



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 1 – Résumé Exécutif

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/0626064/000/08

TS:

Imputation: P.011966/0004

INTERNAL

Client:

Project: **PLAN DIRECTEUR DE LA CEDEAO POUR LE DÉVELOPPEMENT DES MOYENS RÉGIONAUX DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE 2019-2033**

Subject: TOME 1: Résumé Exécutif

Comments:

08	2019 01 17	FIN	*L. Bouzat *L. Charlier *F. Sparavier	*J. Dubois	*J. Dubois	
07	2018 12 13	FIN	*L. Bouzat	*J. Dubois	*J. Dubois	
06	2018 10 17	FIN	*L. Bouzat	*J. Dubois	*J. Dubois	
REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED

*This document is fully completely signed on 2019.01.17

TRACTEBEL ENGINEERING S.A. - Registered office: Boulevard Simón Bolívar 34-36, 1000 Brussels - BELGIUM

VAT: BE 0412 639 681 - RPM/RPR Brussels: 0412 639 681 - Bank account IBAN: BE74375100843707 - BIC/SWIFT: BBRUBEBB

TOME 1 : Résumé Exécutif

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES FIGURES	5
1. INTRODUCTION	10
1.1. Contexte	10
1.2. Objectifs du projet	11
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	12
2. VUE D'ENSEMBLE: ÉCONOMIE ET SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE DE L'OUEST.....	13
2.1. Indicateurs macroéconomiques	13
2.2. Gouvernance et cadre institutionnel	14
2.3. Efficience technique.....	16
2.3.1. Production.....	16
2.3.2. Transport.....	18
2.3.3. Distribution	18
2.4. Efficience financière	20
2.4.1. Coûts, tarifs et facturation	20
2.4.2. Santé financière	21
3. ETAT DES LIEUX DE LA SITUATION ACTUELLE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET PERSPECTIVES	22
3.1. Une demande électrique en forte croissance.....	22
3.2. Un parc de production insuffisant par rapport à la demande, malgré un potentiel important.....	23

3.3.	Une intégration très progressive des énergies renouvelables.....	24
3.4.	Un réseau électrique interconnecté encore fragile	26
3.5.	Le besoin d’opérationnaliser le marché sous-régional de l’électricité.....	27
3.6.	Diagnostic de la mise en œuvre du plan directeur précédent.....	28
4.	FACTEURS CRITIQUES AFFECTANT LA PERFORMANCE DES SOCIÉTÉS D’ÉLECTRICITÉ ET ACTIONS CORRECTIVES	29
4.1.	Principaux défis et facteurs critiques identifiés dans les pays membres de l’EEEOA.....	29
4.2.	Mesures et actions permettant de traiter les facteurs critiques.....	31
4.3.	Activités pouvant être portées par l’EEEOA.....	34
5.	PLAN DIRECTEUR PRODUCTION TRANSPORT	36
5.1.	Intégration des énergies renouvelables	36
5.2.	Sécurité d’approvisionnement.....	37
5.2.1.	Besoin en capacité installée	38
5.2.2.	Sécurisation de l’approvisionnement en combustible	38
5.3.	Développement des infrastructures de transport.....	39
5.3.1.	Exploitation sûre du réseau de transport.....	40
5.3.2.	Partage des moyens de production.....	42
5.4.	Plan directeur régional	44
5.4.1.	Plan directeur à court-terme (2018 – 2022).....	44
5.4.2.	Plan directeur à moyen-terme (2023 – 2029)	45
5.4.3.	Plan directeur à long-terme (2030 et au-delà)	46
5.4.4.	Synthèse du plan directeur production-transport	47
6.	PROGRAMME D’INVESTISSEMENT PRIORITAIRE	49
6.1.	Projets régionaux prioritaires	49
6.2.	Opportunités d’échange au-delà de l’espace couvert par l’EEEOA	51
6.2.1.	Interconnexion avec l’Afrique du Nord.....	52
6.2.2.	Interconnexion avec le Pool Énergétique d’Afrique Centrale	53
6.2.3.	Opportunités de connexion avec Cap Vert.....	53
6.3.	Plan d’actions prioritaire pour l’EEEOA	53
ANNEXE.....		58
Projets prioritaires de production		58

Projets prioritaires de transport.....	61
Actions transverses.....	63
Carte du réseau de transport.....	63

TABLE DES FIGURES

Figure 1: Indicateurs démographiques des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018).....	13
Figure 2: Indications sur l'économie des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018).....	14
Figure 3: Schémas d'organisation du secteur de l'électricité des pays de la zone EEEOA .	15
Figure 4: Disponibilité de la capacité installée 1.....	16
Figure 5: Disponibilité de la capacité installée 2.....	17
Figure 6 : Mix énergétique des pays membres de l'EEEOA.....	17
Figure 7: Qualité d'alimentation – SAIFI et SAIDI.....	18
Figure 8: Taux d'accès à l'électricité de la population Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)	19
Figure 9: Taux de pertes techniques et non techniques sur les réseaux de transport et de distribution	19
Figure 10: Coûts du service et tarifs de l'électricité	20
Figure 11: Taux de recouvrement des factures d'électricité	21
Figure 12: Résultats financiers des sociétés d'électricité	21
Figure 13: GHI Afrique de l'Ouest 1994-2015 (© 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis).....	25
Figure 14: Principaux facteurs critiques identifiés.....	30
Figure 15: Principales mesures et actions correctives	32
Figure 16: Hiérarchisation des actions relative aux facteurs critiques de priorité 1 adressés	33
Figure 17: Présentation des interfaces critiques.....	40
Figure 18: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 12h en 2025.....	43
Figure 19: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 21h en 2025.....	43
Figure 20: Evolution du mix énergétique (TWh)	Error! Bookmark not defined.
Figure 21: Capacité installée totale EEEOA, par technologie, à horizon 2022 (en MW)	44
Figure 22: Capacité installée totale EEEOA, par technologie, à horizon 2029 (en MW)	45
Figure 23: Capacité installée totale EEEOA, par technologie, à horizon 2033 (en MW)	46
Figure 24: Plan de développement du réseau interconnecté ..	Error! Bookmark not defined.
Figure 25: Configuration optimale pour l'interconnexion entre l'Afrique du Nord et l'Afrique de l'Ouest.....	52

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1: Prévision de la demande par pays..... 23

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>

Version finale

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'Energie Electrique 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 2018-2033. 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.

2. VUE D'ENSEMBLE: ÉCONOMIE ET SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE DE L'OUEST

2.1. Indicateurs macroéconomiques

Un important déséquilibre existe dans la région entre les différents pays membres de l'EEEOA. Le secteur de l'électricité constitue un exemple frappant de ce déséquilibre. A titre d'exemple, en 2015, sur les 50 000 GWh consommés près de 42 500 GWh étaient consommés uniquement par le Nigéria, le Ghana et la Côte d'Ivoire. Le Nigéria était, à lui seul, responsable de 57% de la consommation totale de la région, soit près de 28 500 GWh.

Ci-après sont présentés certains indicateurs macroéconomiques afin de replacer l'étude dans son contexte.

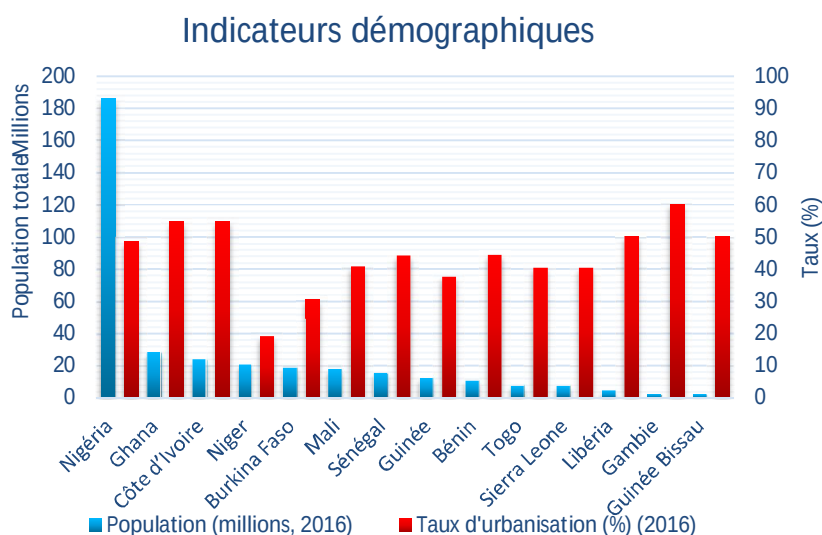


Figure 1: Indicateurs démographiques des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)

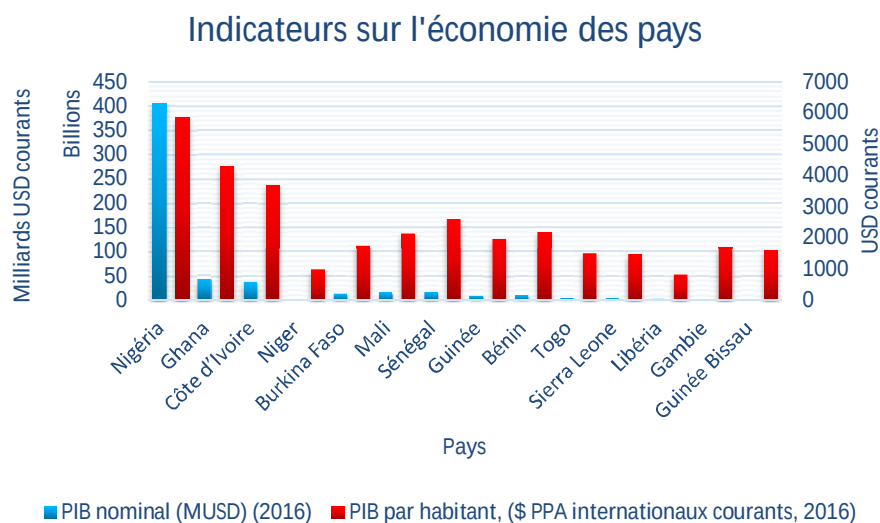


Figure 2: Indications sur l'économie des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)

2.2. Gouvernance et cadre institutionnel

Les différents schémas d'organisation de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité dans la zone EEEOA sont résumés ci-dessous.

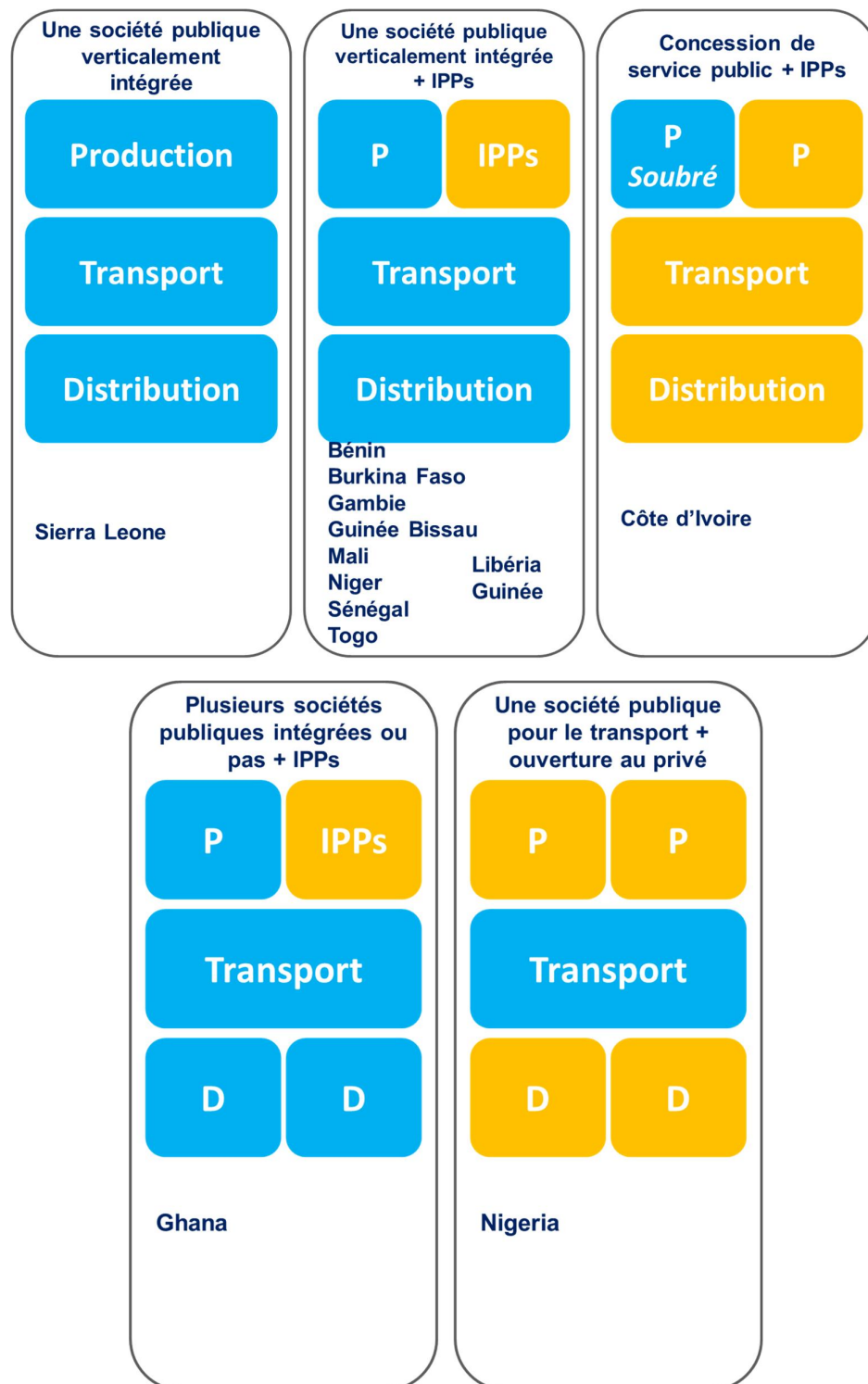


Figure 3: Schémas d'organisation du secteur de l'électricité des pays de la zone EEEOA

- La catégorie bleue signifie que les sociétés sont publiques
- La catégorie jaune signifie que les sociétés sont privées
- La présence d'IPPs dans la composante production signifie que l'organisation du secteur permet que des IPPs interviennent sans forcément que ce soit le cas.

Une description détaillée de la répartition des fonctions régaliennes et opérationnelles entre les différents acteurs du secteur de l'électricité est présentée pour chacun des pays dans les « annexes pays » liées à ce rapport.

2.3. Efficience technique

L'efficience technique correspond à la performance technique des sociétés concernant les domaines de la production, du transport et de la distribution.

2.3.1. Production

Sous la terminologie « efficience de la production » sera entendu principalement le rapport entre la capacité installée et la capacité disponible ; mais également la répartition du mix énergétique.

