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

Rapport Final

Tome 0 : Synthèse

Décembre 2018

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/0626064/005/03**
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 0: Synthèse

Comments:

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
03	2019 01 17	FIN	*L. Bouzat *L. Charlier	*J. Dubois	*J. Dubois	
02	2018 12 12	FIN	*L. Bouzat	*J. Dubois	*J. Dubois	
00	2018 09 05	FIN	*L. Bouzat	*J. Dubois	*J. Dubois	

*This document is fully completely signed on 2019.01.17

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

INTRODUCTION

La Communauté des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) a pour vision collective de développer le Système d'Echanges d'Energie Electrique de l'Afrique de l'Ouest (EEEOA) comme un mécanisme de mutualisation de la coopération pour intégrer l'exploitation des systèmes électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité qui assurerait à leurs citoyens un approvisionnement en électricité stable et fiable à des coûts abordables à moyen et long termes.

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. Néanmoins, compte tenu de, parmi d'autres, l'évolution du paysage énergétique de l'Afrique de l'Ouest au cours des cinq dernières années et la volonté renouvelée de la sous-région de mieux intégrer les ressources en énergies renouvelables intermittentes dans le mix énergétique dans le cadre, notamment, d'initiatives telles que le corridor d'énergie propre en Afrique de l'Ouest, compte tenu également de la mise en service à court-terme du Centre d'Information et de Coordination (CIC) de l'EEEOA, ainsi que l'opérationnalisation du marché régional de l'électricité dans la région de la CEDEAO, une mise à jour du Plan directeur 2012 s'est avérée nécessaire.

Dans ce contexte, la présente étude vise à présenter le nouveau **Plan Directeur de la CEDEAO pour le développement des Moyens Régionaux de Production et de Transport d'Energie Electrique 2019-2033**, qui fournit une base rationnelle pour la prise de décision et la mise en œuvre de projets dans le secteur de l'énergie.

Il est important de souligner l'excellence de la collaboration et de l'assistance fournies par la direction énergie de la Commission de la CEDEAO, le Secrétariat General de l'EEEOA, l'UEMOA, les sociétés membres de l'EEEOA, les ministères en charge de l'énergie de la CEDEAO, les organismes sous-régionaux ainsi que des organismes internationaux tels que l'IRENA. Les échanges et le processus de collecte d'information ont par ailleurs été grandement facilités par la participation active et efficace du Secrétariat Général de l'EEEOA.

Version finale

ENJEUX ET DEFIS POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE OUEST-AFRICAIN

Le secteur énergétique ouest-africain est actuellement en pleine mutation, engendrant de multiples défis pour la planification et l'exploitation du système et autant d'opportunités pour une transition énergétique en Afrique de l'Ouest :

Une demande électrique en forte expansion

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. Afin de répondre à cette demande, la sous-région pourra compter sur les ressources abondantes disponibles localement :

- Potentiel solaire inestimable, en particulier dans les zones les plus septentrionales (Mali, Burkina Faso, Niger) ;
- Ressources hydroélectriques non encore exploitées en Guinée, Côte d'Ivoire, Nigéria, Sierra Leone et Libéria notamment (potentiel estimé à 11 GW)
- Ressources gazières prouvées au Nigéria, en Côte d'Ivoire, au Ghana et au Sénégal

La mise en œuvre du Plan Directeur de la CEDEAO pour le développement des Moyens Régionaux de Production et de Transport d'Energie Electrique 2019-2033 devra permettre de satisfaire l'ensemble de la demande de la sous-région en exploitant de manière optimale les ressources dont disposent les états-membres.

Un réseau interconnecté encore jeune

Alors que la plupart des réseaux électriques des 14 pays continentaux[1] 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 dans les 2 ans à venir de la ligne CLSG et de la boucle OMVG permettra d'aboutir à l'interconnexion des 14 pays continentaux 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. Le fonctionnement stable de l'ensemble du système interconnecté reste un enjeu 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.

Version finale

[1] *La CEDEAO est composées 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.*

Un besoin d'opérationnaliser le marché 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 production (notamment renouvelables mais aussi hydroélectriques et thermiques) seront disponibles pour y participer.

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.

La présence de facteurs critiques affectant les performances des sociétés d'électricité

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. Ces facteurs ont été regroupés en six thèmes principaux relatifs à la gouvernance, la planification, le développement des grands projets, l'efficience opérationnelle, la santé financière, l'efficience commerciale et le développement des compétences. L'étude des actions d'amélioration de la performance mises en œuvre par certaines sociétés d'électricité de la région ainsi que l'analyse des mesures envisagées dans d'autres régions du monde faisant face à des problématiques similaires ont permis de proposer une série d'actions pour traiter les facteurs critiques identifiés.

