version finale

Analyse économique préliminaire

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (45 MUSD pour le tronçon de 100 km de ligne 225kV entre Koukoutamba et Labé), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 1000 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 4.7cUSD/MWh/km pour l'axe guinéen.

Ce coût est à comparer aux pertes que représenterait la non exploitation optimale des projets hydroélectriques de la région due aux contraintes réseau.

Analyse environnementale préliminaire

Le tracé de cette ligne ne passerait à travers aucune forêt classée. Ainsi, l'impact sur la faune et la flore devrait être relativement limité. La zone est caractérisée une répartition très étendue de petites concentrations humaines. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur l'entièreté du parcours. Néanmoins, autour des villes et des villages importants, un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

A ce stade aucune étude préliminaire n'a été réalisée concernant ce tronçon

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2024*

* En même temps que Linsan-Manantali

Stratégie de mise en œuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

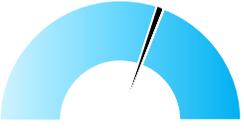
OMVS

3.2.2.18. CONNEXION SEGOU-BAMAHO

Description du projet

Il s'agit de construire un axe permettant d'évacuer la puissance du parc solaire régional de 150 MW qui sera installé dans cette région du Mali. Cette ligne a une longueur de 290 km et 105 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Ce projet visera à transporter la puissance solaire vers le réseau interconnecté du WAPP</p>	<p>Bien qu'il s'agisse d'un projet national, cette ligne permettra à la centrale solaire du Mali de participer au marché régional de l'électricité</p>	<p>Cette ligne n'a pas pour vocation principale d'améliorer la sécurité mais y contribuera en bouclant le réseau malien</p>

Analyse économique préliminaire

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (105 MUSD pour le tronçon de 290 km de ligne 225kV), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 1050 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 4.0cUSD/MWh/km pour l'axe guinéen.

Analyse environnementale préliminaire

Le tracé de cette ligne passera à travers une zone très faiblement peuplée et le tracé devrait pouvoir éviter les zones protégées. Néanmoins, autour des villes et des villages importants, un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

A ce stade aucune étude préliminaire n'a été réalisée concernant ce tronçon

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2025*

* En même temps que la centrale solaire au Mali

Stratégie de mise en œuvre

Contrat EPC

Institution Responsable du développement

EEEOA, Mali

3.3. Projets prioritaires à long-terme (à partir de 2030)

3.3.1.1. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE DE MANO (LIBERIA)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique de 180MW pour un productible de 795 GWh à la frontière entre le Sierra Leone et le Libéria (coût estimé : 487 MUSD).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Au même titre que les autres projets hydroélectriques, ce projet est un projet à caractère renouvelable qui supporte le développement durable de la sous-région</p>	<p>La Rivière Mano définissant la frontière entre le Sierra Leone et le Libéria, tout projet développé sur cette rivière aura une vocation régionale qui pourra être appuyée par la Mano River Union.</p>	<p>A long-terme, le projet pourrait jouer un rôle dans la sécurisation de l'approvisionnement énergétique en apportant une solution de stockage hydraulique</p>

Analyse économique préliminaire

Le projet de centrale hydroélectrique sur la Mano River revêt d'une importance capitale pour les 2 pays frontaliers car il permettra d'assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement dans les deux pays. D'un point de vue économique, le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 64 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%. Ainsi, même si ce projet est économiquement moins attractif que d'autres grands projets dans la sous-région, il reste une option viable, notamment compte tenu des alternatives possibles dans les 2 pays.

Analyse environnementale préliminaire

Le projet se situe à proximité immédiate de la forêt classée de Gola et du parc national de Lofa-Mano. Le réservoir affectera partiellement la zone protégée sur le territoire du Libéria. Ainsi, la faune et la flore de cette dernière, particulièrement affectées, devront faire l'objet de mesures particulières, afin de limiter l'impact environnemental du projet. L'impact sur la végétation sera d'autant plus important qu'un nombre non négligeable d'arbres seront à abattre. Le site étant actuellement faiblement peuplé, l'impact humain devrait être limité. Avec la retenue et le ralentissement de l'eau, voire sa stagnation, les conséquences sur la qualité de l'eau seront majeures, découlant sur une modification conséquente.

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. En conclusion, l'implantation du barrage aura un impact certain pour l'environnement de la région, notamment sur la faune et la flore de la forêt classée de Gola. Une étude approfondie et dédiée aux aspects environnementaux lors de l'étude de faisabilité de la centrale est absolument nécessaire et devra proposer de nombreuses mesures d'atténuation.

Avancement du projet

Aucune avancée récente n'a pu être notée sur ce projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2030

Stratégie de mise en œuvre

Aucun mode de développement n'a pour le moment été retenu. Cependant, il est probable que l'intervention des bailleurs de fonds internationaux sera nécessaire pour le financement. - **Contrat EPC/ Concession**

Institution Responsable du développement

Mano River Union (MRU)

3.3.1.2. PROJET SOLAIRE 150 MW AU NIGER

Description du projet

Le projet concerne le développement d'une ferme solaire de 150 MW au Niger.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
 <p>Ce projet est important pour le Niger et la sous-région afin de supporter la transition vers une énergie électrique d'origine renouvelable</p>	 <p>Compte tenu de la taille du projet et de sa localisation à proximité du corridor nord, ce projet est amené à faire l'objet d'échanges commerciaux</p>	 <p>Comme les autres projets PV, et excluant les options de stockage, la contribution à la réserve de ce projet solaire PV au Niger n'est pas significative</p>

Version finale

Analyse économique préliminaire

Le développement d'un projet solaire d'envergure au Niger devrait permettre de réduire le coût de l'électricité dans le pays, notamment compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service à partir de 2030 est estimé à 31 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 20 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Niger:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2030
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Niger

Tableau 16: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Niger]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

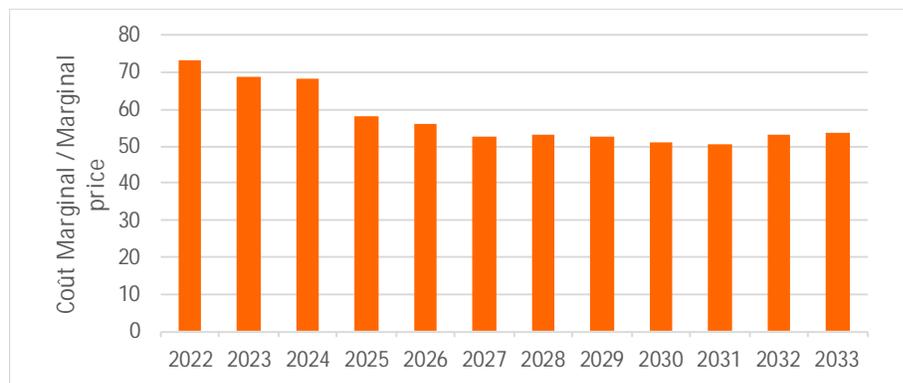


Figure 18: Coût marginal moyen [Niger]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Étant donné le caractère très vaste et la faible densité d'occupation des sols au Niger, avec de nombreuses zones désertiques (ou semi-désertiques), l'impact environnemental ne paraît a priori pas être un critère limitant majeur. De nombreux sites éloignés de zones protégées, forestières, inondables (ou plan d'eau) ou urbaines pourraient être envisagés. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie). De manière générale, les impacts attendus de projets solaires au niveau environnemental sont relativement limités.

Avancement du projet

Le projet n'a pas encore fait l'objet d'études dédiées. La date de mise en service prévue est 2030.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2030

3.3.1.3. PROJET SOLAIRE 150 MW AU BURKINA FASO (SECONDE PHASE)

Description du projet

Le projet concerne le développement d'une seconde phase à la ferme solaire de 150 MW au Burkina Faso (région Ouagadougou).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet renouvelable permettra d'éviter la production d'énergie thermique dans la sous-région	Compte tenu des interconnexions du Burkina avec le Mali, la Côte d'Ivoire, le Ghana et le Niger, le projet pourra servir à satisfaire la demande de nombreux pays	Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.

Analyse économique préliminaire

Le développement d'un second projet solaire d'envergure au Burkina Faso devrait permettre de réduire le coût de l'électricité dans le pays, notamment compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service à partir de 2031 est estimé à 29 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 21 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Burkina:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2031
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Burkina (Ouaga)

Tableau 17: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Burkina]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

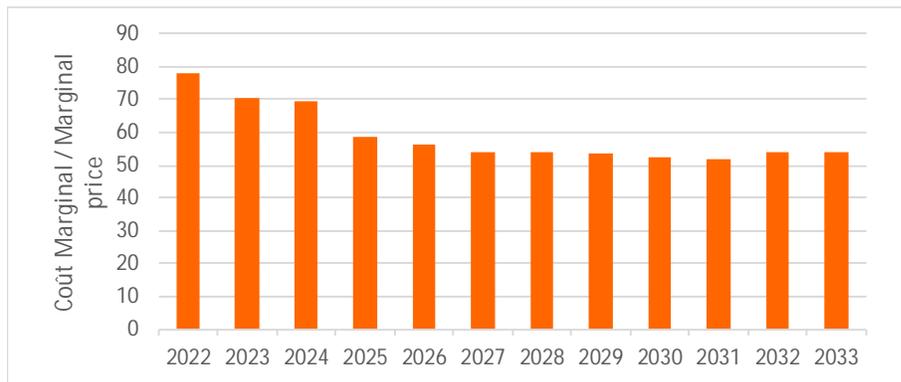


Figure 19: Coût marginal moyen [Burkina]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Néanmoins les études de préféabilité de la phase I ont identifié plusieurs sites ne se situant à proximité d'aucune zone protégée, forestière, inondable (ou plan d'eau) ou urbaine, ce qui limite fortement l'impact sur l'environnement d'un tel projet. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie). De manière générale, les impacts attendus de projets solaires au niveau environnemental sont relativement limités.