Les deux figures ci-dessous rendent compte du rapport entre la capacité installée avec la capacité disponible :

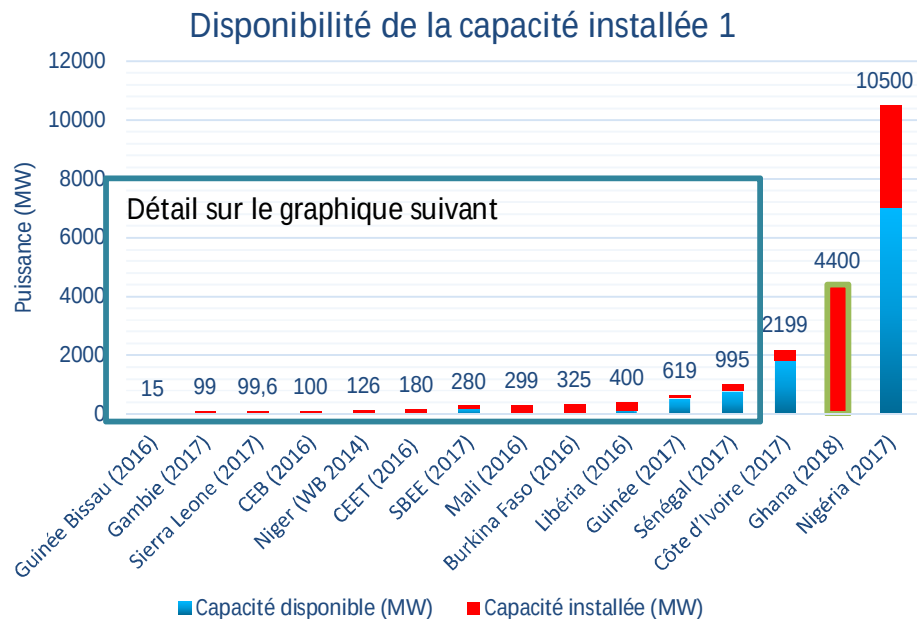


Figure 4: Disponibilité de la capacité installée 1

La Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria présentent à eux trois approximativement 80% de la capacité installée de la zone EEEOA. Pour faciliter la lecture de ce schéma, un autre schéma est proposé ci-après faisant abstraction de ces trois pays.

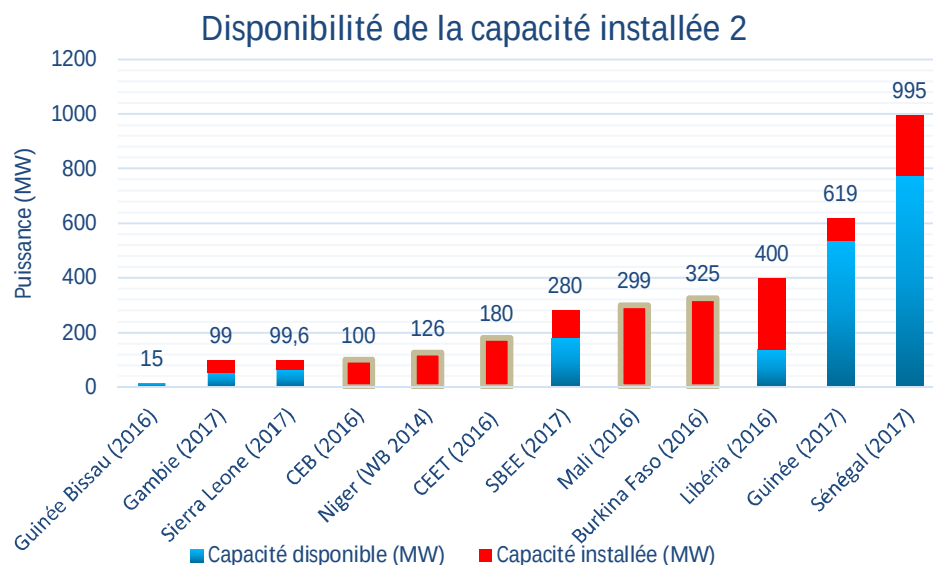


Figure 5: Disponibilité de la capacité installée 2

Concernant la CEB, le Niger, la CEET, le Mali, le Burkina Faso, le Libéria et le Ghana, les données sur la disponibilité des capacités de production n'étaient pas connues. Seule la capacité installée pour ces pays est représentée.

Le mix énergétique **en capacité installée** adoptés par les différents pays de la zone est représenté sur la figure ci-dessous :

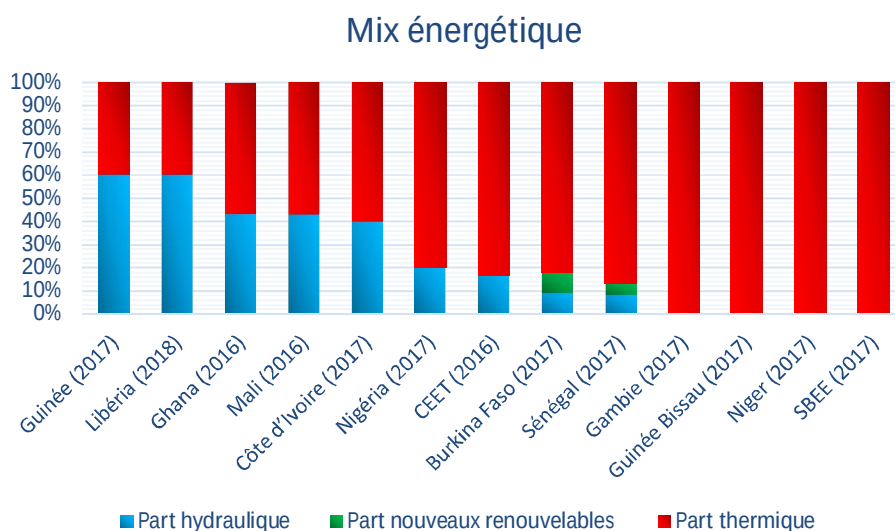


Figure 6 : Mix énergétique des pays membres de l'EEEOA

Version finale

Cette figure permet de constater que le mix énergétique est principalement dominé par des actifs de production thermique (gaz, diesel, HFO, LFO). Le reste du mix concerne les actifs hydroélectriques avec l'apparition récente des nouveaux renouvelables (solaire PV).

2.3.2. Transport

L'efficacité du transport correspond ici aux coupures et délestages sur le réseau public. Ces coupures sont évaluées selon deux axes : leurs nombres et leurs durées (respectivement SAIFI et SAIDI).

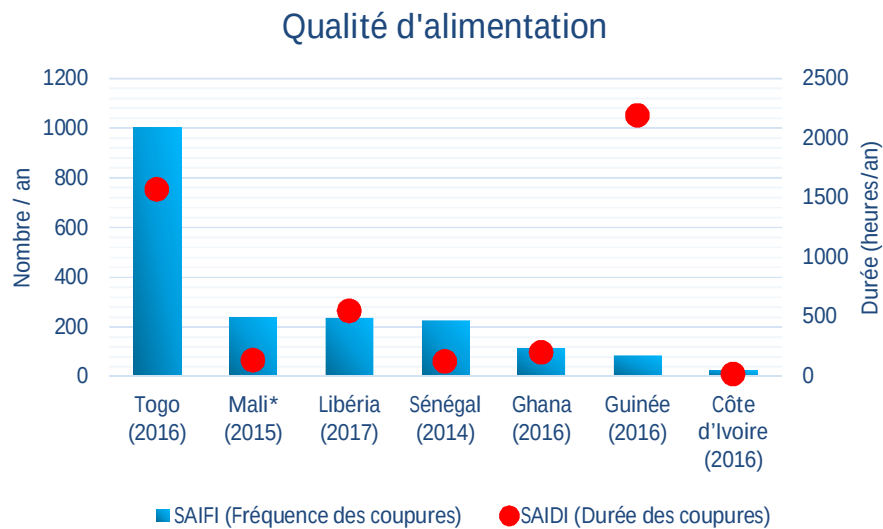


Figure 7: Qualité d'alimentation – SAIFI et SAIDI

Les données SAIFI et SAIDI n'étaient pas disponibles pour l'ensemble des pays étudiés.

**Pour le Mali les résultats concernent uniquement le réseau 150 et 225 kV.*

Parmi les pays dont l'information était disponible :

- le Togo présente de très nombreuses coupures pour des durées également longues ;
- Le Mali, le Libéria et le Sénégal présentent des contraintes communes ;
- la Guinée a su fortement réduire ses fréquences de coupures mais elles demeurent relativement longues ;
- la Côte d'Ivoire enregistre une qualité d'alimentation très correcte.

2.3.3. Distribution

La thématique de l'efficacité de la distribution s'intéresse ici à deux éléments :

- le taux d'accès de la population à l'électricité et,
- les pertes sur les réseaux de transport et de distribution.

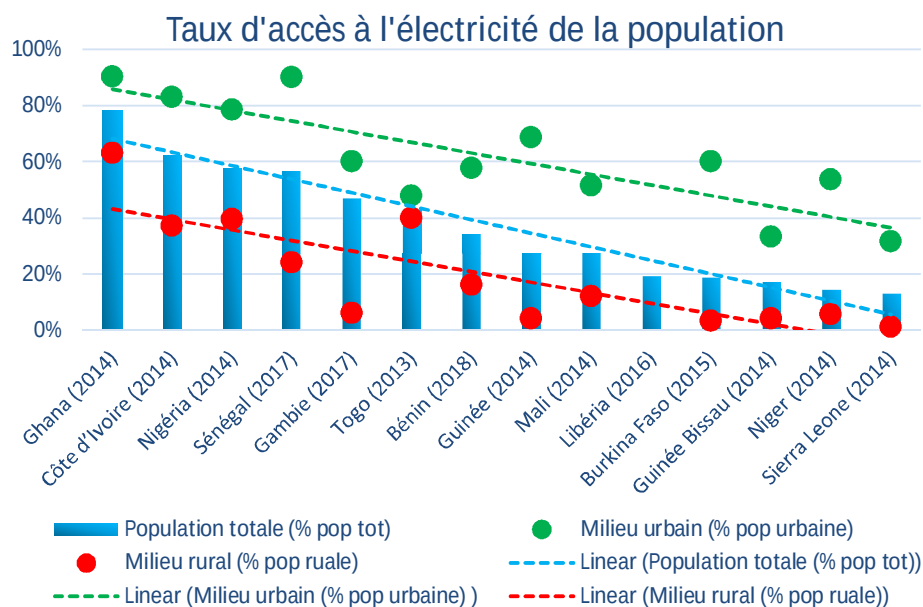


Figure 8: Taux d'accès à l'électricité de la population Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)

Le taux d'accès de l'électricité de la population est relativement variable en fonction des pays considérés. Il s'étend de près de 80% pour le Ghana à moins de 10% pour le Libéria. Alors que le taux d'accès à l'électricité en milieu urbain suit la même tendance que celui que l'accès pour la population totale, le taux d'accès en milieu rural diverge plus d'un pays à l'autre.

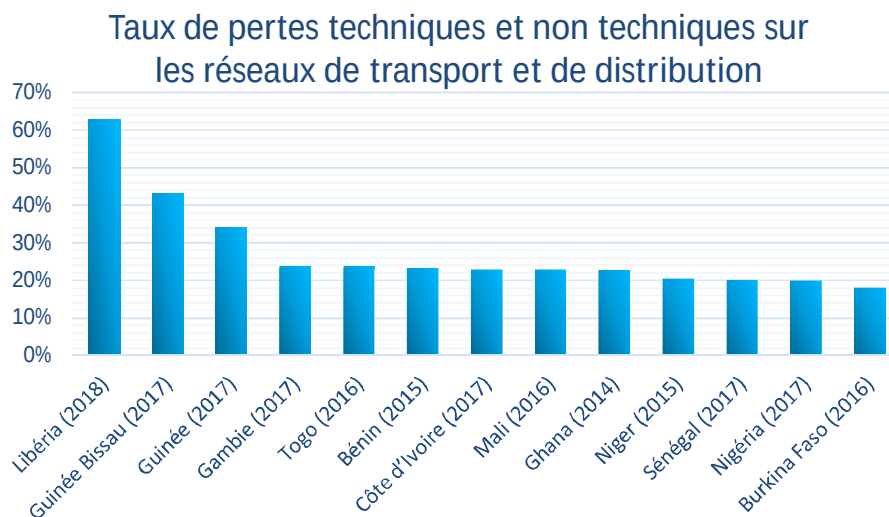


Figure 9: Taux de pertes techniques et non techniques sur les réseaux de transport et de distribution

Le taux de pertes sur les réseaux de transport et de distribution s'étend pour les pays étudiés entre 18% pour le Burkina Faso et 43% pour la Guinée Bissau. Cependant, la plupart des pays sont situés dans une fourchette restreinte entre 20% et 26% de pertes.

Ce taux tient compte aussi bien des pertes techniques que non techniques. Le détail de ces deux variables est plus amplement étudié dans la suite du rapport car elles constituent des facteurs critiques pour la performance des services des sociétés d'électricité. Notons enfin qu'outre les pertes de transport et distribution, il est bon de considérer également les pertes de production (consommation des auxiliaires), s'élevant typiquement à 1 – 1.5% de la production brute.

2.4. Efficience financière

L'efficience financière fait ici référence d'une part à la relation tripartite du coût, du tarif et de la facturation et, d'autre part à la santé financière du secteur.

2.4.1. Coûts, tarifs et facturation

Sont repris ici les informations concernant :

- le coût du service de l'électricité,
- les tarifs moyens appliqués aux consommateurs finaux et
- le taux de recouvrement des factures.

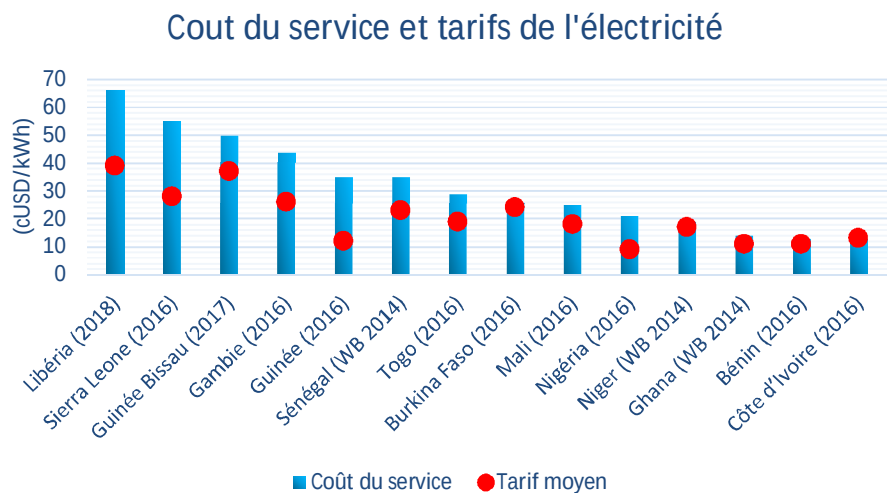


Figure 10: Coûts du service et tarifs de l'électricité

La réalisation de ce graphique a nécessité de procéder à des conversions de devises dont les taux sont donnés en début de rapport.