Ces plans d'actions doivent être portés au niveau des sociétés d'électricité elles-mêmes comme, par exemple, le renforcement, la planification et l'extension des réseaux nationaux de transport et distribution ou la mise en œuvre de compteurs prépayés pour améliorer les performances de recouvrement. Des améliorations sont néanmoins à chercher au niveau de l'organisation du secteur, telle la nécessité de renforcer le régulateur et ses prérogatives sur la tarification de l'électricité.

Enfin, l'EEEOA et les institutions/agences spécialisées de la CEDEAO peuvent mener certaines activités facilitant la mise en œuvre d'actions correctives transverses, incluant des activités de partage des connaissances et des retours d'expérience, de coordination entre les développements nationaux et les ambitions régionales, de développement de cadres et documents de référence, de promotion des projets régionaux et des démarches de renforcement et de transfert des compétences.

Version finale

PLAN DIRECTEUR RÉGIONAL

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** en Afrique de l'Ouest compte tenu des contraintes économiques, environnementales et techniques ;
- **Le développement des infrastructures** (transport et production) nécessaires à l'établissement d'un marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest ;
- 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 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.

Enjeux à court-terme (2019 – 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.

Du point de vue de la production, l'enjeu majeur à court-terme consiste à respecter le calendrier pour la mise en œuvre des projets décidés.

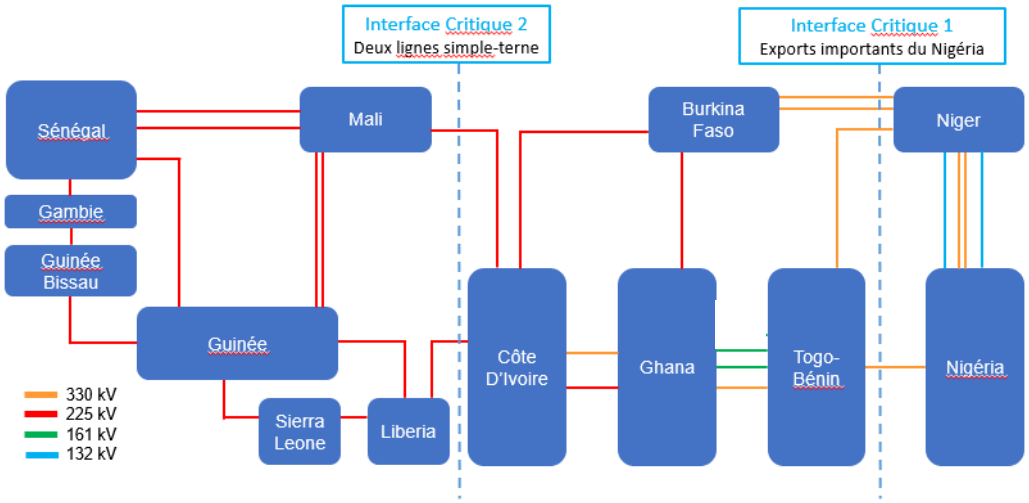
Afin d'y parvenir, le développement de projets solaires dans l'ensemble des pays de la sous-région devra être soutenu par un cadre règlementaire des mesures financières appropriés. En outre, l'EEEOA analyse, dans une étude dédiée le rôle que les batteries de stockage pourraient jouer pour supporter le développement des énergies renouvelables

En outre, l'électricité d'origine thermique restera majoritaire ces cinq prochaines années. Par conséquent, la disponibilité du gaz naturel jouera un rôle crucial pour garantir la viabilité du plan directeur présenté dans ce rapport. La fiabilisation de l'approvisionnement en gaz notamment par la diversification des ressources est dès lors l'un des enjeux majeurs pour la sous-région.

Du point de vue du transport, au-delà de l'enjeu du respect du calendrier d'exécution, 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.

Version finale



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 apparait ainsi comme prioritaire.
- Pour la seconde interface critique, le développement de la ligne CLSG en double-terne 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,…).