Avancement du projet

Le projet n'a pas encore fait l'objet d'études dédiées. La date de mise en service prévue est 2029.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2031

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

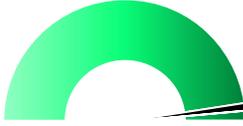
EEEOA, Burkina Faso

3.3.1.4. PROJET SOLAIRE 150 MW AU MALI (SECONDE PHASE)

Description du projet

Le projet concerne le développement d'une seconde phase à la ferme solaire de 150 MW au Mali (région Ségou).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Ce projet renouvelable permettra d'éviter la production d'énergie thermique dans la sous-région	Compte tenu des interconnexions du Mali avec le Burkina, la Côte d'Ivoire, le Sénégal et la Guinée, le projet pourra servir à satisfaire la demande de nombreux pays	Compte tenu du fait que la pointe de charge se situe en soirée dans la majorité des pays de la sous-région, la contribution de ce projet à l'amélioration de la fiabilité du système est quasi nulle.

Analyse économique préliminaire

Le développement d'un second projet solaire d'envergure au Burkina Faso devrait permettre de réduire le coût de l'électricité dans le pays, notamment compte tenu de la réduction du coût des panneaux photovoltaïques. Ainsi, le LCOE du projet de 150MW mis en service à partir de 2032 est estimé à 27 USD/MWh. Considérant que les projets solaires sont rémunérés au coût marginal du pays, et considérant un taux d'actualisation de 8%, le projet aura une valeur actuelle nette de l'ordre de 18 MUSD.

Ces résultats ont été obtenus moyennant les hypothèses suivantes pour le projet solaire au Burkina:

Durée de vie	25
Date de mise en service de la première phase	2032
Productible Annuel Moyen [GWh/MW]	1.7
Localisation	Mali (Segou)

Tableau 18: Hypothèses pour l'analyse économique [Solaire PV Mali Est]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de coût marginal du pays.

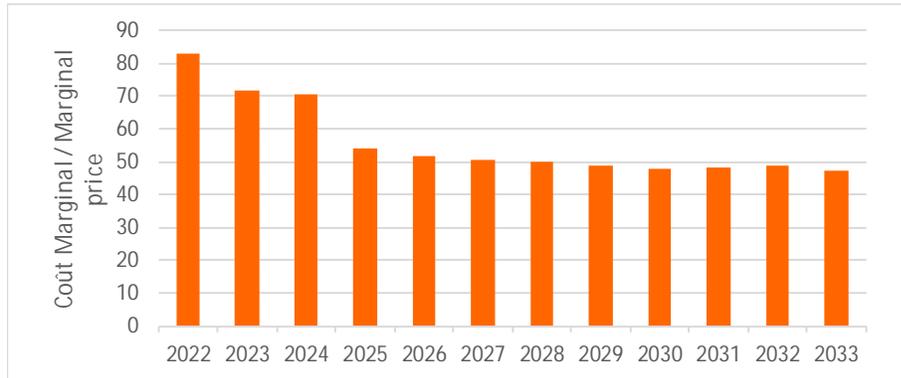


Figure 20: Coût marginal moyen [Mali]

Analyse environnementale préliminaire

Aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée étant donné qu'aucun site concret n'a été envisagé à ce stade. Néanmoins il existe de nombreux sites ne se situant à proximité d'aucune zone protégée, forestière, inondable (ou plan d'eau) ou urbaine, ce qui limite fortement l'impact sur l'environnement d'un tel projet. Les principales composantes affectées seraient les sols et sous-sols (consommation d'espace, imperméabilisation partielle du sol, modification de topologie). De manière générale, les impacts attendus de projets solaires au niveau environnemental sont relativement limités.

Avancement du projet

Le projet n'a pas encore fait l'objet d'études dédiées. La date de mise en service prévue est 2030.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2032

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Mali

3.3.1.5. PARC ÉOLIEN NIGERIA NORD

Description du projet

Il s'agit d'un parc éolien par phases d'une puissance de 300 MW avec une valeur estimée de 477 MUSD.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Ce nouveau projet renouvelable au Nigeria fait partie intégrante du plan de développement durable de la sous-région et contribue à atteindre les objectifs définis</p>	<p>Les corridor Nord et dorsale médiane représentent deux options pour partager la puissance produite par ce grand site éolien avec les pays limitrophes</p>	<p>Compte tenu de l'intermittence de la ressource, la fiabilité du système ne peut pas être grandement améliorée avec ce projet. Notons néanmoins la synergie possible entre ce projet et les réservoirs hydroélectriques du pays (Kainji et Zungeru)</p>

Analyse économique préliminaire

Le développement d'un projet éolien d'envergure au nord du Nigeria devrait permettre de réduire le coût de l'électricité dans la région. Les pays limitrophes et en particulier le Niger, le Bénin et le Togo pourraient également bénéficier de cette énergie d'origine éolienne. Ainsi, le LCOE du projet de 300MW mis en service à partir de 2030 est estimé à 54 USD/MWh, ce qui est similaire au coût marginal moyen dans la sous-région.

Analyse environnementale préliminaire

Pour l'installation de grandes fermes d'éoliennes, l'impact devrait être étudié en fonction de la localisation précise de ces fermes. Le plateau de Jos, au Nord-Est d'Abuja, a été proposé comme site d'aménagement du parc. L'impact sera directement proportionnel à la densité de population avoisinante, relativement élevée, principalement en termes de bruit, effet stroboscopique et contrainte visuelle. Des problèmes de sécurité pour l'accès au site sont à prendre en considération. Il y aura également lieu de tenir compte des couloirs de migrations des oiseaux et des grandes zones où certains grands oiseaux passent une partie de l'année. Une étude environnementale détaillée devra être menée au stade de l'étude de faisabilité.

Avancement du projet

Le projet n'a pour l'instant pas fait l'objet d'études spécifiques

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2030

Défis

Le projet n'a pas été intégré dans le plan directeur à l'échelle nationale où seuls 100 MW de développement de capacité éolienne sont considérés.

L'emplacement du projet régional de 300 MW au nord du Nigeria soulève des problèmes de sécurité pour l'accès au site.

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé dans le cadre d'un appel d'offre aux producteurs d'électricité indépendants - **Appel d'offre IPP**

Institution Responsable du développement

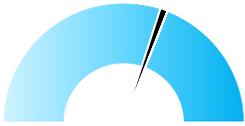
EEEOA, Nigéria

3.3.1.6. CENTRALE THERMIQUE DE SONGON – CÔTE D'IVOIRE (450 MW)

Description du projet

Il s'agit d'une centrale thermique du cycle combiné d'une capacité de 369 MW et d'un coût estimé à 480 MUS\$ alimenté par du gaz naturel liquéfié provenant d'un terminal à construire dans le pays.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
Le projet thermique ne contribue pas à l'intégration des énergies renouvelables mais vient en complément à ces projets renouvelables	La position centrale de la Côte d'Ivoire permettra le partage de l'énergie électrique avec, à tout le moins, le Bénin, le Togo et le Burkina Faso	Le développement d'énergie thermique en complément aux énergies renouvelables est nécessaire à long-terme afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement électrique de la sous-région. Il permettra une sécurisation de l'approvisionnement grâce à la diversification des ressources.

Version finale

Analyse économique préliminaire

Dans le système interconnecté, les centrales au gaz fixent le coût marginal du système. En effet, lorsque les centrales fonctionnant au fioul lourd auront été remplacées par des options moins chères, le gaz deviendra l'option la plus onéreuse en fonctionnement. Cela étant dit, le développement de centrales thermiques reste indispensable pour permettre l'approvisionnement à moindre coût et fiable de la demande électrique dans la sous-région.

Considérant les hypothèses suivantes pour la centrale cycle combiné de Songon

Durée de vie	30
Date de mise en service de la première turbine	2029
Capacité Installée [MW]	369
Coût d'investissement [MUSD/MW]	1.3
Coûts variables d'exploitation [USD/MWh]	3.2
Consommation spécifique [kJ/kWh]	6 901
Localisation	Côte d'Ivoire Sud

Tableau 19: Hypothèses pour l'analyse économique [Songon]

Ainsi que les résultats du plan directeur en termes de taux d'utilisation de la centrale

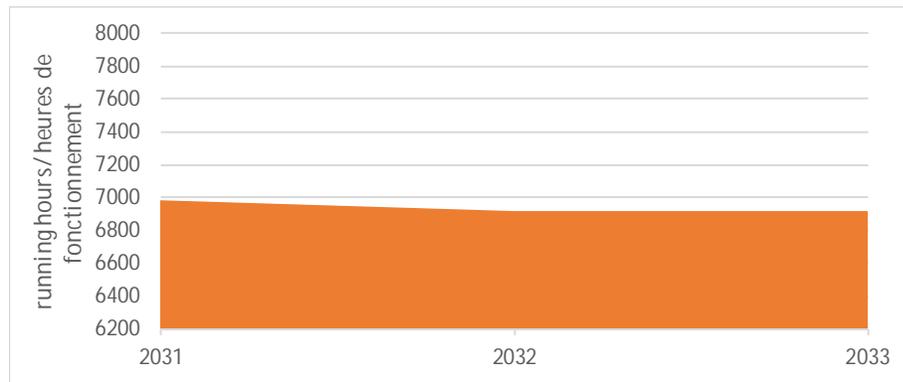


Figure 21: Taux d'utilisation de la centrale (heures de fonctionnement équivalentes à puissance maximale) [Songon]

Le prix de vente sortie machine devrait être fixé à 72 USD/MWh pour permettre d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10%. Notons que le coût de l'infrastructure gazière nécessaire au développement du GNL dans le pays n'est pas répercuté dans l'analyse économique du projet de centrale thermique à cycle combiné de Songon présentée ici.

Analyse environnementale préliminaire

La construction de nouvelles turbines à gaz à Songon aura un impact environnemental conséquent, surtout en ce qui concerne le bruit et la qualité de l'air. La proximité avec la capitale Abidjan augmente l'impact sur les populations, notamment sur la santé, mais aussi, dans une moindre mesure, la végétation et les animaux. En absence d'étude de faisabilité et de données météo, il est difficile de réaliser une première estimation de la future dispersion des poussières et

fumées, une étude de faisabilité détaillée s'avère primordiale afin de permettre la mise en place de mesures d'atténuation adéquates. Si des stockages de fuel sont prévus (comme combustible de substitution), l'impact d'une possible fuite devra également être pris en compte.