Lorsque les données n'étaient pas disponibles suite à la collecte de données réalisée dans le cadre de ce projet, elles sont identifiées par « WB » accolé au pays et ont été tirées du document de la Banque Mondiale : *Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa - Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs*, World Bank Group, 2016.

La figure indique clairement que les tarifs appliqués dans les différents pays ne permettent pas de recouvrir les coûts du service de l'électricité. Certains pays comme le Burkina Faso, le Niger ou la Côte d'Ivoire s'en approchent cependant.

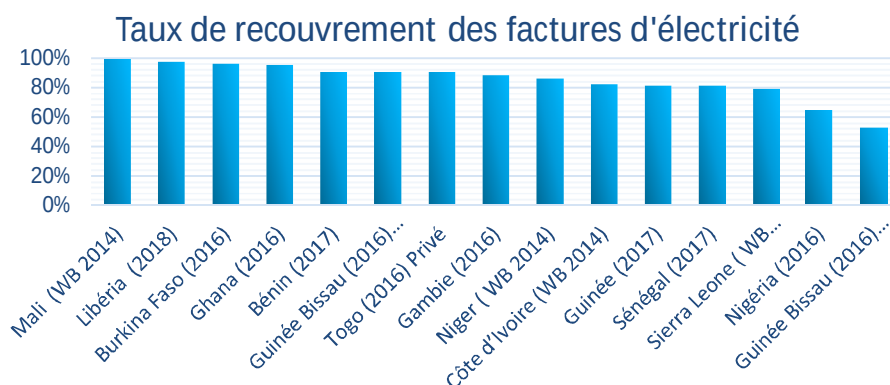


Figure 11: Taux de recouvrement des factures d'électricité

Le taux de recouvrement des factures émises participe à l'équilibre financier du secteur. La majorité des pays situent leur taux de recouvrement à un niveau relativement correct entre 80% et 96%.

2.4.2. Santé financière

La présentation de la santé financière du secteur se concentre sur des indicateurs comptables et financiers tels que : le chiffre d'affaires et le résultat net. Ils témoignent de la solidité financière de la société et du secteur plus généralement.

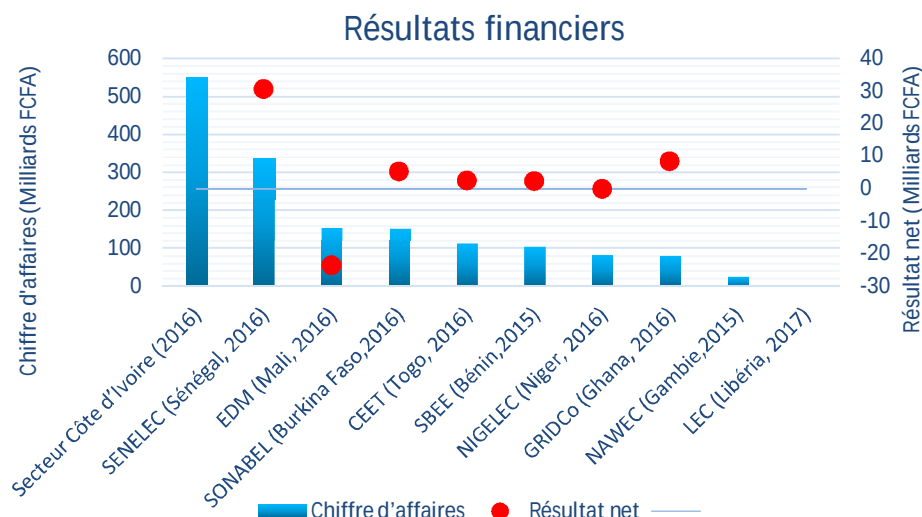


Figure 12: Résultats financiers des sociétés d'électricité

Le chiffre d'affaires du secteur de l'électricité connaît d'importants écarts d'un pays à l'autre allant de quelques milliards de FCFA pour le Libéria à plus de 500 milliards de FCFA pour la Côte d'Ivoire.

D'autre part, le résultat net est, dans certains cas, témoin des difficultés rencontrées par les sociétés d'électricité. Cela semble être le cas pour EDM au Mali et, de manière moins importante, NIGELEC au Niger. La SENELEC au Sénégal à contrario dégage d'importants bénéfices.

3. ETAT DES LIEUX DE LA SITUATION ACTUELLE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET PERSPECTIVES

Le secteur énergétique ouest-africain est actuellement en pleine mutation.

Cette mutation engendre de nombreux défis pour la planification et l'exploitation du système mais la région dispose de nombreuses ressources qui représentent autant d'opportunités pour une transition énergétique en Afrique de l'Ouest.

3.1. Une demande électrique en forte croissance

Avec un taux de croissance moyen annuel prévisionnel de plus de 8% pour les 15 prochaines années selon les prévisions réalisées dans le cadre de cette étude, la région de la CEDEAO se place dans le peloton de tête des zones à forte croissance électrique à travers le monde.

Les principaux vecteurs de la croissance de la demande sont

- la **croissance de l'économie** (développement de l'industrie et augmentation du produit intérieur brut) et,
- la **croissance de la consommation résidentielle** (accroissement démographique, augmentation du taux de desserte, électrification, croissance de la consommation des ménages,...).

Les pays faisant actuellement face à un déficit important dans les infrastructures électriques (unités de production, axes de transport et lignes de distribution) ont le plus fort potentiel de croissance à court- et moyen-terme.

Le tableau ci-dessous reprend la synthèse de la prévision de la pointe de charge pour chaque pays. Notons que ce tableau présente la demande actuelle potentielle, c'est-à-dire qu'il inclut la demande non desservie et l'auto-production.

Version finale

Pointe de charge (MW)	2018	2020	2022	2025	2030	2033	Croissance moyenne
BENIN	276	314	359	432	587	704	6,4%
BURKINA FASO	318	385	471	613	858	1043	8,3%
COTE D'IVOIRE	1420	1767	2013	2434	3316	3981	7,1%
GAMBIE	106	122	140	173	243	297	7,0%
GHANA	2225	2849	3217	3597	4380	4957	5,6%
GUINEE	421	482	551	666	914	1104	7,5%
GUINEE BISSAU	78	91	105	129	179	215	7,1%
LIBERIA	111	137	166	218	328	411	9,2%
MALI	568	621	680	778	976	1118	6,4%
NIGER	304	361	430	554	836	1063	9,1%
NIGERIA	8250	9740	11 500	15 000	23 750	32 500	9,5%
SENEGAL	656	773	944	1356	1760	2065	7,7%
SIERRA LEONE	362	393	428	487	607	696	9,1%
TOGO	253	288	328	397	540	646	6,5%
TOTAL	15348	18323	21332	26834	39274	50800	8,3%

Tableau 1: Prévision de la demande par pays

3.2. Un parc de production insuffisant par rapport à la demande, malgré un potentiel important

De nombreux pays de la sous-région font aujourd'hui face à un déficit de moyens de production. Ainsi des mesures d'urgence ont régulièrement mené à la signature de contrats de location de groupes thermiques qui ont été prolongés année après année. Ces solutions, bien que nécessaires, représentent un poids financier important pour les pays et sont insuffisantes compte tenu de la demande potentielle.

Ainsi, en raison du manque de capacités de production dans de nombreux pays de l'EEEOA, les besoins en réserves ne sont pas strictement respectés et des problèmes opérationnels ainsi que du délestage de charge et des effondrements possibles du système entier sont observés tout au long de l'année. Ce défi actuel dans le fonctionnement du réseau à haute tension est accentué par le fait que le réseau de transport ne satisfait actuellement pas les critères N-1.

Ce constat en appelle deux autres :

- Il y a, dans la région, un fort besoin de renforcer les axes d'interconnexion de façon à pouvoir partager les ressources abondantes dans certaines régions de l'Afrique de l'Ouest, et notamment l'hydroélectricité en Guinée et le gaz au Nigeria ;
- Il est indispensable de mettre à profit les ressources renouvelables exceptionnelles (en particulier les ressources solaires) dans les pays enclavés de façon à assurer une certaine indépendance énergétique pour ces pays, ainsi qu'une réduction substantielle du coût de l'énergie électrique.

Du point de vue des ressources fossiles, le gaz naturel a historiquement représenté une large part du mix énergétique sur l'axe Nigéria, Bénin, Togo, Ghana, Côte d'Ivoire. Outre le Nigéria qui possède un gigantesque potentiel gazier, le Ghana et la Côte d'Ivoire sont également deux pays producteurs de gaz naturel. Dans les pays côtiers, l'exploitation des champs gaziers nationaux et l'importation de gaz naturel nigérian au travers du gazoduc ouest-africain (GAO) ont permis le développement de plusieurs centrales thermiques au gaz. Néanmoins, la région fait actuellement face à un déficit de gaz qui, dans certains cas, induit le recours à des combustibles liquides ou à des délestages de charge. Au Nigéria, premier pays exportateur de gaz de la sous-région, l'alimentation est ainsi fréquemment interrompue par le sabotage des infrastructures de transport (gazoducs). La découverte récente d'un immense champ gazier au large du Sénégal et de la Mauritanie (Grand Tortue-Ahmeyim – gisement estimé à 450 milliards de mètres cubes) pourrait néanmoins changer le paradigme.

Du point de vue hydraulique, l'Afrique de l'Ouest compte 28 bassins fluviaux transfrontaliers. Les plus importants sont le Niger (partagés entre 11 pays si l'on prend en compte la partie non active du bassin), le Sénégal (4 pays), la Volta (6 pays), le Lac Tchad et la Comoé (4 pays). À l'exception du Cap Vert, chaque pays de la CEDEAO partage au moins un cours d'eau avec l'un de ses voisins. Quatorze bassins transfrontaliers sont recensés en Guinée où naissent un grand nombre de cours d'eau. On en compte huit en Côte d'Ivoire, sept au Liberia, cinq au Nigeria et en Sierra Leone. Au total, les bassins transfrontaliers couvrent 71 % de la superficie totale de la région (source : OCDE). Ces dernières années, de nombreux chantiers ont été lancés pour développer le potentiel hydroélectrique de la sous-région. C'est le cas notamment en Guinée (Kaléta puis Souapiti et Amaria), en Côte d'Ivoire (Soubré suivi par d'autres projets sur la Sassandra) et au Nigéria (Zungeru et Mambilla sont en construction). Il reste néanmoins un large potentiel encore inexploité.

3.3. Une intégration très progressive des énergies renouvelables

Outre les projets thermiques et hydroélectriques de grande envergure qui sont en cours de développement, la sous-région tend à développer son potentiel solaire, notamment dans les pays du Nord de l'Afrique de l'Ouest. Ainsi, le Sénégal, pays pionnier dans l'intégration des renouvelables a atteint, début 2018, 120MW de capacité installée, représentant près d'un quart du parc de production national. Le Burkina Faso, le Mali et la Gambie ont également plusieurs projets en cours, de même que le Ghana, la Côte d'Ivoire et le Nigéria.

Dans le but d'offrir « *une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous* » grâce au vaste potentiel inexploité des énergies renouvelables (solaire, éolien et hydraulique), la politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO a établi les objectifs suivants pour les énergies renouvelables connectées au réseau:

1. Accroître la part de pénétration des énergies renouvelables dans le mix d'électricité notamment la grande hydroélectricité à 35% à l'horizon 2020 et 48% à l'horizon 2030;
2. Accroître la part de pénétration des énergies renouvelables en excluant la grande hydroélectricité à 10% à l'horizon 2020 et à 19% à l'horizon 2030. Cela contribuera à l'installation d'une capacité de production de 2424 MW d'énergies renouvelables à partir de l'énergie éolienne, solaire, de la bioénergie et de la petite hydroélectricité à l'horizon 2020 et 7606 MW à l'horizon 2030.

Les objectifs sont atteignables notamment au vu du potentiel solaire de la sous-région, notamment au-delà de la latitude 10° N, tel qu'exprimé sur la figure ci-dessous.

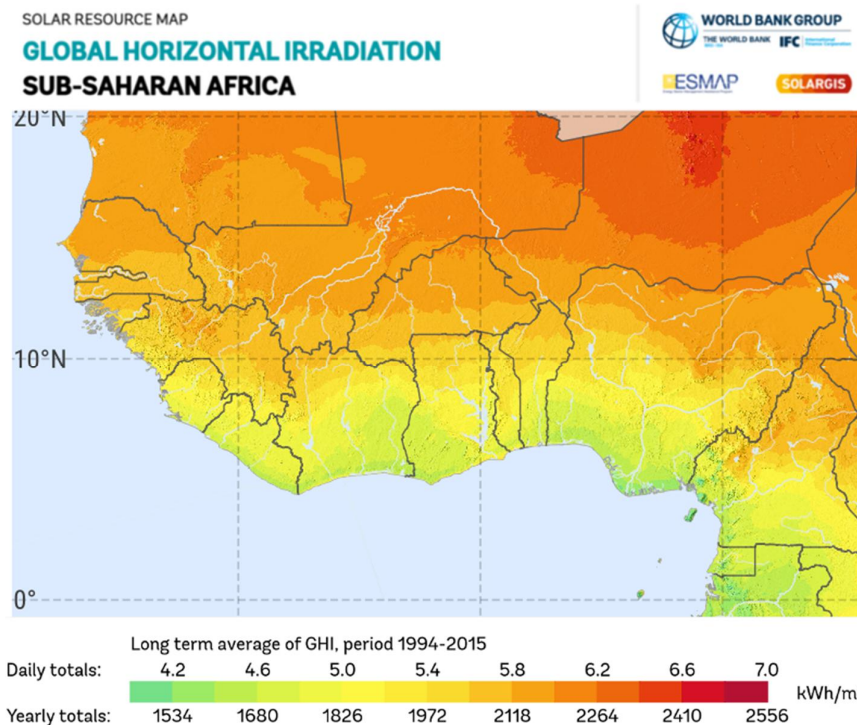


Figure 13: GHI Afrique de l'Ouest 1994-2015 (© 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis)

Notons toutefois que l'intégration des énergies renouvelables au Sénégal s'avère causer des problèmes opérationnels dans le maintien des critères de fréquence et de tension. Des écarts de fréquence sont observés en raison du manque de réserves dans le système et de la pénétration croissante de la production éolienne et solaire au Sénégal et en Mauritanie. Les principales raisons de ces défis sont:

- Les capacités limitées en puissance réactive du réseau sénégalais
- Les réserves, qui étaient auparavant fournies par Felou et Manantali, doivent maintenant être fournies par les moyens de production propres au Sénégal.

Ces difficultés rencontrées aujourd'hui par le Sénégal pourraient s'étendre à l'ensemble de la région en raison de la forte pénétration des énergies renouvelables prévue à l'horizon de l'étude et des capacités limitées de la région à gérer l'intermittence et l'imprévisibilité de ces sources. Des mesures concrètes et des besoins de planification seront nécessaires pour faire face à la variation de la production renouvelable et s'assurer que les moyens de production classiques (hydro, thermique,...) seront disponibles aux moments nécessaires. Cet aspect s'avère être d'une grande importance pour satisfaire la pointe du soir lorsque la production renouvelable diminue, et la demande augmente. En outre, une attention particulière devra être consacrée aux spécificités de la technologie renouvelable à mettre en œuvre et aux possibilités de contrôle de tension de ces technologies afin de satisfaire les limites opérationnelles à tout moment de la journée.