Version finale

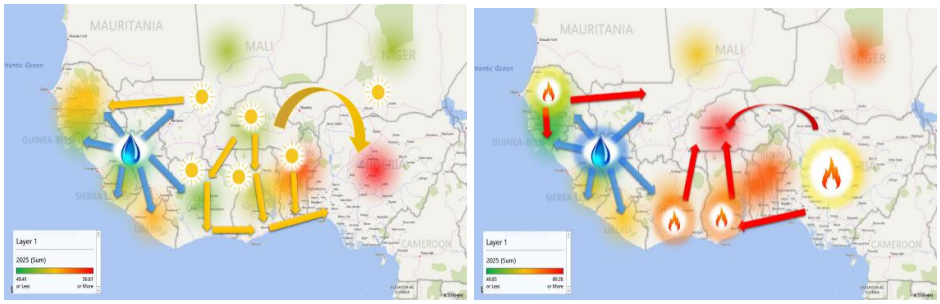
Enjeux à moyen-terme (2023 – 2029)

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

Cette période verra s'agrandir de manière significative la part du renouvelable dans le mix énergétique de la région.

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.

Les investissements massifs dans les énergies renouvelables sur le moyen terme tirent les coûts marginaux de l'ensemble de la région vers le bas. Néanmoins, le potentiel solaire étant localisé majoritairement dans le Nord du pays, l'utilisation optimale des ressources régionales nécessite le développement des interconnexions et de capacité de stockage adaptées afin que chaque pays puisse bénéficier toute la journée des ressources disponibles les moins chères.



Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 12h (gauche) et 21h (droite) en 2025

L'un des enjeux de l'horizon moyen-terme est donc de développer un réseau interconnecté fort permettant d'assurer la synergie entre les ressources hydroélectriques, gazières et solaires.

Ainsi, outre le dédoublement de l'axe CLSG et la mise en service de l'interconnexion Ghana-Burkina-Mali, déjà indispensables à court-terme pour assurer la sécurité du système, les principaux renforcements nécessaires sont :

- Le renforcement des capacités d'échange du Nigéria par la construction de la Dorsale Médiane 330kV entre le Nigéria, le Bénin, le Togo, le Ghana et la Côte d'Ivoire ;
- Le développement de la seconde ligne d'interconnexion Guinée-Mali et de la nouvelle ligne 225kV entre la Guinée (Fomi) et la Côte d'Ivoire (Boundiali)
- L'interconnexion Libéria-Côte d'Ivoire (Buchanan – San Pedro) qui doit coïncider avec la mise en service du site hydroélectrique de Tiboto.

Version finale

Enjeux 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.

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.

Néanmoins, 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,

Au niveau transport, plusieurs grands projets d'interconnexion sont recommandés à cet horizon. Ces nouvelles interconnexions devront permettre d'accroitre les capacités d'échange entre les pays mais également participer à la fiabilité du système en permettant un soutien mutuel entre les zones. Ces projets d'interconnexion incluent également des interconnexions entre l'EEEOA et d'autres régions situées au-delà de ses frontières actuelles.

Version finale

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT PRIORITAIRE

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.

Version finale

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 naitre 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 électricité. Il aura également plus d'expérience et d'incitations pour que les contrats EPC soient souscrits et mis en œuvre de façon efficace, en maximisant l'intérêt du projet. Tout ceci conduit à l'obtention du meilleur prix pour les projets, ainsi que leur mise en service selon les calendriers prévus. De plus, la participation privée, avec l'expérience, l'organisation et la discipline financière qui l'accompagnent, permet généralement d'assurer de façon adéquate l'exploitation et la maintenance des projets et donc de garantir leur durabilité.

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.

Version finale

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.

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, quant à elle, a 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.

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.

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.

Version finale

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 considéraient un taux d'intégration instantané à la pointe solaire de respectivement 17% en 2022 et 28% en 2025. Pour ce taux, les études ont démontré la faisabilité technique de l'intégration des énérgies 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 identifé. 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.

Version finale

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[2]
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.

Version finale

[2] Source : synchronisation study

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

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

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

Thème	Principales actions prioritaires à mettre en œuvre au niveau des sociétés d'électricité
Gouvernance	Recours adapté au contrats plan, aux contrats de performance et aux contrats de gestion en tirant profit des retours d'expérience des sociétés l'ayant expérimenté.
Planification	Mise en cohérence des plans directeurs nationaux avec les ambitions portées par le plan directeur régional
	Extension, densification et renforcement des réseaux nationaux et des interconnections 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
Efficience commerciale	Facilitation des échanges entre pays par la standardisation des clauses contractuelles d'import / export d'électricité, avec le support de l'ARREC
	Mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel
	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 impliquées 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.