Avancement du projet

La conception de la centrale a été étudiée au stade de préfaisabilité.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2031

Stratégie de mise en œuvre

Endeavor Energy dirige le développement du projet de la centrale électrique à travers un Accord de développement conjoint avec Starenergie 2073. Le contrat d'achat d'énergie a déjà été signé avec le gouvernement ivoirien. - IPP

Institution Responsable du développement

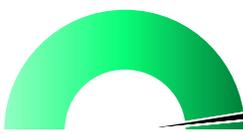
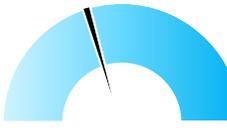
Côte d'Ivoire

3.3.1.7. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SUR LA RIVIÈRE SAINT-PAUL (LIBERIA)

Description du projet

Il s'agit d'une part de construire un réservoir sur la rivière Via pour réguler Mount Coffee et d'autre part de développer le potentiel hydroélectrique de la rivière Saint-Paul au Libéria par le développement d'un projet de 360 à 585 MW.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Ce projet majeur pour le pays et la sous-région permettra de réduire l'utilisation de combustible fossile</p>	<p>Compte tenu de sa taille et sa localisation à proximité de la ligne CLSG, le projet aura une envergure régionale.</p>	<p>A long-terme, le projet pourrait jouer un rôle dans la sécurisation de l'approvisionnement énergétique en apportant une solution de stockage hydraulique</p>

Version finale

Avancement du projet

Des études de faisabilité devraient être lancées à très courte échéance

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			<p>2025 pour la première phase (réservoir Via à Mount Coffee)</p> <p>2030 pour la seconde phase (nouveau projet sur la rivière Saint-Paul)</p>

Stratégie de mise en œuvre

Aucun mode de développement n'a été défini à ce stade. **Contrat EPC / Concession**

Institution Responsable du développement

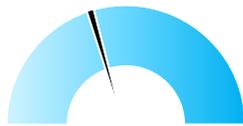
WAPP, Libéria

3.3.1.8. SECOND AXE NORD-SUD GHANA

Description du projet

Le projet concerne un deuxième axe de transport à 330 kV au Ghana. Gridco étudie actuellement cet axe et plusieurs itinéraires sont envisagés, dont l'itinéraire Dawa-Juale-Bolgatanga et un nouvel axe entre Kumasi et New Tamale.

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>En favorisant les échanges Nord-Sud, ce projet contribue à une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système ouest-africain</p>	<p>Bien qu'il s'agisse d'un projet national, cette ligne permettra d'accroître les échanges entre le sud de la sous-région et les pays enclavés</p>	<p>La nouvelle ligne permettra d'améliorer la stabilité système ghanéen et par extension de toute zone</p>

Version finale

Analyse économique préliminaire

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (310 MUSD pour le tronçon de 750 km de ligne 330kV entre Bolgatanga et Dawa), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 2500 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 2.0cUSD/MWh/km pour l'axe Nord-Sud du Ghana.

Analyse environnementale préliminaire

Le tracé de cette ligne ne passerait à travers aucune forêt ou réserve naturelle. Il longerait le lac Volta sur toute la rive Est, suivant les lignes déjà existantes entre Kadjebi et Dawa, en passant par Kpando et Sogakopo. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur tout le parcours. Il n'y a qu'autour des villes et villages importants, et lors des passages avec un fort relief, qu'un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

Le projet a été étudié dans le cadre du projet d'interconnexion Ghana-Burkina Faso qui a été désigné comme l'option la plus viable sur les plans technique et économique.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2030

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé sur la base de **contrats EPC**

Institution Responsable du développement

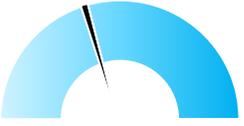
Ghana

3.3.1.9. 330KV CORRIDOR DE L'EST AU NIGERIA

Description du projet

Ce projet concerne la construction d'une ligne 330kV double-terne de 1856km entre Calabar, Ikom, Ogoja, Kashimbilla, Mambilla, Jalingo, Yola, Hong-Bilu - Damaturu-Potiskum, Azare, Dutse, Jigana et Sokoto, Naura, Namoda, Katsina

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>Ce projet permettra le partage de l'énergie hydroélectrique de l'est du Nigeria (Mambilla, Kashimibilla) et, plus tard, du PEAC</p>	<p>Bien qu'il s'agisse d'un projet national, cette ligne augmentera les opportunités d'échange avec le reste de la région</p>	<p>La nouvelle ligne améliorera la stabilité du système nigérien et, par extension, profitera à l'ensemble de la zone.</p>

Analyse économique préliminaire

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (966 MUSD pour le tronçon de 1856 km de ligne), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 4400 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 1.7cUSD/MWh/km pour le corridor Est du Nigéria.

Analyse environnementale préliminaire

Compte tenu de sa longueur, le tracé de cette ligne pourrait passer à travers ou à proximité de zones protégées. Néanmoins il devrait majoritairement suivre le tracé d'infrastructures existantes. Il n'y a qu'autour des villes et villages importants, et lors des passages avec un fort relief, qu'un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

Les études doivent encore être financées.

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2030

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé sur la base de **contrats EPC**

Institution Responsable du développement

Nigeria

3.3.1.10. DOUBLEMENT DU TRONÇON OUEST DE LA BOUCLE OMVG

Description du projet

La boucle OMVG est une boucle simple-terre. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en Gambie et en Guinée Bissau notamment, il est indispensable de renforcer le tronçon Kaolack- Brikama – Bissau – Mansoa – Kaléta. Le tracé du nouvel axe devra être déterminé en prenant en compte les contraintes environnementales

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>A long-terme, la partie ouest de la boucle OMVG sera surchargée, ne permettant plus l'évacuation optimale des projets hydroélectriques de la zone. Le dédoublement aura donc un effet positif sur l'intégration de ces projets</p>	<p>Comme il s'agit du renforcement d'une ligne existante, elle ne contribuera pas au développement du marché mais contribuera à son efficacité</p>	<p>Cette ligne est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Guinée Bissau et en Gambie. Le tronçon Kaloack-Bissau devra être tracé de façon à permettre d'optimiser la sécurité d'approvisionnement</p>

Analyse économique préliminaire

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement du projet (230 MUSD pour le tronçon de 850 km de l'axe ouest de la boucle 225kV), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 900 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 4.1cUSD/MWh/km pour le renforcement de l'axe

Analyse environnementale préliminaire

Supposant que le tracé de ce projet prioritaire suivra celui du projet en cours (simple terne), il ne passerait ainsi à travers aucune forêt ou réserve naturelle. L'impact sur la faune et la flore devrait donc être relativement limité. L'impact environnemental global de la construction de cette ligne sera d'autant plus faible que la zone aura déjà été impactée par d'autres lignes. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur tout le parcours. Il n'y a qu'autour des villes et villages importants, et lors des passages avec un fort relief, qu'un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

Aucune analyse spécifique liée au renforcement du couloir ouest de la boucle OMVG n'a été réalisée à ce jour

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2030

Stratégie de mise en œuvre

Le projet pourrait être développé sur la base de **contrats EPC**

Institution Responsable du développement

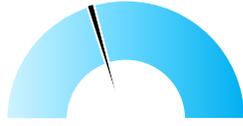
OMVG

3.3.1.11. AXE DE TRANSPORT 330KV SÉNÉGAL-GUINÉE-MALI

Description du projet

Projet ayant pour but de renforcer les liens entre les sources d'énergies : gaz du Sénégal, Hydro de Guinée et RES du Nord, il s'agit d'un axe 330kV reliant le Sénégal (Tobene)-la Guinée (Linsan) et le Mali (Sikasso).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>En favorisant les échanges Est-Ouest, ce projet contribue à une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système ouest-africain</p>	<p>Ce projet permettra des échanges commerciaux importants de l'Est vers l'Ouest et de l'Ouest vers l'Est afin de bénéficier des ressources disponibles</p>	<p>Cette ligne n'a pas vocation à améliorer la fiabilité du système mais y contribuera inévitablement en renforçant le réseau électrique interconnecté</p>

Analyse économique préliminaire

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (de l'ordre 912 MUSD pour le tronçon de 1600 km de ligne 330kV), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 3200 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 2.1 cUSD/MWh/km pour l'interconnexion.

Analyse environnementale préliminaire

Le tracé de cet axe prioritaire n'étant pas encore clairement défini, aucune analyse environnementale n'a pour l'heure été effectuée. Le tracé de ce projet est supposé suivre celui des lignes 225 kV sur la partie Tobène-Linsan, il traverserait ainsi le parc national du Niokolo-Koba, classé au patrimoine mondial de l'UNESCO, en longeant la route nationale Tambacounda-Kédougou. L'impact sur la faune et la flore devrait donc être relativement limité, étant donné que la zone a déjà subi un fort impact de l'être humain. L'impact environnemental global de la construction de ce tronçon sera d'autant plus faible que la zone aura déjà été impactée par les lignes 225 kV. De la même façon, le parc national du Haut-Niger, situé en Guinée et récemment classé, devrait être traversé sur le tronçon Linsan-Fomi, le long de la route nationale. Des mesures d'atténuation devront ainsi être définies et appliquées afin de limiter au maximum l'impact certain sur la faune et la flore, particulièrement abondante dans ces parcs classés. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur tout le parcours. Il n'y a qu'autour des villes et villages importants, et lors des passages avec un fort relief, qu'un risque de devoir déplacer certaines maisons existe.

De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par la validation de l'emplacement de la ligne d'une part, puis par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité d'autre part. La sous-station de Linsan étant un carrefour majeur en Guinée avec de nombreuses lignes d'interconnexion, la création d'une deuxième sous-station proche de Linsan avec un lien direct entre les deux devrait être examinée. Cela permettra d'accroître la sécurité du réseau.