L'intégration de moyens de stockage de l'électricité devrait également permettre à faciliter l'intégration des énergies renouvelables. Une étude est réalisée en parallèle et en coordination avec la mise en jour du plan directeur qui permettra de compléter la liste prioritaires des projets par des projets de stockage permettant une meilleure pénétration des EnR.

3.4. Un réseau électrique interconnecté encore fragile

Alors que la plupart des réseaux électriques des 14 pays continentaux¹ de la CEDEAO étaient encore isolés 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. La mise en service d'ici 2 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 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 de 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.

¹ La CEDEAO est composée de 15 états membres : 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.

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.

Le fonctionnement stable de l'ensemble du système interconnecté reste un défi majeur pour les années à venir. La liste des projets prioritaires à développer dans les 3-4 années à venir doit intégrer ce défi opérationnel. L'étude de stabilité réalisée met en évidence ces priorités.

3.5. Le besoin d'opérationnaliser le marché sous-régional de l'électricité

Dans le contexte d'un système électrique interconnecté, l'opérationnalisation du marché de l'électricité lancé en Juin 2018 deviendra d'autant plus important que les pays seront prêts à échanger de l'électricité et que les moyens de transport et production (notamment renouvelables mais aussi hydroélectriques et thermiques) seront disponibles pour y participer.

La mise en service prochaine de l'interconnexion Bolgatanga (Ghana)-Ouagadougou (Burkina Faso) fermera la première boucle dans le réseau interconnecté, modifiant substantiellement les flux en Côte d'Ivoire et au Ghana et la manière de gérer les échanges.

En effet, aujourd'hui, les contrats d'échange d'électricité entre états font l'objet de conventions bilatérales avec un tarif déterminé pour une longue période et sont monitorés grâce à un compteur sur la ligne d'interconnexion. Ces contrats qui ont prouvé leur valeur dans un marché radial pourraient s'avérer inefficaces ou sous-optimaux dans un grand réseau interconnecté dans lequel l'ensemble des options de production devraient pouvoir être mises en compétition.

A l'instar de ce qui existe dans le monde, différents marchés de gros, mis en place sur différents horizons temporels devront être mis en place, depuis le long-terme avec des accords similaires à ceux qui sont signés aujourd'hui, jusqu'au marché day-ahead (la veille pour le lendemain) pour ajuster l'offre et la demande et enfin le marché intraday qui permettra aux acteurs de corriger leurs ordres d'achat/vente d'électricité en fonction des variations de la demande d'une part et des ressources solaire et éolien d'autre part.

En parallèle, l'opérationnalisation du centre d'information et de coordination (CIC) de l'EEEOA qui jouera le rôle d'opérateur du marché, permettra d'assurer entre autres la transparence et la neutralité du marché grâce au partage des données et informations et au maintien à jour du modèle du réseau interconnecté, grâce à la mise en commun des règles d'exploitation et l'harmonisation des plans de défense, et grâce au calcul régulier des capacités de transfert entre les pays.

3.6. Diagnostic de la mise en œuvre du plan directeur précédent

En 2012, la Conférence des chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO a approuvé, par le biais de l'Acte additionnel 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.

Dans l'ensemble, le développement des projets de la région correspond assez bien à la feuille de route établie en 2012. Ainsi, parmi les projets de production et transport d'électricité retenus dans le plan d'investissement prioritaire en 2011, 4 projets de production et 4 projet de transport sont ou seront mis en service sur la période 2012-2018. Pour cette même période, seuls 3 projets de production sur 17 et 1 projet de transport sur 11 affichent à l'heure actuelle un réel retard dans leur développement dans la mesure où la recherche de financements n'a pas été entamée.

Néanmoins, l'analyse de la manière dont ce plan directeur a été planifié et dont les projets ont été implémentés ont permis de tirer des enseignements qui devraient permettre, à l'avenir, de réduire les délais dans la mise en œuvre du plan directeur.

Premièrement, 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 intermittentes de la sous-région, une approche exclusivement basée sur les aspects économiques (approche à moindre coût) sans prise en compte de la notion de risque, des contraintes d'exploitation trop peu prises en compte, un calendrier d'implémentation trop optimiste, une stratégie d'implémentation trop générique et une coordination entre la planification régionale et les planifications nationales qui reste à améliorer. Aussi, le plan directeur 2018-2025 prend en compte ces enseignement pour proposer une feuille de route ambitieuse mais réaliste.

Ensuite, du point de vue de la manière dont les projets ont été **implémentés**, et faisant abstraction des paramètres exogènes au secteur électrique, à la fois des facteurs de réussite et des contraintes ont été observées.

Notons d'abord l'**apport positif de la CEDEAO** et de ses agences spécialisées grâce à leur implication et leur appui institutionnel dans le développement des projets régionaux notamment du point de vue de la préparation et la signature des accords entre pays, la mobilisation de fonds et le partage des connaissances.

Les facteurs critiques identifiés concernent le **financement des projets** (sources de financement insuffisantes, faible santé financière des entreprises et collaboration faiblement efficace avec les institutions de financement), le **cadre réglementaire et institutionnel** inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé, la **contractualisation** (nécessité de renforcer les capacités en rédaction, négociation et suivi de contrats spécifiques au secteur de l'électricité) et les démarches relatives aux **aspects sociaux et environnementaux** et à une **sécurisation foncière** difficiles.

Notons enfin que les incertitudes relative à la **disponibilité des ressources gazières** et les **contraintes d'exploitation** du réseau interconnecté représentent également des freins au développement des projets régionaux.

4. FACTEURS CRITIQUES AFFECTANT LA PERFORMANCE DES SOCIÉTÉS D'ÉLECTRICITÉ ET ACTIONS CORRECTIVES

Au-delà du modèle technico-économique développé dans le cadre de cette mise à jour du schéma directeur, un intérêt particulier est porté sur les défis et facteurs critiques affectant les sociétés d'électricité de l'EEEOA. Cette démarche passe d'abord par l'identification et la priorisation des difficultés puis, par la proposition de mesures correctives permettant de les traiter.

Ces mesures correctives cherchent donc à proposer des actions concrètes les plus efficaces possibles afin d'adresser au mieux les facteurs critiques dans le cadre de l'implémentation du Schéma Directeur.

4.1. Principaux défis et facteurs critiques identifiés dans les pays membres de l'EEEOA

Les échanges et les retours d'expérience collectés auprès des acteurs du secteur ont permis de mettre en avant les facteurs critiques qui affectent la performance de manière transverse pour les sociétés membres de l'EEEOA.

Sur cette base, une analyse des différents défis et facteurs critiques identifiés a été menée pour le secteur de l'électricité. Ces défis et facteurs critiques sont caractérisés selon trois axes :

- **Impactant** - Le caractère impactant du facteur critique correspond à l'impact du facteur critique considéré sur l'efficacité, la performance et la pérennité des services des sociétés. Il est évalué ici dans quelle mesure le facteur critique porte préjudice à la société dans son bon fonctionnement.
- **Transverse** - Alors même que certains de ces défis et facteurs critiques apparaissent comme spécifiques à un pays donné vis-à-vis du contexte historique, culturel, politique ou économique, d'autres se répètent d'un pays à l'autre dans la sous-région. Ces facteurs critiques seront alors considérés comme transverses.
- **Adressable** - Un facteur critique sera considéré comme adressable à partir du moment où des mesures et actions peuvent être envisagées et menées par les sociétés considérées dans cette étude. De plus, pour que le facteur critique soit considéré comme adressable, il est entendu que les mesures ou actions puissent être menées dans une échelle de temps et grâce à des moyens raisonnables.

Ci-après sont présentés les principaux défis et facteurs critiques identifiés à travers les pays membres de l'EEEOA ainsi que leur caractérisation selon les 3 axes (**Impactant**, **Transverse**, **Adressable**). La description pour chaque facteur critique se trouve dans le Tome 3.

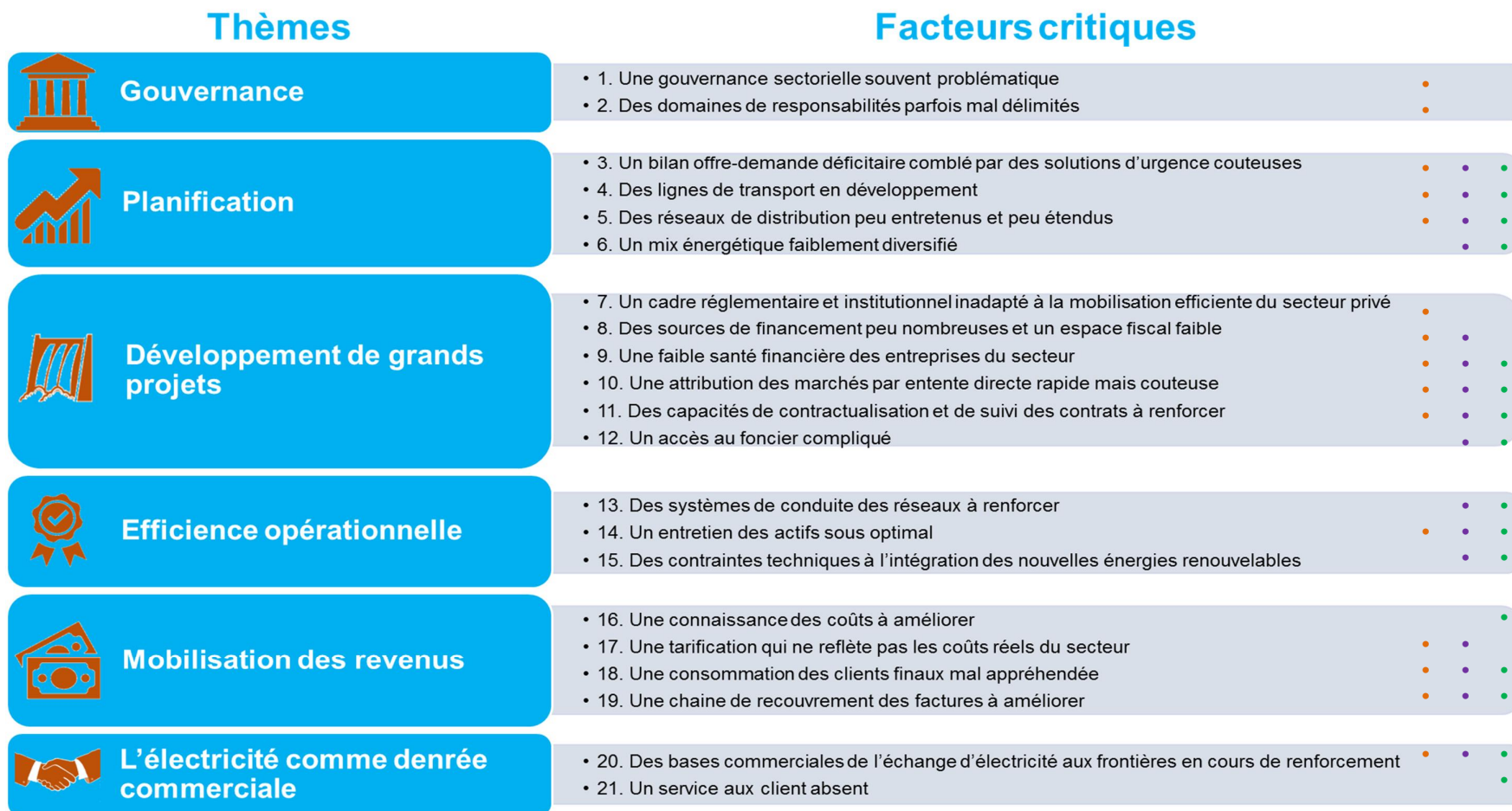


Figure 14: Principaux facteurs critiques identifiés

4.2. Mesures et actions permettant de traiter les facteurs critiques

En capitalisant sur les échanges et retours d'expériences réalisés, une série de mesures et actions a pu être établie. Ce répertoire d'actions est issu de deux sources différentes :

- Les stratégies d'ores et déjà en cours ou planifiées par les sociétés d'électricité membres de l'EEEOA ;
- Un benchmark international des meilleures pratiques.

La réalisation d'un benchmark international a permis d'identifier des actions et mesures adoptées dans différents contextes favorisant la performance du secteur électrique au niveau national comme régional. Après analyse, certaines de ces mesures sont apparues comme pouvant être transposées au contexte ouest africain. Les résultats détaillés de ce benchmark se retrouvent dans le Tome 3.

Une fois la série de mesures et d'actions établie leur analyse a été effectuée. Les actions ont été analysées selon deux axes :

- Leur capacité à traiter efficacement le facteur critique,
- Leur capacité à agir sur un groupe de facteurs critiques plutôt qu'un seul.

Enfin, une hiérarchisation des actions correctives a été réalisée sur la base des facteurs critiques pouvant être traités par ces derniers. Cette hiérarchisation permet de classer les actions selon un certain degré d'importance. Sont considérées comme importantes les actions transverses aux facteurs critiques prioritaires.

Ci-après sont présentés une liste de mesures et actions permettant de traiter les facteurs critiques identifiés et la hiérarchisation des actions.