Version finale

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

Plan d'action pour la mise en œuvre diligente des projets
La généralisation du déploiement de cadres institutionnels reflétant l'organisation des projets régionaux tel que la création de société ad hoc (e.g. Transco CLSG) ou d'Unité Commune de Gestion de Projet (e.g. « Northcore », boucle OMVG).
L'identification de nouvelles sources de financement pour la mise en œuvre des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux auprès des institutions de financement du développement et, dans la mesure du possible, à travers un préfinancement par le secteur privé.
Le renforcement de la capacité de l'EEEOA pour assurer une coordination entre les planifications nationales et les ambitions du plan directeur régional, notamment à travers le développement d'un logiciel de planification de référence pour la région.
L'intensification de l'implication du secteur privé dans le développement des grands projets prioritaires d'énergie renouvelable. Cette approche peut inclure des appels d'offre aux producteurs indépendant privée (IPP) de type « plug-and-play » pour les grands projets d'énergie renouvelable (solaire et éolien).
Le renforcement de l'EEEOA pour étendre la coordination et l'échange d'information au-delà des sociétés du secteur et des partenaires techniques et financiers pour inclure l'ensemble des acteurs influents du secteurs, tels que les Régulateurs nationaux, les usines et industries, les entités gouvernementales de haut-niveau impliquées dans le secteur électrique et les autres institutions de financement (banques d'import-export nationales, fonds d'investissements, etc.)
La préconisation d'une amélioration de la coordination sectorielle des institutions de financement du développement (IFD)**,** notamment concernant l'harmonisation des règles de passation des marchés pour les projets régionaux, l'harmonisation des conditions de décaissement entre IFD impliquées sur un même projet et la coordination avec les banques d'export actives dans les pays concernés par les projets.
Le renforcement des financements pour les activités de préparation de projet, incluant une mise en œuvre diligente du FODETE dans ce cadre.
L'octroi de terres ayant le statut de zones franches aux emplacements cibles appropriés par les pays désignés pour accueillir les parcs régionaux d'énergie solaire et éolienne
La diversification des sources de financement de la mise en œuvre des projets prioritaires, y compris le recours au Fonds Vert pour le Climat et une plus grande participation du secteur privé
La mise en place de partenariats stratégiques fructueux en harmonie avec les priorités de la région et susceptibles de faciliter la mise en œuvre du Plan Directeur

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 Nigeria	215	280	2019
	*OKPAI a Centrale Thermique u Nigeria	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 (1er 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 Léone	143	358	2023
	*Louga 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		8669 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 ére phase: Réservoir Via 2de phase : Nouveau projet 360 MW à 584MW	511 (pour la 1ére phase)	1 ére phase: 2025 Recommendé 2de phase : 2030
TOTAL LONG-TERME		1883 MW	1919 MUSD	
GRAND TOTAL		**15492 MW**	**25912 MUSD**	

** Projets décidés*

Version finale

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 Léone-Guinée)	225	1303	517	2020
	*Boucle OMVG (Sénégal-Gambie-Guinée Bissau-Guinée)	225	1677	722	2020
	*Ligne Manantali-Bamako au Mali (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	317	85	2021
	*Inteconnexion Guinée - Mali	225	1074	436	2021
	*Projet Corridor Nord (Interconnexion Nigéria-Niger-Bénin/Togo-Burkina)	330	832	541	2022
	*Ligne Kayes (Mali)-Kiffa (Mauritanie) (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	420	184	2022
	Second Terne de l'interconnexion CLSG à mettre en service en même temps que le premier terne	225	1303	131	2020
	Ligne Bolgatanga (Ghana) - Bobo (Burkina Faso) - Sikasso (Mali)	330	555	341	2022 recommandé
TOTAL COURT-TERME			8419 km	3288 MUSD	
Moyen-Terme	*Ligne Manantali (Mali)-Boureya (Guinée)-Koukoutamba(Guinée)-Linsan (Guinée) (Composante du projet Manantali II de l'OMVS)	225	462	166	2024
	*Ligne Buchanan (Libéria) - San Pedro (Côte d'Ivoire)	225	599	129	2028
	*Renforcement Interconnexion Côte d'Ivoire-Ghana	330	387	156	2029
	*Ligne Boundiali (Côte d'Ivoire) - Tengrela(Côte d'Ivoire)- Syama(Mali) - Bougouni (Mali)	225	330	96	2029