Avancement du projet

A ce stade aucune étude préliminaire n'a été réalisée concernant ce tronçon

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2033

Stratégie de mise en œuvre

Le développement de cette interconnexion majeure pourrait s'appuyer sur les enseignements tirés des projets précédents:

- Concession à un SPV (ex. Transco CLSG)
- Développement coordonné au travers d'une unité de projet centralisée (ex. Corridor Nord)
- Autre (PPP, IPT)

Institution Responsable du développement

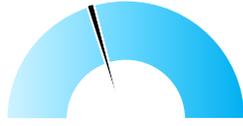
EEEEOA, Sénégal, Guinée, Mali

3.3.1.12. CONNEXION DES DORSALES

Description du projet

Ce lien vise à fermer la dorsale Est-Ouest 330kV traversant l'Afrique de l'Ouest du Nigéria au Sénégal. Elle relie Bobo (Burkina) à Ferkessedougou (Burkina Faso) et fait la jonction entre les dorsales de l'Ouest et médiane

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>En favorisant les échanges Est-Ouest, ce projet contribue à une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système ouest-africain</p>	<p>Ce projet permettra des échanges commerciaux importants de l'Est vers l'Ouest et de l'Ouest vers l'Est afin de bénéficier des ressources disponibles</p>	<p>Cette ligne n'a pas vocation à améliorer la fiabilité du système mais y contribuera inévitablement en renforçant le réseau électrique interconnecté</p>

Avancement du projet

A ce stade aucune étude préliminaire n'a été réalisée concernant ce tronçon

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2033

Stratégie de mise en œuvre

Ce projet pourrait être développé selon un schéma EPC – **Contrat EPC**

Institution Responsable du développement

EEEEOA, Burkina, Côte d'Ivoire

3.3.1.13. INTERCONNEXION 330KV NIGER-NIGERIA

Description du projet

Ligne double terre 330 kV Salkadamna – Malbaza – Gazoua – Katsina (Nigeria) – 500 km nécessaire à la sécurité d'approvisionnement d'une partie du Niger + permet l'évacuation de l'énergie solaire du Nord du Niger vers le Nigeria

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
<p>L'axe permettra un échange d'énergie solaire entre les 2 pays</p>	<p>Comme tout projet d'interconnexion, il participera à créer un marché régional de l'électricité</p>	<p>L'objectif principal de ce projet est d'assurer la sécurité d'approvisionnement au Niger</p>

Analyse économique préliminaire

L'analyse vise à établir le coût de transfert sur l'interconnexion qui devrait être facturé de façon à recouvrir le coût d'investissement estimé du projet (333 MUSD pour le tronçon de 500 km de ligne 330kV), compte tenu de l'énergie transférée annuellement telle que simulée dans le cadre du plan de développement (soit environ 1800 GWh) et compte tenu d'un facteur d'actualisation de 10%. Ce coût s'élève à 3.7cUSD/MWh/km pour l'axe Niger-Nigeria.

Analyse environnementale préliminaire

Aucune étude environnementale n'a été réalisée mais le tracé de cette ligne ne passerait à travers aucune forêt classée. Ainsi, l'impact sur la faune et la flore devrait être relativement limité. La zone est caractérisée une répartition très étendue de petites concentrations humaines. Il apparaît qu'il sera possible d'éviter le passage au-dessus d'habitations presque sur l'entièreté du parcours. Néanmoins, autour des villes et des villages importants, un risque de devoir déplacer certaines maisons existe. De plus, la construction et la présence de la ligne auront un impact visuel certain. Cependant, il est à noter que toutes ces informations doivent être confirmées par des études détaillées dans le cadre d'études de faisabilité.

Avancement du projet

A ce stade aucune étude préliminaire n'a été réalisée concernant ce tronçon

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2033

Stratégie de mise en œuvre

Ce projet pourrait être développé selon un schéma EPC – **Contrat EPC**

Institution Responsable du développement

Nigeria, Niger

3.3.1.14. INTERCONNEXION EEEOA (NIGERIA)-AFRIQUE CENTRALE (INGA)

Description du projet

Ce projet vise à relier le système nigérian (poste de Calabar) au système d'Afrique Centrale (et en particulier Inga) via le Cameroun (Douala).

Justification du projet

Intégration des Energies Renouvelables	Développement d'un marché de l'électricité régional	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement
		
L'axe permettra d'importer de l'énergie hydroélectrique depuis l'Afrique Centrale	L'interconnexion permettra d'étendre le marché au-delà des frontières actuelles de la CEDEAO	La ligne permettra de réduire les besoins en réserve dans la région de l'EEEOA

Avancement du projet

Des études de faisabilité devront être lancées pour confirmer l'intérêt du projet

Etudes	Financement	Construction	Mise en service
			2033

Stratégie de mise en œuvre

Le développement de cette interconnexion majeure pourrait s'appuyer sur les enseignements tirés des projets précédents:

- Concession à un SPV (ex. Transco CLSG)
- Développement coordonné au travers d'une unité de projet centralisée (ex. Corridor Nord)
- Autre (PPP, IPT)

Institution Responsable du développement

EEEOA, PEAC, Cameroun

3.4. Synthèse

La liste proposée des projets prioritaires régionaux dans le cadre du Plan Directeur de la CEDEAO pour le développement des Moyens Régionaux de Production et de Transport d'Énergie Électrique 2019 – 2033 est caractérisée par ce qui suit:

- **75 (#) projets régionaux**, considérés comme prioritaires, avec un coût d'investissement total estimé à 36.39 milliards de dollars, parmi lesquels :
 - **28 (#) projets de lignes de transport** pour un total d'environ 22 932 km de lignes haute tension à un coût estimatif de 10.48 milliards USD;
 - **47 (#) projets de production** d'une capacité totale d'environ 15,49 GW à un coût estimatif de 25.91 milliards USD;
- Etant donné que, à court-terme, l'EEEOA, a pour objectif l'intégration du système électrique des 14 États continentaux membres de la CEDEAO, la liste prioritaire contient également des projets de lignes de transport qui permettront à l'EEEOA de s'interconnecter au-delà de sa zone de couverture actuelle afin d'entre autres, diversifier économiquement son mix énergétique. Il s'agit notamment de la partie nord de l'Afrique à travers le Maroc et du pool énergétique d'Afrique Centrale jusqu'à Inga.
- Les projets de production comprennent:
 - 31.1% projets thermiques fonctionnant principalement avec le gaz naturel et
 - 68.9% projets d'énergies renouvelables (10.67 GW) dont 29,5% impliquent des projets d'énergie renouvelable intermittente (3,15 GW Solaire, Eolien);
- Les projets d'énergie renouvelable intermittente constituent 20,33% de la production totale dans la liste des projets prioritaires.

Ces projets contribuent d'une manière ou d'une autre au développement durable de la sous-région de la CEDEAO, au développement d'un marché sous-régional de l'électricité et/ou à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement dans la sous-région. Ils revêtent donc une importance primordiale pour l'Afrique de l'Ouest et leur mise en œuvre, même s'il s'agit d'un défi, doit permettre le développement optimal du système interconnecté de l'EEEOA.

Enfin, il est à noter que le développement des solutions de stockage et notamment stockage par batterie représente un enjeu majeur pour permettre une exploitation optimale du réseau de transport de la sous-région, notamment en présence d'énergies renouvelables. Ainsi, une étude menée par l'EEEOA est en cours, visant à étudier les opportunités de développer des infrastructures de stockage par batterie dans la sous-région.

4. STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE DU PLAN DIRECTEUR ACTUALISE

Le diagnostic de la mise en œuvre des projets prioritaires du plan directeur 2012 – 2025 a fait ressortir des freins récurrents au développement des projets et au respect du calendrier établi dans le précédent plan :

- Des cadres institutionnels et juridiques qui ne sont pas optimisés pour faciliter la participation du secteur privé ou pour organiser les projets multi-pays.
- La faiblesse financière des sociétés d'électricité et le faible espace fiscal qui, outre le financement des projets eux-mêmes, ralentit la sécurisation financement pour les études préparatoires et pour la mise en œuvre des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux.
- Les problèmes de coordination entre les développements menés aux échelles nationales et les projets régionaux, qui peuvent induire de la confusion pour les institutions financières et les potentiels partenaires privés.
- Des problèmes de coordination entre partenaires nationaux et entre institutions de financement du développement sur les projets multi-pays les plus complexes, qui multiplient parfois les étapes administratives au détriment de l'avancement des projets.

Sur la base de ce diagnostic, une stratégie de mise en œuvre du nouveau plan directeur a été construite avec l'objectif de réduire les durées de mise en œuvre des projets. Les actions proposées sont détaillées dans cette section.

4.1. Généralisation et standardisation des cadres institutionnels et organisationnels des projets régionaux

La mise en œuvre des projets prioritaires du Plan Directeur 2012 – 2025 a donné lieu à l'expérimentation de diverses formes d'organisation pour les projets multi-pays les plus complexes. Les projets de références sont :

- La mise en œuvre la boucle OMVG à travers une unité commune de gestion de projet au sein de l'OMVG
- La réalisation de l'interconnexion CLSG à travers la création de la société ad hoc Transco CLSG en charge de son développement et de son opération
- Le développement du projet de dorsale nord (« Norhcore ») par la création d'une entité commune de gestion de projet basée à Abuja

Les cadres institutionnels et organisationnels développés à l'occasion de chacun de ces projets peuvent être standardisés afin d'être déployés efficacement lors de la mise en œuvre des futurs projets prioritaires, notamment les grandes interconnexions impliquant de multiples pays. Cette démarche a pour objectif d'accompagner et d'accélérer la période de définition de schéma organisationnel de ces projets et d'anticiper les défis de réformes institutionnels qu'ils impliquent.

4.2. Identifications de nouvelles sources de financement pour la mise en œuvre des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux des projets

La sécurisation du financement des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux se retrouve souvent sur le chemin critique de l'avancement des projets prioritaires. En effet, cette responsabilité est souvent dévolue aux Etats qui ne sont pas toujours en mesure de dégager le budget correspond dans les temps requis par le calendrier de développement de projet.

Afin de prévenir cette source de retard, il est proposé de chercher de nouvelles sources de financement pour ces actions et notamment :

- Un **financement spécifique auprès des Institutions de Financement du Développement**. Cette option doit être discutée suffisamment en amont avec les IFD partenaires, notamment concernant la mise en œuvre des plans de compensation et réinstallation des personnes affectées par les projets qui implique un certain risque réputationnel pour les IFD et des problématiques d'équité des mesures de compensation entre projets. Néanmoins, cette approche a déjà été utilisée, par exemple à travers le partenariat avec la Banque Mondiale sur le projet de dorsale nord (« Northcore »)
- Un financement obtenu auprès des partenaires privés par la **mise en place d'une redevance de concession spécifique**. Cette approche permet au partenaire privé d'intégrer cette contrainte à son modèle financier et de la répercuter sur son prix, tout en se préservant des risques associés à la mise en œuvre des mesures d'atténuation. En effet, la gestion des impacts sociaux et environnementaux constitue un aspect critique dans l'analyse de risque d'une entreprise privée, et peut mener à une baisse d'intérêt pour les projets concernés ou la prise en compte de provisions pour risques élevées.

4.3. Identifications de nouvelles sources de financement pour les activités de préparation de projet

Une étude pourrait être lancée pour analyser les modalités du recours au FODETE-CEDEAO (Fonds de Développement et de financement des secteurs des Transports et de l'Énergie de la CEDEAO) pour le financement des activités de préparation des projets du plan directeur régional.