Thèmes

Actions correctives

 Gouvernance	• 1. Un recours adapté aux contrats de gestion • 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité • 3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché
 Planification	• 4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching • 5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route • 6. Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système
 Développement de grands projets	• 7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat • 8. Une meilleure clarté des procédures de passation de marché • 9. Un effort de sécurisation des budgets des projets et une anticipation des démarches amont
 Efficience opérationnelle	• 10. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système
 Santé financière	• 11. La restructuration financière des sociétés • 12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence
 Efficience commerciale	• 13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export • 14. La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel • 15. L'instauration de compteurs prépayés et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement
 Développement de compétences	• 16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD • 17. Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional

Figure 15: Principales mesures et actions correctives

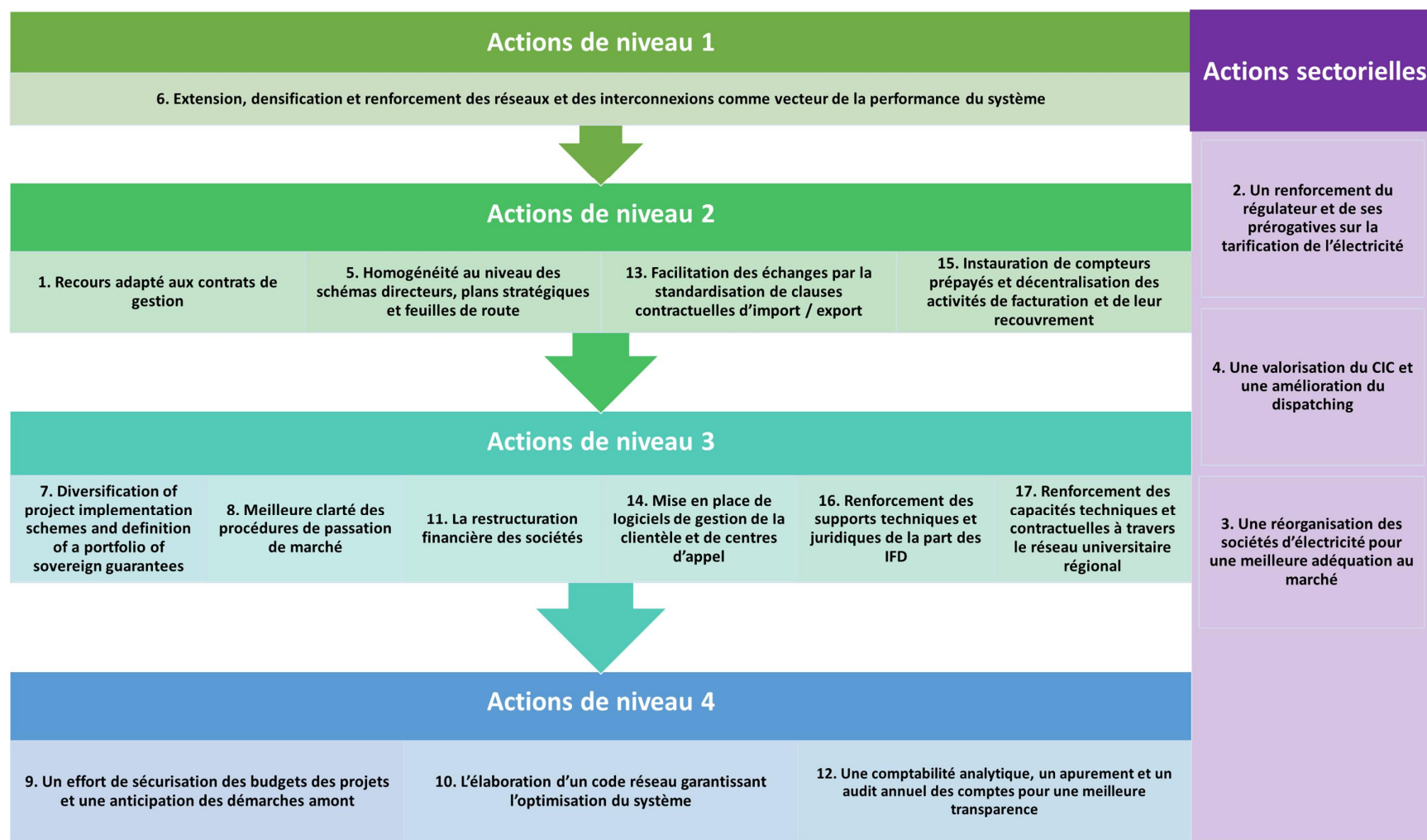


Figure 16: Hiérarchisation des actions relative aux facteurs critiques de priorité 1 adressés

4.3. Activités pouvant être portées par l'EEEOA

L'EEEOA à travers son rayonnement régional peut mener certaines activités facilitant la mise en œuvre d'actions correctives transverses. Ces activités sont regroupées par typologie :

- Les activités de mutualisation et de communication
- Les activités de coordination
- Les activités de conseil
- Les démarches proactives

Activités de mutualisation des informations et de communication sur les bonnes pratiques

Des activités de mutualisation des informations et de communication sur les bonnes pratiques transposables peuvent être portées par l'EEEOA à travers :

- Une mutualisation et une centralisation des retours d'expériences des précédents contrats de gestion privée menés en Guinée et au Libéria. L'audit comparatif mené par l'EEEOA pourrait faire ressortir des points de vigilance et des bonnes pratiques à transposer pour des expériences futures.
- Une valorisation du CIC par une campagne de communication dans les différents pays membres.
- Une étude de marché et une analyse ex post sur l'adoption de compteurs à prépaiement au Burkina Faso, au Sénégal et au Togo. Une telle analyse permettrait de mieux appréhender leur mise en place dans d'autres pays de la région.

Activités de coordination

Des activités de coordination peuvent être portées par l'EEEOA à travers :

- La coordination entre l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) et les autorités administratives des différents pays membres dans le cadre de la mise en place ou du renforcement des prérogatives du régulateur national.
- La coordination multipays pour le développement des réseaux de transport d'électricité et des interconnexions grâce à sa vision régionale du secteur de l'électricité.
- La coordination avec les IFD sur les différents sujets liés au développement de projets et à l'amélioration de l'organisation sectorielle, à savoir :
 - La création d'un cadre législatif et institutionnel pour le développement de projets et l'opportunité de le transposer à différents pays ;
 - La planification des démarches amont de développement de projets pour les études et la définition des mesures d'impacts environnementaux et sociaux particulièrement en ce qui concerne les projets prioritaires régionaux ;

- Le transfert de compétences techniques et juridiques des IFD vers les administrations et les sociétés d'électricité demandeuses.

Activités de conseil

Des activités de conseil peuvent être portées par l'EEEOA à travers :

- La standardisation des dispositions, procédures et exigences techniques dans le cadre de l'élaboration des Codes Réseaux nationaux.
- Des recommandations dans l'élaboration des schémas directeurs nationaux grâce à une participation ou consultation lors de cette élaboration, de manière à assurer leur harmonisation avec le schéma directeur régional.
- La standardisation de certaines clauses contractuelles des accords d'import / export d'électricité afin de faciliter les échanges multinationaux dans un objectif de fluidification du marché. [Principalement à renforcer car cette activité a déjà été menée par l'EEEOA.]

Les démarches proactives

Des démarches proactives peuvent être portées par l'EEEOA à travers la mobilisation auprès de ses bailleurs d'une ligne de financement servant à la formation de collaborateurs des sociétés d'électricité sur le besoin de nouvelles compétences sectorielles. Cette démarche serait accompagnée de la formalisation de partenariats entre l'EEEOA et les universités de la région spécialisées sur les sujets techniques, financiers, économiques et juridiques.

5. PLAN DIRECTEUR PRODUCTION TRANSPORT

Compte tenu de la situation actuelle du secteur électrique et des enjeux identifiés pour son développement futur, le plan directeur production transport a été élaboré de façon à répondre à trois grands objectifs :

- **L'intégration optimale des énergies renouvelables** dans le système électrique ouest-africain en prenant en compte les contraintes économiques, environnementales et techniques ;
- La nécessité de **garantir la sécurité d'approvisionnement** à court, moyen et long-terme, prenant en compte les *besoins* en termes d'énergie électrique et les *contraintes* liées à la production (notamment renouvelable) et au transport (parfois sur de longues distances) de l'électricité ;
- **Le développement des infrastructures** (transport et production) nécessaires à l'établissement d'un marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest, prenant en compte les contraintes opérationnelles identifiées ;

Le plan directeur production-transport résultant a ainsi été compilé. Compte tenu des enjeux différents auxquels le secteur devra faire face à court, moyen et long-terme, le plan directeur a été scindé en ces trois horizons temporels.

Enfin, outre le développement optimal du système ouest africain, une analyse préliminaire des opportunités d'échange au-delà de l'espace couvert par l'EEEOA a également été menée, considérant, d'une part, les possibilités d'échange avec l'Afrique de l'Ouest, et d'autre part, avec le Pool Electrique d'Afrique Centrale (PEAC)

5.1. Intégration des énergies renouvelables

Le plan directeur production suggère une transition vers le développement de projets renouvelables (hydroélectrique d'une part mais aussi solaire et éolien d'autre part) dans l'ensemble des pays de la sous-région. Ce plan de développement, bien que régi par des considération économiques, prend en compte les aspects financiers et techniques associés au déploiement des énergies renouvelables.

Ainsi, en l'absence de toute contrainte, l'optimisation économique sélectionnerait l'option à moindre coût pour satisfaire la demande à l'horizon de l'étude. Dans ce contexte, et compte tenu de la tendance baissière des coûts associés aux projets solaires photovoltaïques, on observerait un seuil de coût en deçà duquel l'option solaire PV deviendrait marginalement plus intéressante que les options thermiques en Afrique de l'Ouest. L'existence de ce palier aurait deux effets :

- D'une part, avant le franchissement de ce seuil, les investissements dans les projets solaires PV dans la sous-région resteraient marginaux si l'on s'en référait à des critères économiques uniquement ;
- D'autre part, l'année charnière (année où le seuil d'investissement serait franchi), les volumes d'investissement seraient considérables (plusieurs dizaines de GW investis en une seule année)

La prise en compte du risque dans le plan directeur nous permet de nous écarter de ce scénario qui, bien qu'économiquement optimal, est difficile à mettre en œuvre en pratique. Afin de prendre en compte les capacités financières limitées des états membres de l'EEEOA, compte tenu notamment du fait que les projets renouvelables ont une forte intensité de capital ; afin de prendre en compte également les limites techniques liées à l'intégration dans le réseau encore fragile de l'EEEOA, il a été décidé de définir une limite sur l'investissement annuel par pays. Ainsi, la puissance maximale pouvant être installée par année pour chaque technologie a été établie à 10% de la demande du pays. Cette contrainte a plusieurs effets :

- Elle a été définie de façon à permettre d'atteindre, à l'horizon de l'étude, un volume d'investissement renouvelable proche de celui observé dans le cas optimal du point de vue économique;
- Elle permet une meilleure répartition des investissements dans le temps, avant et après l'année charnière;
- Elle permet une meilleure répartition géographique des investissements, les pays du Nord de la région n'étant plus, à eux seuls, responsables de l'ensemble des projets renouvelables.

En outre, des études dynamiques ont été réalisées pour les années 2022 et 2025 considérant 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.

Le potentiel économique total de la sous-région s'élève à 37.5 GW à l'horizon 2033 (soit 25.4 GW en plus des 12.1 GW présentés précédemment). Ce potentiel économique, pour pouvoir être développé, devra néanmoins faire l'objet d'études approfondies, notamment du point de vue technique.

5.2. Sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement est l'un des grands enjeux de ce plan directeur. Deux grands enjeux ont ainsi été identifiés :

- La nécessité de disposer d'une capacité installée suffisante pour satisfaire de manière fiable la demande en électricité
- La nécessité de disposer des ressources primaires pour alimenter les centrales de production (et en particulier les centrales thermiques) ;

5.2.1. Besoin en capacité installée

Le plan directeur est réalisé dans le but d'amener l'espérance de perte de charge (LOLE²) à 24 heures par an dans l'ensemble de la région à l'horizon de l'étude en 2033, tout en considérant un système interconnecté où le soutien mutuel est possible pour compenser le manque de génération dans un pays donné.

Le LOLE est un critère probabiliste qui indique le nombre prévu d'heures dans une année au cours desquelles la demande dépasse la capacité de production disponible, entraînant l'incapacité à fournir la totalité de la charge sans mesures d'atténuation.

Néanmoins, comme souligné précédemment, le plan directeur suggère le développement massif des énergies renouvelables intermittentes dans la sous-région. Ces projets renouvelables permettront de réduire les coûts de l'énergie et de réduire au mieux l'empreinte écologique du secteur de l'électricité mais, compte tenu de leur caractère intermittent, ils ne peuvent pas participer activement à la sécurité d'approvisionnement dans le système.

Pour cette raison, il est indispensable de maintenir dans le système une capacité installée hydroélectrique et/ou thermique qui permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement à tout moment. Ainsi, à long-terme, il a été démontré la nécessité de maintenir des investissements dans des turbines à gaz dans les différents pays et notamment au Nigeria pour 3500 MW, au Ghana pour 300 MW et en Côte d'Ivoire pour 300 MW mais aussi dans les autres pays.

Notons en outre que le développement massif de projets renouvelables dans la sous-région nécessitera le déploiement de moyens de production flexibles permettant de pallier rapidement aux intermittences des ressources solaires et renouvelables

Enfin il importe de mentionner que le stockage par batterie devra jouer un rôle majeur dans l'amélioration de la flexibilité et l'accroissement de la sécurité d'approvisionnement de la sous-région, et ce dès l'horizon court-terme. Compte tenu de l'évolution attendue du coût des technologies de stockage, les batteries pourraient, entre autres, supplanter une partie des investissements dans les turbines à gaz à l'horizon de l'étude, participer au contrôle de la fréquence et de la tension dans le réseau et faciliter la poursuite du déploiement des énergies renouvelables intermittentes.

5.2.2. Sécurisation de l'approvisionnement en combustible

Malgré le développement du potentiel hydroélectrique et renouvelable intermittent dans la sous-région, la dépendance des pays aux ressources fossiles restera importante dans les 15 prochaines années. La mise en service de capacité thermique sera nécessaire pour sécuriser l'approvisionnement électrique. Néanmoins, l'alimentation de ces centrales est un enjeu crucial pour la sous-région.

Le gaz naturel en particulier jouera un rôle majeur dans l'approvisionnement électrique de la sous-région

² Loss of load expectation

Compte tenu de ceci, il a été étudié l'impact de l'indisponibilité de cette ressource sur les résultats du plan directeur et de la variabilité du coût du gaz.

Concernant la **disponibilité de la ressource**, la dépendance de la sous-région à une seule source d'approvisionnement engendre un risque majeur pour les pays.

A côté du Nigéria qui concentre 77% de la consommation de gaz de la région en moyenne sur l'horizon de l'étude, les pays pour lesquels la disponibilité du gaz est également cruciale sont le Ghana, la Côte d'Ivoire et le Sénégal. Le Ghana et la Côte d'Ivoire sont caractérisés par des réserves indigènes qui sont amenées à décroître dans le temps. Ces pays devront donc garantir la sécurité d'approvisionnement via d'autres sources de gaz, que ce soient des unités LNG ou encore le WAGP. L'exploitation des ressources gazières au Sénégal est quant à elle prévue de commencer en 2025 et les besoins en gaz sont supposés croître jusqu'à 183 mmscfd à l'horizon 2033.

Au Bénin, le développement des projets de centrales gaz à cycle combiné, dont notamment le projet régional de 450 MW appelle également au développement des infrastructures d'approvisionnement en gaz. La proposition qui est faite dans ce plan directeur est de renforcer la fiabilité du WAGP, en prévoyant des possibilités d'approvisionnement en gaz non seulement en provenance du Nigéria, mais aussi depuis le Ghana. Le Togo pourrait également bénéficier d'un tel développement du réseau gazier.

En conclusion, il est conseillé de diversifier les sources d'approvisionnement : Sources indigènes au Nigéria, au Ghana, en Côte d'Ivoire et, à moyen-terme, au Sénégal, auxquelles s'ajoutent des sources de gaz importé via des terminaux GNL recommandés en Côte d'Ivoire et au Ghana, ou encore via le GAO.

Enfin, du point de vue du **coût du gaz**, les analyses menées ont montré qu'une variation de ce facteur ne modifiait pas significativement le plan optimal d'investissement à l'horizon de l'étude. Un léger glissement des projets renouvelables (hydro et solaire) est néanmoins observé en cours de période. Toutefois, compte tenu du fait que le coût du gaz naturel représente environ 45% du coût total (investissement + exploitation) du plan directeur sur la période d'étude, toute variation du coût de la ressource affecte le coût total d'exploitation de manière significative.