4.4. Opérationnalisation du département en charge du suivi de l'implémentation des projets prioritaires au sein de l'EEEOA

Ce département existe au sein de l'unité PIPES (Programmes de planification, d'investissement et de protection de l'environnement) du secrétariat général de l'EEEOA mais doit être opérationnalisé afin de renforcer le suivi des projets prioritaires au niveau régional.

Il est proposé que ce département soit en charge de **la tenue d'un calendrier de développement et mise en œuvre des projets prioritaires mis à jour deux fois par an**. Ce calendrier doit s'appuyer sur une décomposition exhaustive et complète des activités de préparation et de développement des projets, incluant notamment :

- La définition et la mise en œuvre des mesures d'adaptation du cadre institutionnel et légal
- La discussion et la formalisation des accords d'importation et d'exportation d'électricité, qui constituent souvent une part importante du revenu des projets
- La réalisation des études d'impact et la mise en œuvre des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux et de sécurisation du foncier
- La réalisation des études d'évacuation de la puissance et de réalisation du raccordement
- Les activités de mobilisation du financement, tenant compte :
 - des coûts relatifs au suivi optimal du projet par les autorités nationales
 - des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux,
 - des coûts de supervision de la construction et de la mise en service,
 - des coûts du financement du projet

Le département devra être en mesure d'**analyser les goulots d'étranglement du calendrier des projets** afin d'alerter les parties prenantes quant aux retards pris sur le chemin critique. Il pourra être force de proposition de mesures pour débloquer l'avancement voire rattraper les retards de développement.

Enfin le département pourrait être en charge d'**organisation d'un atelier annuel** dédié à la montée en compétence des chefs de projets au regard des principales difficultés rencontrées dans l'année.

4.5. Développement d'un logiciel de référence pour renforcer la coordination entre les planifications nationales et le du plan directeur régional

Un renforcement de la capacité de l'EEEEOA est requis pour assurer une coordination entre les planifications nationales et les ambitions du plan directeur régional. Cette coordination pourrait notamment être atteinte à travers le développement d'un logiciel de planification de référence pour la région et la mise en œuvre des actions suivantes :

- Mis à disposition gratuite du logiciel de référence aux pays
- Mises à jour régulières du logiciel sur la base d'un contrat de maintenance
- Intégrations dans les termes de référence des appels d'offre de la nécessité d'utiliser le logiciel de référence
- Partage des bases de données de planification
- Formation des services de planification des sociétés d'électricité
- Sessions collectives de mise à jour annuelle des bases de données (sessions modérées par des experts)

4.6. Développement d'appels d'offres « plug and play » pour le développement des énergies renouvelables intermittentes

Le développement des grands projets prioritaires d'énergie renouvelable peut être conduite à travers des appels d'offre aux producteurs indépendant privée (IPP) de type « plug-and-play ». Cette procédure d'appel d'offre suppose la préparation d'un cadre diminuant les risques pour les investisseurs privés aux seuls risques de construction, d'opération et de performance technique afin de favoriser la compétition sur les prix. Les étapes préalables au lancement de ces appels d'offres sont :

- la préparation d'un cadre institutionnel et juridique dédié aux appels d'offre, définissant notamment les projets de contrats de concession et des contrats d'achat d'électricité ;
- la définition de garanties de paiements et d'assurance vis-à-vis des risques pays, accessibles aux attributaires des marchés ;
- l'anticipation de la réalisation des études de connexion au réseau ;
- l'anticipation de la réalisation des études d'impact environnemental et social ;
- la sécurisation du foncier et la préparation de procédures d'attribution de licence cadrée et simplifiée pour les attributaires des marchés.

4.7. Renforcement de la coordination de l'EEEOA avec les partenaires influents du secteur

Ce renforcement a pour but d'étendre la coordination et l'échange d'information au-delà des sociétés du secteur et des partenaires techniques et financiers pour inclure l'ensemble des acteurs influents du secteurs, et notamment :

- Les Régulateurs nationaux ;
- les industriels électro-intensifs ;
- les entités gouvernementales de haut niveau impliquées dans le secteur électrique ;
- les institutions financières actives dans le secteur, telles que les banques financement export, des fonds d'investissement sectoriels, etc.

Cette démarche peut se concrétiser par l'organisation d'un atelier annuel rassemblant l'ensemble des acteurs influents du secteur pour présenter les projets prioritaires et leur avancement. Des ateliers thématiques pourraient être organiser autour des principaux freins rencontrés dans l'année.

4.8. Préconisation d'une amélioration de la coordination sectorielle des Institutions de Financement du Développement (IFD)

Les axes d'amélioration de la coordination allant dans le sens de l'accélération de la mise en œuvre des projets régionaux sont :

- l'harmonisation des règles de passation de marché pour les projets régionaux ;
- l'harmonisation des conditions de décaissement à remplir par les autorités publiques dans le cadre de grands projets impliquant la participation de multiples institutions de financement du développement ;
- la coordination avec les banques d'export actives dans les pays concernés par les projets.

5. PLAN D'ACTION POUR L'EEEOA

Outre le développement des 75 projets prioritaires, il est recommandé la mise en place par l'EEEOA d'un plan d'action prioritaire qui vise à soutenir la mise en œuvre du plan directeur et faciliter l'exploitation du système interconnecté. Ce plan d'action se décline sur les axes suivants :

5.1. Support au développement des énergies renouvelables

Outre l'exploitation optimale des ressources hydroélectriques au travers du développement des projets prioritaires, les analyses économiques réalisées suggèrent un potentiel important pour le développement de projets renouvelables intermittents (solaires PV et dans une moindre mesure éolien) de façon à atteindre 18% d'énergie produite à base de ressources renouvelables (hors hydro) à l'échelle de la sous-région à l'horizon de l'étude (2033).

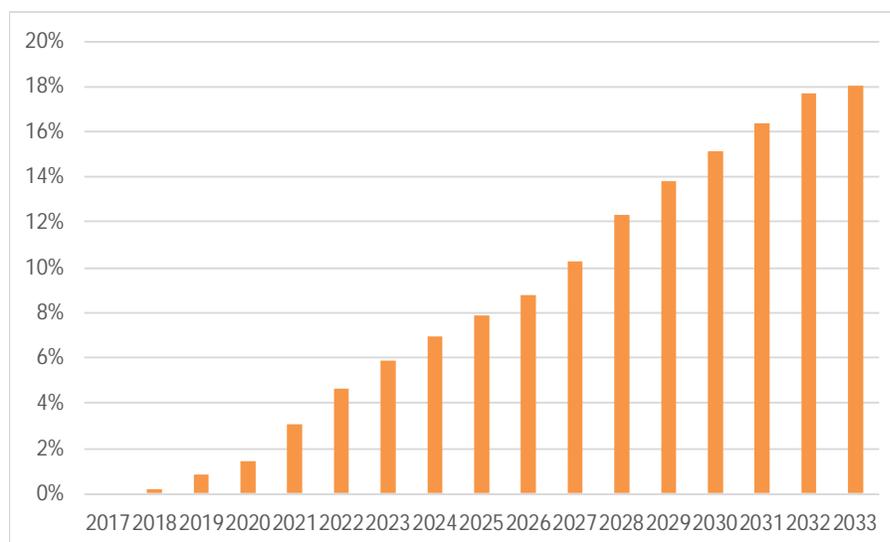


Figure 22: Pourcentage optimal d'énergie renouvelable (hors hydro) dans le mix énergétique

En particulier, les études dynamiques réalisées pour les années 2022 et 2025 considéraient un taux d'intégration instantané à la pointe solaire de respectivement 17% en 2022 et 28% en 2025. Pour ce taux, les études ont démontré la faisabilité technique de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes moyennant l'optimisation de l'exploitation du système. Il en résulte une capacité installée d'énergie renouvelable intermittente de 3.3 GW en 2022, 7.0 GW en 2025, 9.6 GW en 2029 et 12.1 GW à l'horizon 2033.

Parmi ces projets renouvelables intermittents, 15 projets solaires, éoliens et hybrides ont été retenus dans la liste des projets prioritaires pour un total de 3.15 GW

En outre, un potentiel économique pour un total de 37.5 GW à l'horizon 2033 (soit 25.4 GW en plus des 12.1 GW présentés précédemment) a été identifié. Ce potentiel économique, pour pouvoir être développé, devra néanmoins faire l'objet d'études approfondies, notamment du point de vue technique.

Néanmoins, l'intégration d'un tel volume d'énergie renouvelable qui couvrirait jusqu'à 60% de la demande durant les heures de pointe de production nécessite d'établir un plan d'action pour :

- Des études dédiées pour identifier les mesures opérationnelles assurant une bonne intégration des énergies renouvelables (réserves adaptées, mesures de soutien de tension ; moyens de stockage,...) ;
- La prise en compte du rôle des interconnexions pour la gestion de la réserve et le partage de la production renouvelable
- La révision des clauses contractuelles « Take or Pay » qui peuvent entraîner du délestage de la production renouvelable ou de fortes pénalités financières
- Le renforcement des centres de téléconduite pour assurer l'exploitation avec un dispatching automatisé (monitoring spécifiques des énergies renouvelables, moyens avancés de prédiction du productible renouvelables, réseaux intelligents (smart grids),...)
- L'adaptation des contrats d'énergie entre pays (marchés de gros, day-ahead, intraday)
- La nécessité d'un code de réseau régional avec les exigences spécifiques pour les énergies renouvelables
- La mise en oeuvre de programme régionaux permettant le développement de projets renouvelables à des conditions compétitives pour les investisseurs privés et les pays membres (tels les programmes Corridor Energie propre de l'Afrique de l'Ouest (WACEC) et Scaling Solar)

Outre le rôle qui lui est déjà dévolu (développement des projets régionaux et opérationnalisation du marché de l'électricité via le CIC notamment), l'EEEOA pourrait jouer un rôle de moteur en accompagnant les pays dans leur transition énergétique grâce :

- au partage d'expérience pour la contractualisation des accords de production,
- au développement d'études de réseau approfondies dans les différents états-membres ;
- à l'obtention de source de financement pour ces projets, et
- à l'harmonisation des mesures opérationnelles assurant une bonne intégration des EnR

La disponibilité des compétences nécessaires devra également être assurée : il est important de supporter un plan de formation des experts exploitation et planification, management.

En outre, il est recommandé que l'EEEOA puisse explorer les autres opportunités liées aux énergies renouvelables et notamment l'hybridation des centrales hydroélectriques et thermiques, le développement des technologies photovoltaïques flottantes et le déploiement de technologies de stockage (par batterie notamment), et mettre en oeuvre les projets y relatifs dont la rentabilité aura été démontrée.

5.2. Suivi du développement des projets portés par d'autres entités régionales

De par leur mandat, un certain nombre d'entités sous-régionales (OMVS, OMVG, CEB, ABN, MRU,...) ont la responsabilité de développer des infrastructures de production et transport d'électricité qui bénéficieront à l'ensemble des états membres de ces organisations. Il s'agit parfois d'infrastructures à buts multiples mais pour lesquels la production ou le transport d'électricité joue un rôle majeur. Compte tenu de leur impact régional, l'EEEOA devrait faire le suivi des projets de transport et de production (notamment renouvelables et hydroélectriques) menés par des entités sous-régionales indépendamment de la taille de ces projets.

5.3. Support à l'exploitation optimale du réseau interconnecté

Il à été observé qu'à l'horizon court terme, des oscillations interzonales sont présentes sur le réseau entre le Nigéria/Niger d'une part et le reste des pays de l'EEEOA. Afin d'éliminer ces oscillations, il est recommandé de régler les stabilisateurs des systèmes d'alimentation au extrémité de la région (les unités hydrauliques devraient être une priorité).

Il est également observé qu'à cet horizon, lors de la perte de certaines lignes d'interconnexion, la stabilité du réseau n'est plus assurée et des mesure de défense sont nécessaire afin de maintenir le réseau en opération. Afin de traiter ce problème, une série de recommandations sont proposées :

- La mise en service de l'interconnexion Bolgatanga – Bobo – Sikasso 330 kV double terne se doit d'être une priorité pour la synchronisation d'ici 2022.
- La mise en service conjointe des deux circuit de la ligne CLSG afin d'assurer la synchronisation et éviter un écroulement du réseau lors de la perte du simple terne.
- Afin de satisfaire des échanges importants entre le Nigéria et le reste de l'EEEOA à court terme, la mise en place d'un schéma spécial de protection (SPS) est recommandé afin de maintenir le réseau dans ses limites de stabilité lors de la perte de certaines lignes d'interconnexion. La mise en place de ce SPS, entre autres, nécessite également la mise à jour du manuel d'exploitation de l'EEEOA.
- Des SVC supplémentaires sont nécessaire aux postes de Ouagadougou (100 MVar), Salkadamna (200MVar) et Monrovia (20MVar additionnels) afin d'éviter des écroulement de tension dans ces région dans le cas de contingences critiques (perte d'une ligne de la dorsale Nord, perte d'une ligne CLSG).

Afin d'assurer l'exploitation saine et optimale du réseau interconnecté et ainsi réussir la synchronisation des réseaux électriques des 14 pays de l'EEEOA, quatre grandes actions devront ainsi être menées par l'EEEOA et les états de l'Afrique de l'Ouest :

Recommandation	Coût Approximatif de la mesure
Régler les PSS de certaines grandes unités aux extrémités du système EEEEOA pour améliorer l'amortissement d'un mode interzonal critique	500kUSD ¹
Mettre à jour le manuel d'exploitation de l'EEEOA	300 kUSD
Mettre en place un système spécial de protection pour permettre d'accroître les échanges entre le Nigéria et le reste de l'EEEOA	2 MUSD
Améliorer la compensation dynamique de tension en ajoutant un moyen de compensation à Ouagadougou (BF), un à Salkadama (NR) et en augmentant la taille de celui déjà planifié à Monrovia (Li)	32 MUSD
Opérationnaliser le Centre d'Information et de Coordination de l'EEEOA	

5.4. Mise en œuvre de plans d'action pour améliorer la performance des sociétés d'électricité membres de l'EEEOA

Sur la base des meilleures pratiques observées au sein des pays de l'EEEOA, ainsi que dans d'autres régions du monde faisant face à des problématiques similaires, une liste de 17 actions a été proposée visant à améliorer la performance, l'efficacité et la viabilité des sociétés d'électricité membres de l'EEEOA.

Selon le contexte de chaque pays et de chaque société, les actions à mettre en œuvre de manière prioritaire varient. Néanmoins, au regard des facteurs critiques affectant la performance de manière transverse au sein de la région, les actions suivantes peuvent être mises en avant :

Thème	Principales actions prioritaires à mettre en œuvre au niveau des sociétés d'électricité
Gouvernance	Recours adapté au contrats plan, aux contrats de performance et aux contrats de gestion en tirant profit des retours d'expérience des sociétés l'ayant expérimenté.
Planification	Mise en cohérence des plans directeurs nationaux avec les ambitions portées par le plan directeur régional
	Extension, densification et renforcement des réseaux nationaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système

¹ Source : synchronisation study

Thème	Principales actions prioritaires à mettre en œuvre au niveau des sociétés d'électricité
Développement de grands projets	Diversification des modes de développement de projet et définition d'un portefeuille de garanties à destination du secteur privé, éventuellement appuyé sur des garanties souveraines
Efficience commerciale	Facilitation des échanges entre pays par la standardisation des clauses contractuelles d'import / export d'électricité, avec le support de l'ARREC
	Mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel
Développement des compétences	Instauration de compteurs à prépaiement et décentralisation des activités de facturation et de recouvrement
	Renforcement des supports techniques, juridiques et contractuels en collaboration avec les institutions de financement du développement et à travers la création de partenariats avec le réseau universitaire de la région

5.5. Plan d'action permettant de favoriser la mise en œuvre diligente des projets

Un diagnostic de la mise en œuvre des projets prioritaires du plan directeur 2012 – 2025 a été conduit à travers la collecte des retours d'expérience des acteurs impliqués sur les projets. Cette démarche a fait ressortir des freins récurrents au développement des projets et au respect du calendrier établi dans le précédent plan.

Sur la base de ce diagnostic, une stratégie de mise en œuvre du nouveau plan directeur a été construite avec l'objectif de réduire les durées de mise en œuvre des projets. Les actions proposées sont les suivantes :

Plan d'action pour la mise en œuvre diligente des projets

La généralisation du déploiement de cadres institutionnels reflétant l'organisation des projets régionaux tel que la création de société ad hoc (e.g. Transco CLSG) ou d'Unité Commune de Gestion de Projet (e.g. « Northcore », boucle OMVG).

L'identification de nouvelles sources de financement pour la mise en œuvre des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux auprès des institutions de financement du développement et, dans la mesure du possible, à travers un préfinancement par le secteur privé.

Le renforcement de la capacité de l'EEEOA pour assurer une coordination entre les planifications nationales et les ambitions du plan directeur régional, notamment à travers le développement d'un logiciel de planification de référence pour la région.

L'intensification de l'implication du secteur privé dans le développement des grands projets prioritaires d'énergie renouvelable. Cette approche peut inclure des appels d'offre aux producteurs indépendant privée (IPP) de type « plug-and-play » pour les grands projets d'énergie renouvelable (solaire et éolien).

Le renforcement de l'EEEOA pour étendre la coordination et l'échange d'information au-delà des sociétés du secteur et des partenaires techniques et financiers pour inclure l'ensemble des acteurs influents du secteurs, tels que les Régulateurs nationaux, les usines et industries, les entités gouvernementales de haut-niveau impliquées dans le secteur électrique et les autres institutions de financement (banques d'import-export nationales, fonds d'investissements, etc.)

La préconisation d'une amélioration de la coordination sectorielle des institutions de financement du développement (IFD), notamment concernant l'harmonisation des règles de passation des marchés pour les projets régionaux, l'harmonisation des conditions de décaissement entre IFD impliquées sur un même projet et la coordination avec les banques d'export actives dans les pays concernés par les projets.

Le renforcement des financements pour les activités de préparation de projet, incluant une mise en œuvre diligente du FODETE dans ce cadre.

L'octroi de terres ayant le statut de zones franches aux emplacements cibles appropriés par les pays désignés pour accueillir les parcs régionaux d'énergie solaire et éolienne

La diversification des sources de financement de la mise en œuvre des projets prioritaires, y compris le recours au Fonds Vert pour le Climat et une plus grande participation du secteur privé

La mise en place de partenariats stratégiques fructueux en harmonie avec les priorités de la région et susceptibles de faciliter la mise en œuvre du Plan Directeur

ANNEXE A : SYNTHÈSE DES PROJETS PRIORITAIRES

Version finale

Projets prioritaires de production

	Nom du projet	Capacité Installée [MW]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
Court-terme	*Gouina Centrale Hydroélectrique (OMVS)	140	462	2020
	*Souapiti Centrale Hydroélectrique en Guinée	450	1350	2020
	*Gribo-popoli Centrale Hydroélectrique en Côte d'Ivoire	112	345	2021
	*Sambangalou Centrale Hydroélectrique (OMVG)	128	454	2022
	*Zungeru Centrale Hydroélectrique au Nigéria	700	1200	2022
	*Fomi Centrale Hydroélectrique en Guinée	90	620	2022
	*Parc Eolien au Sénégal	150	230	2019-2021
	*Azito IV Centrale Thermique CC en Côte d'Ivoire	253	302	2020
	*Ciprel V Centrale Thermique CC en Côte d'Ivoire	412	505	2021
	*EARLY POWER Centrale Thermique CC au Ghana	300	390	2019
	*GPGC Centrale Thermique CC au Ghana	170	221	2019
	*AMANDI Centrale Thermique CC au Ghana	240	312	2019
	*ROTAN Centrale Thermique CC au Ghana	330	429	2022
	*KADUNA Centrale Thermique au Nigeria	215	280	2019
	*OKPAI a Centrale Thermique u Nigeria	450	585	2020
	*SALKADAMNA Centrale Thermique au charbon au Niger	200	573	2021
	Maria Gleta Centrale Thermique CC au Bénin	450	585	2022 recommandé pour une TG
	Boutoubre Centrale Hydroélectrique en Côte d'Ivoire	150	343	2022 recommandé (1 ^{er} groupe)
	TOTAL COURT-TERME	4940 MW	9185 MUSD	
Moyen-terme	*Amaria Centrale Hydroélectrique en Guinée	300	600	2023