5.3. Développement des infrastructures de transport

Le développement des infrastructures de transport en Afrique de l'Ouest répond essentiellement à deux objectifs :

- Permettre l'exploitation sûre du réseau de transport prenant en compte, d'une part, les défis liés à l'interconnexion des 14 pays de la sous-région, et d'autre part à l'intégration des énergies renouvelables (considérations techniques) ;
- Permettre le partage des moyens de production de manière optimale (objectif économique)

5.3.1. Exploitation sûre du réseau de transport

5.3.1.1. EXPLOITATION DU RÉSEAU INTERCONNECTÉ

Dès 2020, les 14 pays de la sous-région seront interconnectés. Au-delà de l'enjeu du respect du calendrier d'exécution pour la mise en service des projets de transport planifiés à court-terme, le principal défi sera de nature opérationnelle pour garantir le fonctionnement stable et coordonné de l'ensemble du système interconnecté de l'EEEOA. Deux sections apparaissent comme étant critiques

- La connexion du Niger-Nigéria avec le reste de l'EEEOA ;
- La connexion entre les pays les plus à l'ouest de la sous-région (Sénégal, Mali, Guinée, Guinée-Bissau, Gambie, Sierra Leone et Libéria) avec le reste de l'EEEOA.

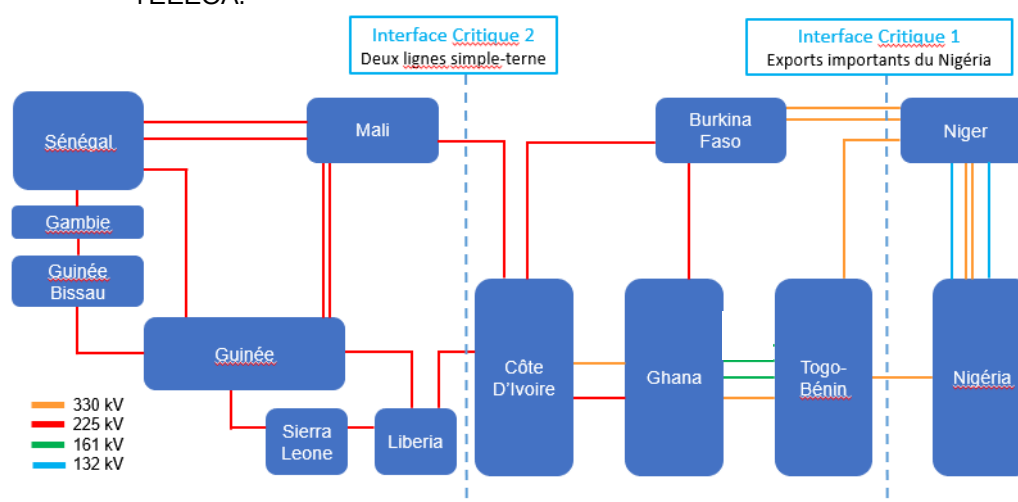


Figure 17: Présentation des interfaces critiques

Le plan d'investissement devra assurer que ces 2 interfaces comprennent un minimum de 3 lignes d'interconnexion pour assurer la stabilité du système :

- Pour l'interface critique 1, la mise en service de la dorsale nord, la dorsale médiane (à moyen-terme) et le renforcement de l'axe Nigéria-Bénin apparaît ainsi comme prioritaire.
- Pour la seconde interface critique, le développement de la ligne CLSG en double-terme et l'accélération du développement de l'axe Bobo-Sikasso de l'interconnexion Ghana-Burkina-Mali sont indispensables au fonctionnement stable du système.

Il est également nécessaire de renforcer les mesures définies lors de l'étude de synchronisation par le renfort des capacités de compensation au Niger et au Burkina et par le réglage des PSS (Power System Stabilizer) des unités importantes localisées aux extrémités du système pour stabiliser un mode d'oscillations interzonales dans le système.

Enfin, il est recommandé de développer des mécanismes spéciaux de protection (SPS) afin de garantir la sécurité du système en cas d'incident. De manière plus large, il est important de mettre à jour le manuel opérationnel de l'EEEOA et d'harmoniser les plans de défense (UFLS, protections des interconnexions,...).

5.3.1.2. INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Avec la nouvelle capacité de production d'énergie renouvelable qui est prévue d'être intégrée au réseau à l'horizon 2033, de nouvelles limites opérationnelles pourraient être atteintes.

L'exploitation d'un système électrique interconnecté avec une pénétration instantanée élevée des énergies renouvelables pose de nombreux défis opérationnels qui doivent être résolus pour garantir une fiabilité élevée du système. Ces défis opérationnels peuvent être classés selon le temps d'action d'intérêt. Un bref aperçu non exhaustif est donné ci-dessous. Ces différents aspects devront être étudiés dans une étude dédiée afin de définir les contraintes opérationnelles et les mesures à prendre pour permettre l'intégration d'une part importante des énergies renouvelables sur le réseau. Ces études devraient intégrer une révision du code réseau, tel que le manuel opérationnel de l'EEEOA, ainsi qu'une étude d'intégration renouvelable qui étudiera les points mentionnés dans les paragraphes suivants.

- Dans les délais de quelques minutes à quelques heures, la variabilité et surtout la prévisibilité limitée des énergies renouvelables (PV et éolien) peuvent avoir un impact direct sur les réserves opérationnelles requises, garantissant l'équilibre entre la production et la demande.
 - Premièrement, la variabilité de ces unités augmente le déséquilibre de puissance global qui augmente le besoin en quantité et en souplesse des réserves nécessaires. Les erreurs de prévision créent en outre une incertitude et requièrent des réserves en temps réel plus élevées.
 - Deuxièmement, en particulier avec une très forte pénétration, la réduction de la part de centrales électriques conventionnelles dans le mix énergétique, qui garantissent normalement la fourniture des réserves obligatoires et des services auxiliaires nécessiteront la mise en œuvre de mesures supplémentaires pour garantir l'équilibre entre la production et la demande à tout instant.
- Les impacts opérationnels à pas de temps plus rapide (de quelques secondes à quelques minutes) sont principalement liés à la façon dont ces unités sont interconnectées avec le réseau. Le couplage fort d'un générateur synchrone traditionnel au réseau assure une puissance de court-circuit élevée aussi bien qu'une réponse inertielle. Au contraire, les convertisseurs transforment généralement l'électricité à courant continu (CC) en courant alternatif en contrôlant les dispositifs à semiconducteurs à une fréquence de commutation élevée. En raison de cette liaison CC intermédiaire qui découple le générateur de du réseau, aucune réponse inertielle n'est fournie, et l'interface avec le convertisseur affaiblit également intrinsèquement, ou élimine, la réponse aux défauts du réseau.

Au lieu des caractéristiques physiques de la machine synchrone, la stratégie de contrôle du convertisseur détermine principalement l'interaction dynamique électrique avec le système. Cependant, la puissance de court-circuit élevée aussi bien que la réponse inertielle sont essentielles pour le fonctionnement des réseaux de transport actuels. Un courant de court-circuit élevé et soutenu pendant les défauts limitera la zone d'impact des creux de tension et déclenchera la détection des défauts par les relais de protection. La réponse inertielle, d'autre part, limitera le taux de variation de fréquence (ROCOF) après un déséquilibre de puissance dans le système et en tant que tel fournira le temps de réaction nécessaire pour les gouverneurs et les turbines afin de stabiliser la fréquence du système. Moins d'inertie conduit immédiatement à des valeurs ROCOF plus élevées et à des fréquences minimales inférieures pour le même incident considéré. Sans prendre de mesures supplémentaires, cela entraînera un délestage de charge à grande échelle ou un déclenchement des systèmes de protection.

Les simulations dynamiques réalisées pour les années 2022 et 2025 considèrent 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. Néanmoins, le développement du potentiel renouvelable intermittent tel que suggéré par les analyses économiques (soit 37.5 GW à l'horizon 2033, ce qui pourrait conduire à un taux d'intégration instantané de 60%) devra être démontré par des analyses dynamiques détaillées menées à l'échelle nationale.

5.3.2. Partage des moyens de production

L'un des enjeux de l'horizon moyen, long-terme est de développer un réseau interconnecté fort permettant d'assurer la synergie entre les ressources hydroélectriques, gazières et solaires. Ainsi, l'hydroélectricité est majoritairement réservée pour la pointe du soir ainsi que pendant la nuit, lorsque l'énergie solaire est indisponible, même si le productible hydraulique est maintenu à un minimum technique durant la journée, notamment pour des questions d'irrigation.

Ainsi, si l'on analyse le système du point de vue des coûts marginaux, on observe que les investissements massifs dans les énergies renouvelables sur le moyen terme ainsi que le développement du réseau interconnecté tirent les coûts marginaux de l'ensemble de la région vers le bas. Ceux-ci passent en effet de 80.6 USD/MWh en 2022 à 49 USD/MWh en 2029. Au-delà de cette baisse généralisée des coûts marginaux dans la région, on peut noter également que ces derniers varient fortement selon l'heure du jour considéré.

Si l'on analyse la situation en pleine journée, soit 12h, on observe les coûts marginaux tels que représentés à la figure ci-dessous. Ceux-ci sont naturellement plus faibles dans le Nord de la région (où l'essentiel de l'électricité est produit par la technologie solaire photovoltaïque) ainsi qu'en Guinée et au Sierra Leone dans lesquelles de nombreuses centrales hydroélectriques sont désormais actives.

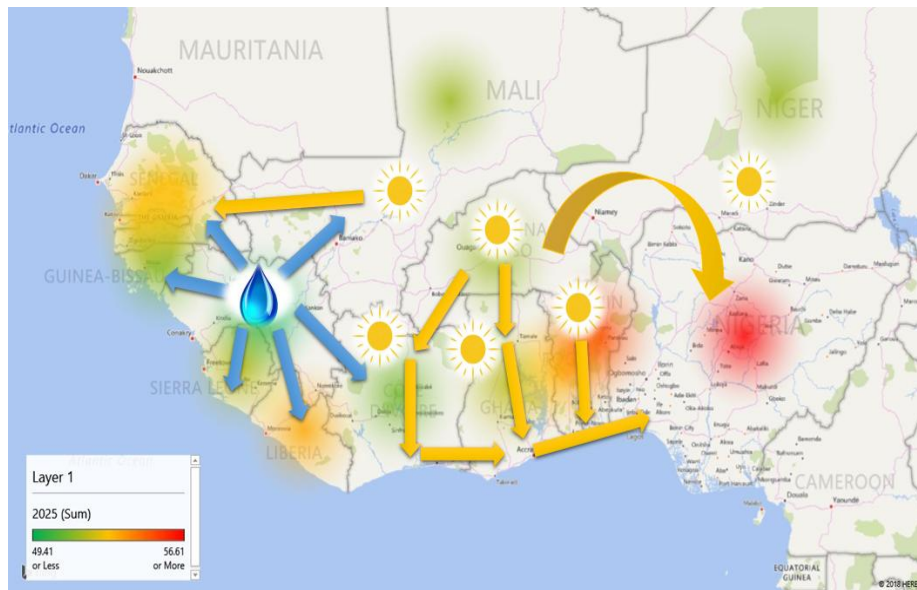


Figure 18: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 12h en 2025

Durant la pointe du soir à 21h, la situation est différente. Les pays du nord, tels que le Mali, le Burkina Faso et le Niger doivent désormais importer, étant donné l'absence d'énergie solaire. Ils font donc face aux coûts marginaux les plus importants à cet instant. Ces imports proviennent principalement des pays possédant des ressources gazières qui font tourner leurs centrales à cycles combinés (principalement le Nigeria, le Ghana, la Côte d'Ivoire et le Sénégal). On observe sur la figure ci-dessous que les flux observés à 12h sont inversés le soir.

Ainsi, le Nigeria exporte le soir via les dorsales sud et nord alors que le Sénégal exporte vers le Mali et la Gambie. Notons encore que la situation autour de la Guinée reste relativement stable au cours d'une journée (à savoir un export pratiquement permanent vers ses pays voisins).

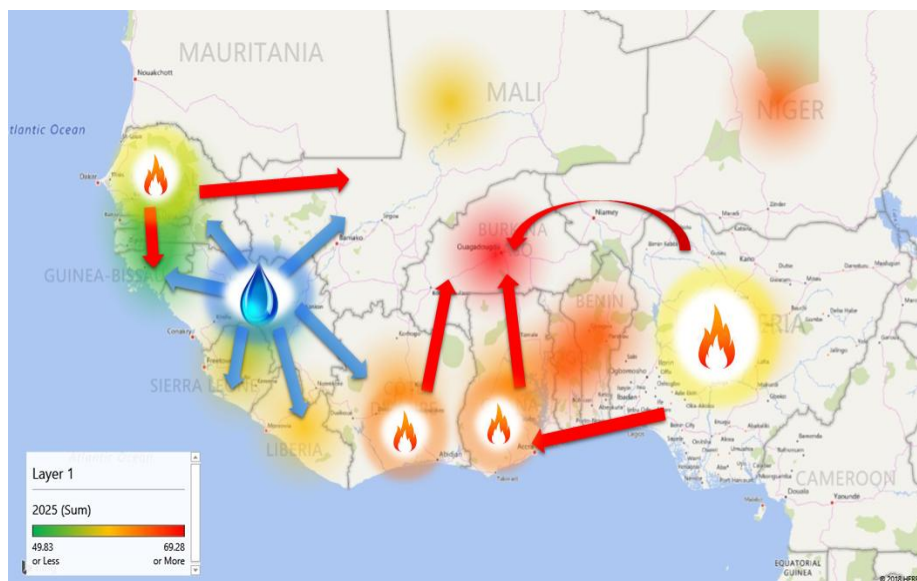


Figure 19: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 21h en 2025

Ces flux massifs justifient le développement et/ou le renforcement de grands axes de transport dans l'ensemble de la sous-région.

5.4. Plan directeur régional

5.4.1. Plan directeur à court-terme (2018 – 2022)

La demande en énergie électrique de la CEDEAO de 15.3 GW en 2018 devrait évoluer vers 21.3 GW en 2022. Une telle croissance nécessite le développement massif de moyens de production et de transport d'électricité et la liste des projets décidés en production et transport est importante. Ces investissements sont majeurs pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la région en énergie à coût abordable.

Du point de vue de la production, l'horizon de court-terme est ainsi caractérisé par la mise en service de nombreuses unités de production hydroélectriques totalisant 2 103 MW. En outre, 46% de la nouvelle puissance installée d'ici 2022 devrait concerner des technologies d'énergie renouvelable. Cette transition vers le développement de projets solaires dans l'ensemble des pays de la sous-région devra être soutenue par un cadre réglementaire des mesures financières appropriés afin de pouvoir se réaliser.

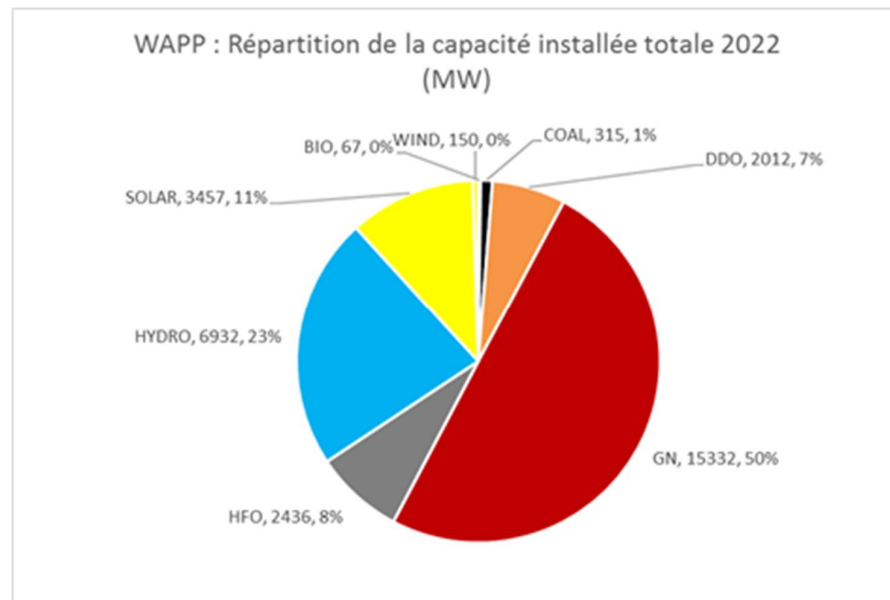


Figure 20: Capacité installée totale EEEEOA, par technologie, à horizon 2022 (en MW)

A court-terme, outre la mise en service des projets d'interconnexion décidés, la priorité consistera à assurer la sécurité d'exploitation du réseau interconnecté grâce à la mise en service rapide

- du second terme pour l'interconnexion CLSG pour assurer la sécurité d'approvisionnement du Libéria, Sierra Leone et Guinée Bissau mais également pour assurer le fonctionnement en N-1 de cette zone et garantir la sécurité dynamique ;

- de la ligne 330kV Bolgatanga-Bobo-Sikasso, et en particulier du tronçon Bobo, Sikasso pour permettre le fonctionnement stable du réseau interconnecté de l'EEEOA.

5.4.2. Plan directeur à moyen-terme (2023 – 2029)

À moyen terme, la demande de charge devrait continuer de croître, passant de 21,3 GW en 2022 à 26,8 GW en 2025 et à 36,4 GW en 2029.

Sur base des résultats du plan directeur production, l'horizon de moyen terme verra s'agrandir de manière significative la part du renouvelable dans le mix énergétique de la région. Un potentiel économique de 19 285 MW a été identifié à l'horizon 2029.

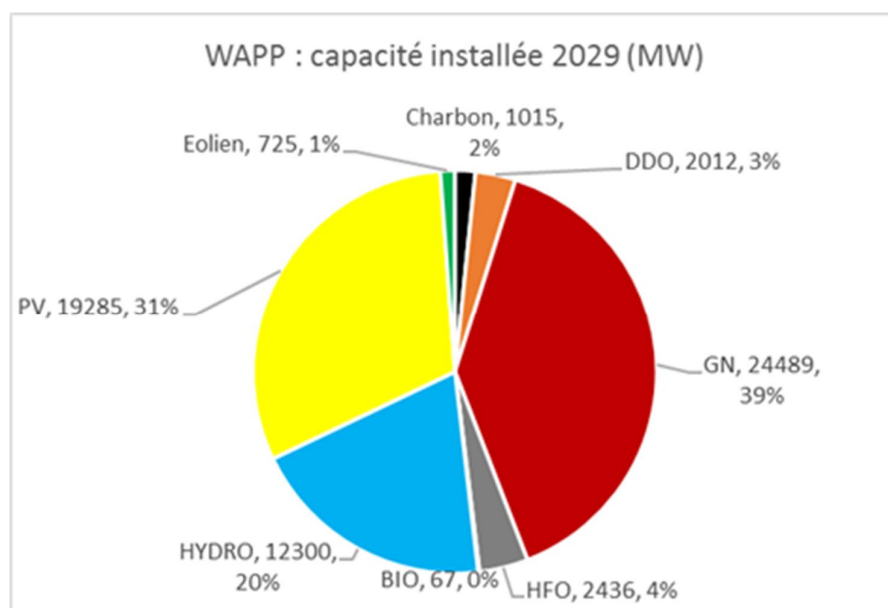


Figure 21: Capacité installée totale EEEOA, par technologie, à horizon 2029 (en MW), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés

Par conséquent, en 2029, l'électricité produite dans toute la région d'Afrique de l'Ouest proviendra à 38% de technologies utilisant des énergies renouvelables, dont 24% d'hydroélectricité, 13% de solaire photovoltaïque et 1% d'énergie éolienne.

Du point de vue du réseau, les principaux besoins en termes de renforcement des interconnexions sont :

- Renforcement de capacités d'import-export du Nigéria par la construction du dorsale médiane 330kV entre le Nigéria (Kainji) et la Côte d'Ivoire (Ferke) avec des sous-stations intermédiaires au Ghana, Togo et Bénin (voir tracé figure ci-dessous). Cette ligne revêt une importance cruciale pour l'intégration des énergies renouvelables à long terme.

- Seconde ligne d'interconnexion Guinée-Mali permettant d'assurer l'échange d'énergie renouvelable (hydro et solaire). La construction doit coïncider avec la mise en service de Koukoutamba. Cette nouvelle interconnexion double-terre se connectera à la sous-station 225 kV existante Linsan (Guinée) d'un côté et à l'actuel 225 kV Manantali poste (Mali), d'autre part.
- Nouvelle ligne d'interconnexion 225kV entre la Guinée (Fomi) et la Côte d'Ivoire (Boundiali) permettant également de connecter le site de Morisanako (100MW hydro + 100MW PV) ;
- Interconnexion Libéria-Côte d'Ivoire (Buchanan – San Pedro) qui doit coïncider avec la mise en service du site hydroélectrique de Tiboto (site partagé entre le Libéria et la Côte d'Ivoire)

5.4.3. Plan directeur à long-terme (2030 et au-delà)

La période de long terme considérée dans la présente étude couvre les années 2030 jusque 2033. Sur cet intervalle de long terme, la demande continue de croître de manière exponentielle dans la région, la prévision de la demande de pointe synchrone de la région passant effectivement de 36.4 GW en 2029 à 50.8 GW en 2033.

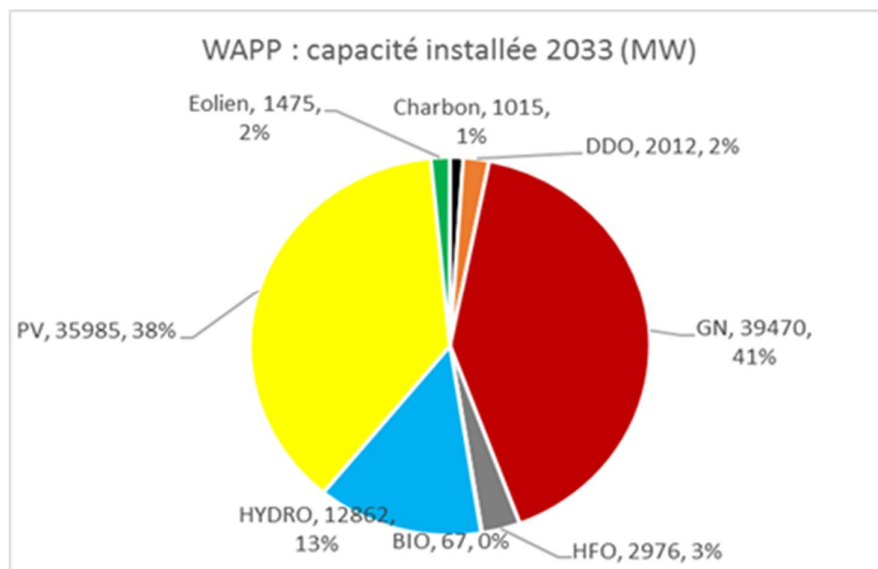


Figure 22: Capacité installée totale EEEOA, par technologie, à horizon 2033 (en MW), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés

Comparativement à la période de moyen-terme, on peut constater que les investissements dans des unités hydroélectriques sont proportionnellement très réduits. En effet, les projets économiquement les plus intéressants ont été pris en compte à l'horizon moyen-terme et les projets candidats restants n'apparaissent pas comme une option économiquement viable pour l'alimentation électrique de la sous-région à l'horizon 2033.

A cet horizon, et compte tenu du taux d'intégration des énergies renouvelables, l'un des principaux enjeux réside dans la satisfaction des critères de fiabilité et l'apport de suffisamment de flexibilité au système. Il en résulte que des investissements supplémentaires doivent être réalisés dans des unités thermiques essentiellement à partir de 2030. Cela explique notamment pourquoi les investissements dans les centrales gaz sont proportionnellement plus importants sur l'horizon de long terme par rapport aux autres horizons.

Du point de vue du réseau de transport, les interconnexions recommandées à long-terme sont :

- Un axe 330kV entre le Sénégal, la Guinée, le Mali, le Burkina Faso et la Côte d'Ivoire qui se connectera à la dorsale médiane à Ferkessedougou.
 - La distance totale de la ligne de Tobène à Linsan et jusque Sikasso est d'environ 1600 km. En raison des longues distances entre ces sous-stations potentielles, des sous-stations supplémentaires devraient être créées afin d'augmenter les capacités de transport de la ligne et de permettre un fonctionnement plus facile de celle-ci ;
 - Entre Sikasso et Bobo, le tronçon 330kV de la ligne Bolgatanga-Bobo-Sikasso devant être développé à court-terme permettra de connecter le Burkina Faso à cet axe ;
 - Entre Bobo et Ferke, un nouvel axe 330kV permettra de fermer l'axe Est-Ouest.
- Une nouvelle interconnexion 330kV entre le Nigeria et le Niger. Cette nouvelle ligne double terre 330 kV se connecte à la sous-station existante de 330 kV de Salkadamna (Niger), à une nouvelle sous-station 330 kV à Malbaza (Niger), à Gazoua (Niger) et à la sous-station existante de 330 kV en Katsina (Nigéria).
- Un second axe 330kV Nord-Sud au Ghana entre Bolgatanga, Juale et Dawa près de la frontière avec le Togo.
- Le doublement de l'axe OMVG (partie côtière) permettant de renforcer les capacités d'échanges dans cette zone et assurer le fonctionnement N-1.

5.4.4. Synthèse du plan directeur production-transport

La demande en énergie électrique de la CEDEAO de 15.3 GW en 2018 devrait évoluer vers 21.3 GW en 2022, 26.8 GW en 2025, 36.4 GW en 2029 et 50.8 GW en 2033.

La carte du réseau en annexe illustre le développement attendu du système électrique ouest-africain à l'horizon 2033 permettant de satisfaire cette demande croissante.

La capacité installée totale de la CEDEAO de 18.1 GW en 2018 pour satisfaire la demande devrait atteindre 30.6 GW en 2022, 44.2 GW en 2025, 51.9 GW en 2029 et 70.3 GW en 2033.

- En 2022, les centrales thermiques devront atteindre 20.1 GW, les centrales hydrauliques, 6.9 GW, les ENR hors hydroélectricité 3.6 GW.
- En 2025, les centrales thermiques devront atteindre 25.6 GW, les centrales hydrauliques, 11.6 GW, les ENR hors hydroélectricité 7.0 GW.
- En 2029, les centrales thermiques devront atteindre 30.0 GW, les centrales hydrauliques, 12.3 GW, les ENR hors hydroélectricité 9.6 GW.
- En 2033, les centrales thermiques devront atteindre 45.4 GW, les centrales hydrauliques, 12.8 GW, les ENR hors hydroélectricité 12.1 GW.

Afin de réduire les coûts de l'énergie et de réduire au mieux l'empreinte écologique du secteur de l'électricité, des projets d'énergies solaires additionnels pourraient être développés. Un potentiel économique additionnel de 25 GW a été identifié et pourrait être développé par les pays, ce qui porterait à terme la capacité installée renouvelable intermittente à 37.5 GW.

Sur cette base, du point de vue du mix énergétique, les projets renouvelables intermittents représenteraient 18% de l'énergie produite à l'horizon de l'étude. Le gaz naturel continuera néanmoins à dominer le mix énergétique, avec une part atteignant 60% comme illustré sur la figure ci-dessous. Le gaz naturel remplacera le HFO et le DDO à l'horizon de l'étude. Enfin, on constate que la part de l'hydroélectricité dans le mix énergétique, après avoir augmenté à moyen terme, décroît finalement au terme de l'étude, compte tenu du fait que tous les projets économiquement intéressants auront été mis en œuvre.

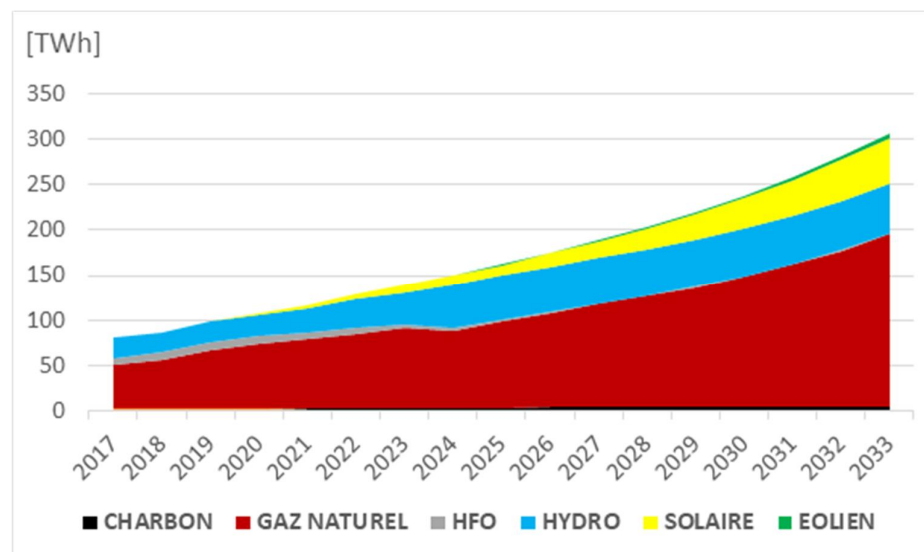


Figure 23: Evolution du mix énergétique (TWh)

Du point de vue des coûts moyens, l'évolution suivante a été observée :

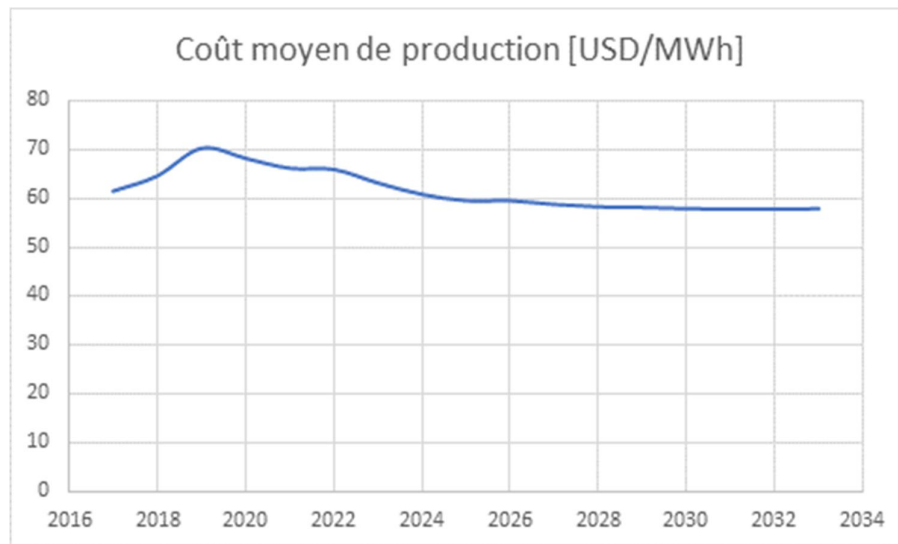


Figure 24: Evolution du coût moyen de l'électricité produite [USD/MWh]

On observe une tendance croissante les 3 premières années, associée à une croissance de la demande devant être alimentée par des fuels lourds. Dès 2020, on note l'effet positif des nouvelles interconnexions. A long-terme, le coût moyen se stabilise en-dessous de 60 USD/MWh. La structure du coût évolue toutefois fortement au cours du temps. Au début de l'horizon de l'étude, les coûts variables (incluant le coût du combustible) représentent plus de 75% des coûts de production, tandis qu'à long-terme, ils ne représentent plus que 55% du coût total de production. Une telle situation permettra de réduire l'exposition à la volatilité du coût des combustibles fossiles mais démontre le besoin en capitaux auquel feront face les pays dans les 20 prochaines années.