Version finale

Nom du projet	Capacité Installée [MW]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
*Bumbuna II Centrale Hydroélectrique en Sierra Léone	143	358	2023
*Lougua Centrale Hydroélectrique en Côte d'Ivoire	246	647	2023
*Koukoutamba Centrale Hydroélectrique (OMVS)	294	689	2024
*Mambilla Centrale Hydroélectrique au Nigéria	3050	5800	2024
*Adjaralla Centrale Hydroélectrique (Togo-Bénin)	147	333	2026
*Tiboto Centrale Hydroélectrique (Côte d'Ivoire, Libéria)	225	599	2028
*Alaoji II Centrale Thermique au Nigéria	285	371	2025
*San Pedro Centrale Thermique au Charbon en Côte d'Ivoire	700	1900	2026-2029
Parc solaire PV au Burkina Faso	150	139	2022-2024 recommandé
Parc solaire PV au Mali	150	139	2022-2024 recommandé
Parc solaire PV en Côte d'Ivoire	150	143	2022-2024 recommandé
Parc solaire PV en Gambie	150	130	2023-2025 recommandé
Parc solaire PV au Bénin	150	120	2024-2026 recommandé
Parc solaire PV au Nigéria	1000	695	2025-2029 recommandé
Parc solaire PV au Ghana	150	108	2026-2027 recommandé
Parc solaire PV au Togo	150	90	2028-2030 recommandé
Grand Kinkon Centrale Hydroélectrique en Guinée	291	350	2023 recommandé
Morisanako en Guinée (hybride PV – hydro)	200	353	2025 recommandé
Bonkon Diara Centrale Hydroélectrique en Guinée	174	211	2025 recommandé
Boureya Centrale Hydroélectrique (OMVS)	114	448	2029 recommandé
Aboadze Centrale Thermique CC au Ghana	450	585	2029 recommandé

Version finale

	Nom du projet	Capacité Installée [MW]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
	TOTAL MOYEN-TERME	8699 MW	14808 MUSD	
Long-Terme	Parc solaire PV au Niger	150	90	2030 recommandé
	Parc solaire PV au Burkina (Phase II)	150	84	2031 recommandé
	Parc solaire PV au Mali (Phase II)	150	77	2032 recommandé
	Parc Eolien au Nigeria	300	190	2030 recommandé
	Mano Centrale Hydroélectrique (MRU)	180	487	2030 recommandé
	Centrale Thermique de Songon en Côte d'Ivoire	369	480	2031 recommandé
	Saint Paul Reservoir au Libéria	1 ^{ère} phase: Réservoir Via 2 ^{de} phase : Nouveau projet 360 MW à 584MW	511 (pour la 1 ^{ère} phase)	1 ^{ère} phase: 2025 Recommandé 2 ^{de} phase : 2030
	TOTAL LONG-TERME	1883 MW	1919 MUSD	
	GRAND TOTAL	15492 MW	25912 MUSD	

* Projets décidés

Projets prioritaires de transport

	Ligne	Niveau Tension [kV]	Longueur [km]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
Court-Terme	*Dorsale Côtière: interconnexion Volta (Ghana) - Lomé (Togo) - Sakété (Benin)	330	340	122	2019
	*Laboa-Boundiali-Ferkessedougou (Côte d'Ivoire)	225	310	115	2019
	*Ligne Kayes (Mali) - Tambacounda (Sénégal) (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	288	94	2020
	*Interconnexion CLSG (Interconnexion Côte d'Ivoire-Libéria-Sierra Leone-Guinée)	225	1303	517	2020
	*Boucle OMVG (Sénégal-Gambie-Guinée Bissau-Guinée)	225	1677	722	2020
	*Ligne Manantali-Bamako au Mali (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	317	85	2021
	*Inteconnexion Guinée - Mali	225	1074	436	2021
	*Projet Corridor Nord (Interconnexion Nigéria-Niger-Bénin/Togo-Burkina)	330	832	541	2022
	*Ligne Kayes (Mali)-Kiffa (Mauritanie) (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	420	184	2022
	Second Terme de l'interconnexion CLSG à mettre en service en même temps que le premier terme	225	1303	131	2020
	Ligne Bolgatanga (Ghana) - Bobo (Burkina Faso) - Sikasso (Mali)	330	555	341	2022 recommandé
TOTAL COURT-TERME			8419 km	3288 MUSD	
Moyen-Terme	*Ligne Manantali (Mali)-Boureya (Guinée)-Koukoutamba(Guinée)-Linsan (Guinée) (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	462	166	2024
	*Ligne Buchanan (Libéria) - San Pedro (Côte d'Ivoire)	225	599	129	2028
	*Renforcement Interconnexion Côte d'Ivoire-Ghana	330	387	156	2029
	*Ligne Boundiali (Côte d'Ivoire) - Tengrela(Côte d'Ivoire)- Syama(Mali) - Bougouni (Mali)	225	330	96	2029

Version finale

Ligne	Niveau Tension [kV]	Longueur [km]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
Ligne Fomi (Guinée)- Boundiali (Côte d'Ivoire)	225	380	96	2025 recommandé
Dorsale Médiane (Nigéria-Bénin-Togo-Ghana-Côte d'Ivoire)	330	1350	813	2025 recommandé
Renforcement de la dorsale côtière 1ère Phase Nigeria - Bénin 2ème Phase Bénin - Togo - Ghana	330	400	281	1ère Phase: 2025 recommandé 2ème Phase: 2028 recommandé
Ligne Labé - Koukoutamba en Guinée	225	115	50	2024 recommandé
Connexion Segou-Bamako	225	290	105	2025 recommandé
TOTAL MOYEN-TERME		4234 km	1892 MUSD	
Corridor Ouest (Sénégal-Gambie-Guinée Bissau-Guinée-Mali) pour rejoindre Ghana-Burkina-Mali	330	1600	912	2033 recommandé
Lien Bobo (Burkina Faso)-Ferre (Côte d'Ivoire) pour relier le Corridor Ouest à la Médiane	330	213	126	2033 recommandé
Long-Terme Renforcement du tronçon Ouest de la boucle OMVG	225	800	301	2030 recommandé
Renforcement Interconnexion Niger - Nigeria	330	510	332	2033 recommandé
Deuxième axe Nord-Sud au Ghana	330	750	426	2030 recommandé
Dorsale Est au Nigeria	330	1856	966	2033
Interconnexion WAPP (Sénégal/OMVS)-Afrique du Nord (via le Maroc)		1250	615	2033
Interconnexion WAPP (Nigéria)-PEAC (Inga)		3300	1622	2033
TOTAL LONG-TERME		10279 km	5300 MUSD	
GRAND TOTAL		22932 km	10480MUSD	

* Projets décidés

Version finale

Actions transverses

Actions transverses

Soutien au développement de projets d'énergies renouvelables intermittentes au niveau national dans les États membres de la CEDEAO

Suivi du développement de projets mis en oeuvre par d'autres entités sous-régionales (OMVG, OMVS, ABN, CEB, MRU)

Poursuite des opportunités liées au déploiement d'énergies renouvelables, notamment l'hybridation des centrales hydroélectriques et thermiques, les technologies photovoltaïques flottantes, le déploiement des technologies de stockage (y compris les batteries), et la mise en œuvre des projets y relatifs dont la rentabilité aura été démontrée

Déploiement des mesures supplémentaires visant à renforcer le synchronisme du système interconnecté de l'EEEOA

Support aux sociétés membres de l'EEEOA dans l'élaboration et la mise en œuvre des plans d'action visant à améliorer leur efficacité et leur performance

Élaboration d'une approche régionale pour relever certains des défis rencontrés par les sociétés membres de l'EEEOA

Poursuite du renforcement des capacités dans les sociétés membres de l'EEEOA et accélération du développement du Centre d'Excellence de l'EEEOA

ANNEXE B: MODES DE DEVELOPPEMENT DES PROJETS PRIORITAIRES ET CONDITIONS PREALABLES AU FINANCEMENT

Modes de développement de projet

Principes du Partenariat Public Privé (PPP)

Historiquement, les Etats prenaient entièrement à leur charge le développement des projets stratégiques de production et de transport d'électricité fortement capitalistiques. Néanmoins, le contexte actuel de contraintes budgétaires des Etats ouest africains et les besoins en investissement pour le développement de nouveaux projets à fait naître de nouveaux modes de structuration de projet faisant intervenir le secteur privé. Selon la solution retenue ce dernier peut supporter une plus ou moins grande responsabilité vis-à-vis du projet. Ce mode de développement de projet est appelé « Partenariat Public Privé (PPP) ».

Cette forme juridique offre aux Etats un accès à des ressources financières additionnels et des compétences techniques favorisant le développement de projets énergétiques. Nous entendons ici par « PPP » l'ensemble des accords entre une ou plusieurs personnes publiques et un ou plusieurs partenaires privés en vertu desquels le ou les partenaires privés s'engagent à effectuer pour la ou les personnes publiques des activités de financement, gestion, exploitation, construction, entretien et/ou maintenance d'infrastructures de service public. Ces accords sont également caractérisés par le transfert de risques de la personne publique vers son partenaire privé dont la prise en charge pourra, dans le cas des contrats de gestion privée, faire l'objet d'une rémunération proportionnelle à la performance dont fera preuve le partenaire.

Avantages à l'implication du secteur privé

L'expérience internationale de ce type de projets montre que la participation privée apporte généralement des avantages par rapport à la mise en œuvre publique des projets. Le partenaire privé apporte une expérience avérée dans la conception, le développement et la construction de grands projets dans le secteur électricité. Il aura également plus d'expérience et d'incitations pour que les contrats EPC soient souscrits et mis en œuvre de façon efficace, en maximisant l'intérêt du projet. Tout ceci conduit à l'obtention du meilleur prix pour les projets, ainsi que leur mise en service selon les calendriers prévus. De plus, la participation privée, avec l'expérience, l'organisation et la discipline financière qui l'accompagnent, permet généralement d'assurer de façon adéquate l'exploitation et la maintenance des projets et donc de garantir leur durabilité.

Ce chapitre présente brièvement les différents modes de gestion du service public de l'électricité dans le cadre de PPPs allant du contrat « EPC » à la privatisation complète en passant par les différents degrés du PPP.

LE CONTRAT D'INGENIERIE, APPROVISIONNEMENT ET CONSTRUCTION (EPC)

L'EPC est un contrat de construction dont l'Etat ou une société parapublique est le contractant d'une société privée en charge de l'ingénierie, de l'approvisionnement et la construction du projet. Dans le cas du marché de l'électricité l'EPC est le mode de développement de projet le plus courant. L'Etat ou la société de service public portent alors la responsabilité globale du projet à partir du moment où celui-ci leur a été livré par l'entrepreneur.

L'autorité publique est alors en charge d'assurer l'exploitation et la maintenance de l'actif dont il dispose. Elle peut sous-traiter à un opérateur privé certaines activités ponctuelles liées à l'exploitation et à la maintenance des infrastructures à travers des contrats de service.

LE CONTRAT DE CONCESSION

Dans un contrat de concession, dont la durée est généralement d'une trentaine d'années, les actifs d'une partie ou de la totalité du secteur électricité sont transférés à une entreprise privée chargée de l'exploitation, maintenance et développement de ces actifs. Il n'y a donc pas de société de patrimoine et le contrat de concession est réglementé par une autorité de régulation sectorielle.

LE SCHEMA CONCESSIONNEL BOT

Dans un contrat BOT l'autorité contractante (Etat ou société parapublique) confie à une entreprise privée la construction, le financement, l'exploitation et l'entretien d'une installation, généralement de production mais parfois de transport d'électricité.

En contrepartie, l'entreprise perçoit une rémunération sur le tarif payé par les usagers. A la fin de la période du contrat (entre vingt et trente ans) l'entreprise transfère l'actif à l'autorité contractante.

LE SCHEMA CONCESSIONNEL BOO

Le contrat BOO est établi sous les mêmes conditions que le BOT à la différence près que l'actif reste indéfiniment sous la possession de l'entité privée responsable du service public.

Le choix du type de contrats de PPP varie selon les besoins du contractant. Ces types de contrats permettent à l'Etat de transférer à la personne privée les risques associés à la préparation, la mise en œuvre et l'exploitation du projet selon des degrés d'engagement différents. Il est à noter que la complexité juridique et contractuelle est plus importante dans le cas d'un BOO que d'un BOT.

Ces différents modes sont synthétisés dans le tableau qui suit :

Comparaison des différents modes de gestions des services publics					
Option contractuelle	Exploitation et maintenance	Risque commercial	Investissement en capital	Propriété des actifs	Durée du contrat
Régie directe	Public	Public	Public	Public	Pas de contrat
Contrat de service <i>Out Sourcing or Service Contract</i>	Public/Privé	Public	Public	Public	1 à 2 ans
Contrat de gérance <i>Management Contract</i>	Privé	Public	Public	Public	3 à 5 ans
Affermage Long <i>Term Lease</i>	Privé	Privé	Public	Public	8 à 15 ans
Concession	Privé	Privé	Privé	Public	25 à 30 ans
BOT <i>Build Operate Transfer</i>	Privé*	Privé*	Privé*	Public/Privé	20 à 30 ans
Privatisation	Privé*	Privé*	Privé*	Privé*	Indéfinie ou limité par le contrat

* ou partagé public/privé dans le cas d'une société d'économie mixte.

Tableau 20: Comparaison des différents modes de gestion des services publics²

LES PRODUCTEURS INDEPENDANTS D'ELECTRICITE (IPP)

Les projets d'IPPs se matérialisent dans les contrats passés entre la personne publique et le producteur privé. Ces contrats sont de type BOO ou BOT et ont vocation à définir les obligations des partenaires :

- construire et exploiter des infrastructures privées, pour le partenaire privé ; et
- une obligation d'achat d'énergie, pour la personne publique, concrétisée par un autre contrat : les Contrats d'Achat d'Electricité (CAE) aussi connus sous la dénomination anglaise : Power Purchase Agreements ou PPA.

Un PPA garantit au producteur un revenu régulier qui couvre à la fois le coût de son investissement et de ses dépenses courantes ainsi qu'une marge raisonnable de profit. Ces contrats sont en principe de longue durée (> 20 ans). Ils supposent donc un accord sur le long terme entre les différents participants bien que cet accord fasse généralement l'objet de modifications, par exemple quand les conditions économiques du marché varient fortement.

Conditions préalables au financement

Dans le cadre d'un financement dit de projet (« project financing »), qui s'applique dans le cas des BOT/BOO/IPPs, les conditions préalables au bouclage du financement (dit « financial closing ») sont :

- Les études de préfaisabilité (le cas échéant),
- Les analyses du cadre réglementaire, fiscal et légal,
- Les études de faisabilité technique et d'impacts environnementaux et sociaux,

²

René MASSE, Samuel WATCHUENG, Pierre BOUBOU, « Le Partenariat Public-Privé dans les programmes d'électrification rurale en Afrique », Club des agences et structures Africaines en charge de l'Électrification Rurale, décembre 2010.

- L'évaluation des risques,
- Le modèle financier du projet à présenter aux banques,
- Les autorisations et permis de la part des autorités administratives,
- Les contrats signés et en particulier le contrat d'achat d'électricité (PPA) et le contrat de concession, qui sont en général précédés de « term sheets » qui définissent les principaux termes de contrats,
- Les assurances liées au projet,
- La création de la société de projet (Special Purpose Vehicle en anglais : SPV), avec la participation d'un actionnaire public dans le cas d'un développement en PPP.

Concernant l'évaluation des risques, il s'agit d'identifier l'ensemble des risques auxquels le projet financé peut être exposé au cours des différentes phases :

- Risques techniques
 - Risques liés à la conception et développement
 - Risques liés à la construction (délais, surcoûts, etc)
 - Risques liés à l'opération et à la maintenance
 - Risques techniques (e.g. géologie, hydrologie, etc)
 - Risques sur l'entreprise de construction
 - Risques liés à la maturité de la technologie
 - Risques sociaux et environnementaux
- Risques financiers
 - Risques pays
 - Risques marché (non-paiement par entité publique et/ou consommateurs)
 - Risques sur les tarifs
 - Risques sur la mobilisation des ressources
 - Risques associés aux passifs contingents
 - Risque de dévaluation
- Autres risques
 - Force majeure

Pour chacun des risques il est nécessaire d'étudier la capacité de ceux qui les portent à l'assumer et d'évaluer leur impact sur la « bancabilité » du projet.

ANNEXE C: ADEQUATION DU PLAN AVEC LES ACCORDS DE PARIS

Le développement durable est l'un des enjeux importants de la sous-région. Ainsi, en décembre 2015, 196 pays dont les 14 pays de l'EEEOA ont entériné les accords de Paris sur le climat dont l'objectif principal est de contenir le réchauffement climatique en dessous de 2°C.

Pour arriver à cet objectif, les états signataires se sont engagés à fournir des plans pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, plus connus sous le nom de Contributions Déterminées au niveau National (CDN ou NDC en anglais).

Pour pouvoir concrétiser le développement soutenable du secteur électrique de l'Afrique de l'Ouest en accord avec les objectifs de la COP21, IRENA estime les besoins financiers pour l'Afrique de l'Ouest à 141 milliards USD entre 2015 et 2030, comme l'illustre le tableau ci-dessous.

		USD BILLION			
Region		All generation	Large hydro	Other renewables	T&D
N	North Africa	342	2	218	186
W	West Africa	89	36	31	52
C	Central Africa	32	13	17	14
E	East Africa	72	36	21	49
S	Southern Africa	145	18	94	74
	Total	681	106	381	375

Figure 23: Besoins de financement estimés par IRENA pour le développement du secteur électrique en Afrique entre 2015 et 2030

La liste des projets régionaux prioritaires et le plan d'action y relatif (voir chapitre 5) contribueront indiscutablement à l'atteinte de ces objectifs mais d'autres actions devront être prises à l'échelle nationale et/ou locale.

Ainsi, du point de vue des *énergies renouvelables*, le volume d'investissement estimé pour développer le potentiel de 37.5 GW d'énergie renouvelable intermittente s'élève à 26.5 milliards d'USD, soit 85% du montant estimé par IRENA. Les projets décentralisés et hors-réseau (petite hydroélectricité, centrales solaires hybrides et biomasse notamment) à l'échelle de la sous-région devraient permettre de couvrir les 15% restant.

Du point de vue *hydroélectrique*, les 20 projets régionaux prioritaires représentent un investissement total de 15.5 milliards USD, soit environ la moitié des besoins de financement estimés par IRENA. Il est à noter que depuis 2015, quelques ouvrages contributeurs aux NDC ont par ailleurs déjà été mis en service et notamment Soubré (Côte d'Ivoire), Mount Coffee (Libéria) et Kaléta (Guinée). Le reste de l'effort devra se concentrer sur des projets de taille plus modeste, notamment les projets portés par les entités sous-régionales (OMVG, OMVS, ABN, CEB, MRU,...) et suivis de près par l'EEEOA. Enfin, l'importation d'énergie hydroélectrique d'Afrique Centrale au travers de l'interconnexion Inga-Calabar permettra de renforcer encore le rôle de l'hydroélectricité dans l'atteinte de ces objectifs

Du point de vue du *réseau*, les interconnexions ne représentent qu'une partie infime (10 milliards USD sur 52) des investissements nécessaires au niveau national et régional pour satisfaire les objectifs NDC. Ainsi, le renforcement des réseaux de transport et de distribution nationaux et l'électrification rurale par raccordement au réseau représentent des enjeux majeurs qui sont de la responsabilité des autorités nationales et ne sont donc pas repris dans la liste des projets régionaux.

Enfin, il est à noter que le développement des solutions de stockage et notamment le stockage par batterie représente un enjeu majeur pour l'atteinte des NDC. Ainsi, une étude menée par l'EEEOA est en cours, visant à étudier les opportunités de développer des infrastructures de stockage par batterie dans la sous-région.

En tant qu'acteur de la transition énergétique, Tractebel propose à ses clients un éventail complet de conseils et services en ingénierie couvrant l'ensemble du cycle de vie des réalisations, y compris la conception et la gestion de projets. Reconnue comme une des plus grandes entreprises mondiales de conseils en ingénierie et s'appuyant sur plus de 150 ans d'expérience, la société a pour mission de façonner le monde de demain. Avec près de 4.400 experts et des implantations dans 33 pays, nous sommes en mesure de proposer à nos clients des solutions multidisciplinaires dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures.

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
1000 - Bruxelles - BELGIQUE
tractebel-engie.com

Laurence CHARLIER
tel. +32 2 476 31 07 92
laurence.charlier@tractebel.engie.com