6. PROGRAMME D'INVESTISSEMENT PRIORITAIRE

6.1. Projets régionaux prioritaires

Outre les projets décidés, la liste prioritaire des projets de production et de transport régionaux a été recommandée sur base des résultats du plan directeur production-transport 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)

Sur cette base, 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'Energie Electrique 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. La liste des projets prioritaires régionaux est indiquée en annexe et la carte présentant leur localisation approximative se trouve également en annexe.

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) ».

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 électrique. 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.

La stratégie de mise en œuvre pour chacun des projets devra prendre en compte les accords préétablis, les caractéristiques intrinsèques de ces projets, les technologies concernées et le nombre de partenaires (ou états membres) concernés.

Les projets prioritaires de production d'énergie renouvelable solaire et éolienne représentent des opportunités particulièrement intéressantes pour favoriser la participation du secteur privé. Le développement de ce type de projets par le secteur privé pourrait se systématiser à travers d'appels d'offre aux producteurs indépendants privés (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 grands projets de production thermique d'électricité représentent également des opportunités d'attirer des partenaires privés pour prendre en charge leur développement, suivant l'exemple du projet régional de Maria Gléta. Les clefs du succès de cette approche résident dans la sécurisation d'un approvisionnement en combustible, qui peut se voir confier au partenaire privé, et dans l'obtention des engagements d'achat d'électricité par les différents pays concernés, et pour laquelle une coordination régionale est critique.

Lorsque le secteur public doit continuer à participer à la mise en œuvre de projets, tels que des projets d'interconnexion transfrontalière, il est vivement recommandé de rechercher un cadre institutionnel reflétant la mise en œuvre conjointe des projets. Le WAPP a déjà utilisé des variantes de cette stratégie dans certains de ses projets existants, tels que le projet CLSG 225 kV, le projet Northcore 330 kV ainsi que le projet d'interconnexion Ghana-Burkina 225 kV.

6.2. Opportunités d'échange au-delà de l'espace couvert par l'EEEOA

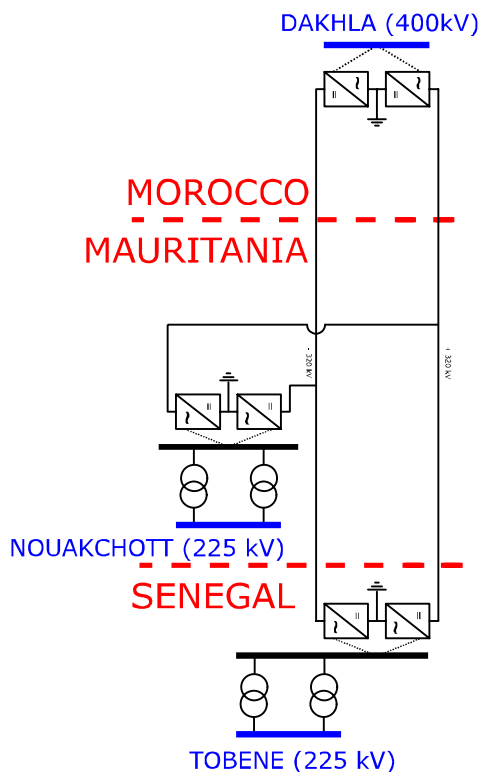
Compte tenu de la mission de l'EEEOA pour l'intégration du système électrique des 14 pays continentaux de la CEDEAO, il est logique que l'EEEOA prenne des mesures au cours de la période couverte par l'étude pour poursuivre la diversification économique de son mix énergétique. Une solution plausible à cet égard consiste à s'interconnecter au-delà de sa zone de couverture actuelle.

6.2.1. Interconnexion avec l'Afrique du Nord

Pour relier le système WAPP au système nord africain et européen via le Maroc, différentes options d'interconnexion ont été analysées et comparées d'un point de vue techno-économique. Sur la base des analyses préliminaires, l'option d'une ligne HVDC–VSC en suivant le trajet Tobène (Sénégal) – Dakhla (Maroc) est recommandée.

L'analyse économique préliminaire va permis de déterminer qu'il existe un intérêt économique pour une interconnexion entre l'EEEOA et l'Afrique du Nord. Le système de l'EEEOA bénéficiera d'une réduction des besoins de capacité installée et des coûts opérationnels grâce aux importations en provenance du Maroc, d'Afrique du Nord et probablement, d'Europe.

Du point de vue technique, et compte tenu des points de connexion faibles, des mesures supplémentaires doivent être prises pour appliquer la technologie HVDC CSC ou AC pour une valeur nominale de 1 GVA. L'option HVDC VSC dans une configuration bipolaire est donc la solution a priori la plus appropriée pour le système, en particulier lorsqu'un support du réseau est requis ou que de futures extensions du système sont prévues.



Version finale

Figure 25: Configuration optimale pour l'interconnexion entre l'Afrique du Nord et l'Afrique de l'Ouest

6.2.2. Interconnexion avec le Pool Energétique d'Afrique Centrale

Du point de vue économique, il existe un intérêt d'interconnecter le réseau de l'EEEOA et celui du Pool Energétique d'Afrique Centrale (PEAC) afin de partager les ressources importantes et peu onéreuses provenant d'Inga et d'autres sites hydroélectriques de la région du PEAC. Aussi, au-delà des économies réalisées en termes de coûts opérationnels, la ligne permet également des économies en termes de coûts d'investissements, étant donné que cette interconnexion permet de remplacer certaines unités thermiques supplémentaires, qui étaient installées dans le cas de référence pour des raisons de fiabilité principalement.

6.2.3. Opportunités de connexion avec Cap Vert

L'interconnexion du Cap Vert avec le réseau de l'EEEOA est techniquement faisable via l'option technique d'un câble HVDC pour relier Praia (Cap Vert) à Dakar (Sénégal) qui sont situés à 650 km à vol d'oiseau l'un de l'autre. Cette interconnexion du Cap Vert avec le réseau de l'EEEOA pourrait bénéficier à la sous-région grâce au partage des ressources solaires et éoliennes de l'archipel, d'une part et à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement du Cap Vert d'autre part. Toutefois, étant donné le niveau de la demande actuel sur l'archipel (inférieur à 100 MW) et au regard des échanges qui pourraient intervenir sur cet axe, la mise en œuvre des câbles HVDC s'avère prohibitif. Avant l'interconnexion avec le continent et comme préalable, il est essentiel pour le Cap Vert de développer un réseau interconnecté inter-îles qui permettrait d'améliorer la sécurité d'approvisionnement sur le territoire, de mieux exploiter les nombreux projets renouvelables du pays et de réduire les coûts.

6.3. Plan d'actions prioritaire 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 :

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).

En particulier, les études dynamiques réalisées pour les années 2022 et 2025 considèrent 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.

A ce titre, 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 et à l'obtention de source de financement pour ces projets.

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 œuvre les projets y relatifs dont la rentabilité aura été démontrée.

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.

Support à l'exploitation optimale du réseau interconnecté

Afin d'assurer l'exploitation saine et optimale du réseau interconnecté et ainsi réussir la synchronisation des réseaux électriques des 14 pays continentaux de la CEDEAO, quatre grandes actions devront 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 EEEOA pour améliorer l'amortissement d'un mode interzonal critique	500kUSD ³
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) et un à Salkadamna (NR)	30 MUSD
Opérationnaliser le Centre d'Information et de Coordination de l'EEEOA	

En outre, il est vivement recommandé que le projet d'interconnexion 330 kV Ghana - Burkina - Mali (environ 234 millions de dollars) ainsi que le deuxième circuit du projet CLSG (environ 131 millions de dollars) soient mis en œuvre dès que possible, dans la mesure où ils contribueront au fonctionnement sain du système interconnecté.

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 :

³ Source : synchronisation study

Thème	Principales actions prioritaires à mettre en œuvre au niveau des sociétés d'électricité
Gouvernance	Recours adapté aux 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
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
Efficiences 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 Instauration de compteurs à prépaiement et décentralisation des activités de facturation et de recouvrement
Développement des compétences	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

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 :

Version finale

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

Version finale

ANNEXE

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 Nigéria	215	280	2019
	*OKPAI a Centrale Thermique u Nigéria	450	585	2020
	*SALKADAMNA Centrale Thermiqueau 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	

Version finale

	Nom du projet	Capacité Installée [MW]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
Moyen-terme	*Amaria Centrale Hydroélectrique en Guinée	300	600	2023
	*Bumbuna II Centrale Hydroélectrique en Sierra Leone	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

Version finale

	Nom du projet	Capacité Installée [MW]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
	Aboadze Centrale Thermique CC au Ghana	450	585	2029 recommandé
	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
Moyen-Terme	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	
	*Ligne Manantali (Mali)-Boureya (Guinée)-Koukoutamba(Guinée)-Linsan (Guinée) (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	462	166	2024
Moyen-Terme	*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-Bamalo	225	290	105	2025 recommandé
	TOTAL MOYEN-TERME		4234 km	1892 MUSD	
Long-Terme	Corridor Ouest (Sénégal-Gambie-Guinée Bissau-Guinée-Mali) pour rejoindre Ghana-Burkina-Mali	330	1600	912	2033 recommandé
	Lien Bobo (Burkina Faso)-Ferke (Côte d'Ivoire) pour relier le Corridor Ouest à la Médiane	330	213	126	2033 recommandé
	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 des énergies renouvelables 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

Carte du réseau de transport



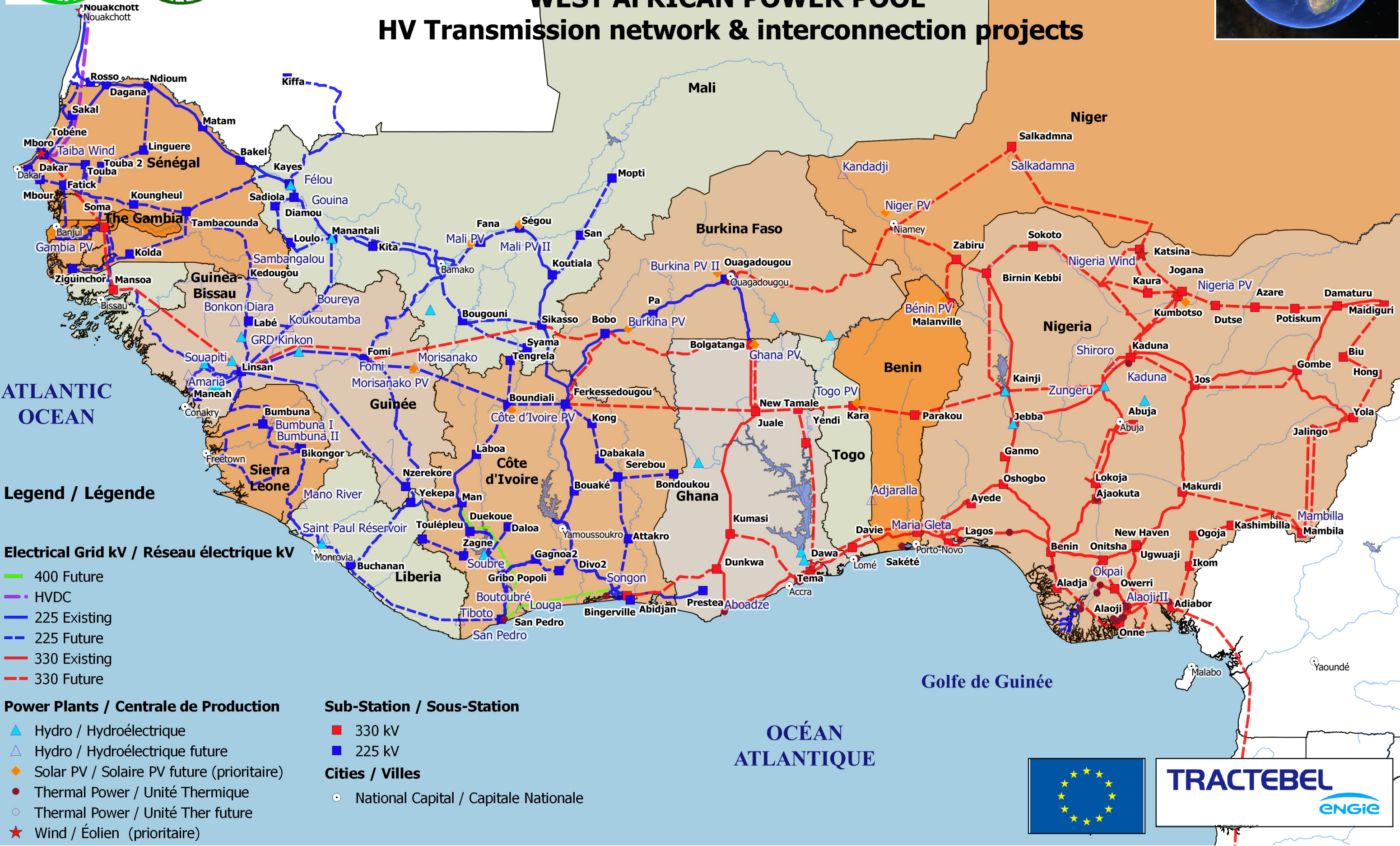
SYSTÈME D'ÉCHANGES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE OUEST AFRICAIN

Réseaux électriques HT & projets d'interconnexion



WEST AFRICAN POWER POOL

HV Transmission network & interconnection projects



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