Version finale

	Ligne	Niveau Tension [kV]	Longueur [km]	Coût estimé [MUSD]	Date de mise en service
	Ligne Fomi (Guinée)- Boundiali (Côte d'Ivoire)	225	380	96	2025 recommandé
	Dorsale Médiane (Nigéria-Bénin-Togo-Ghana-Côte d'Ivoire)	330	1350	813	2025 recommandé
	Renforcement de la dorsale côtière 1ère Phase Nigeria - Bénin 2ème Phase Bénin - Togo - Ghana	330	400	281	1ère Phase: 2025 recommandé 2ème Phase: 2028 recommandé
	Ligne Labé - Koukoutamba en Guinée	225	115	50	2024 recommandé
	Connexion Segou-Bamako	225	290	105	2025 recommandé
TOTAL MOYEN-TERME			4234 km	1892 MUSD	
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*

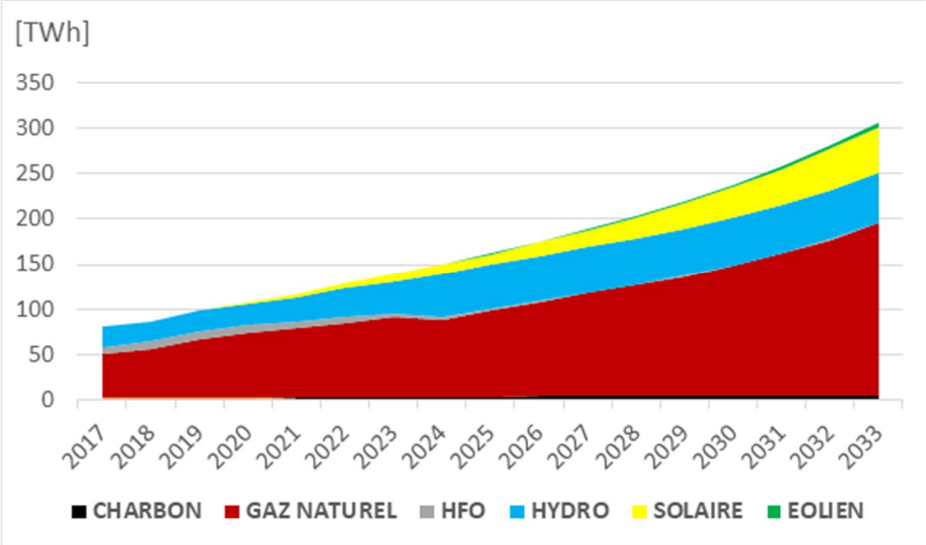
Version finale

Actions transverses

Actions transverses	Soutien au développement de projets d'énergies renouvelables intermittentes au niveau national dans les États membres de la CEDEAO
	Suivi du développement de projets mis en oeuvre par d'autres entités sous-régionales (OMVG, OMVS, ABN, CEB, MRU)
	Poursuite des opportunités liées au déploiement d'énergies renouvelables, notamment l'hybridation des centrales hydroélectriques et thermiques, les technologies photovoltaïques flottantes, le déploiement des technologies de stockage (y compris les batteries), et la mise en œuvre des projets y relatifs dont la rentabilité aura été démontrée
	Déploiement des mesures supplémentaires visant à renforcer le synchronisme du système interconnecté de l'EEEOA
	Support aux sociétés membres de l'EEEOA dans l'élaboration et la mise en œuvre des plans d'action visant à améliorer leur efficacité et leur performance
	Élaboration d'une approche régionale pour relever certains des défis rencontrés par les sociétés membres de l'EEEOA
	Poursuite du renforcement des capacités dans les sociétés membres de l'EEEOA et accélération du développement du Centre d'Excellence de l'EEEOA

Version finale

Evolution du Mix Energétique Optimal



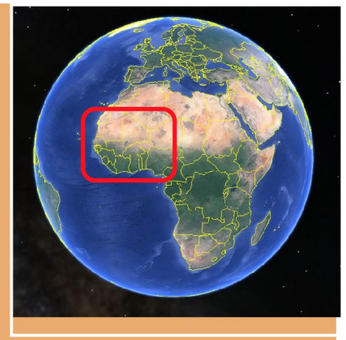
Evolution du mix énergétique (TWh)

Carte du réseau de transport

Version finale

SYSTÈME D'ÉCHANGES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE OUEST AFRICAIN
Réseaux électriques HT & projets d'interconnexion

WEST AFRICAN POWER POOL
HV Transmission network & interconnection projects



Nouakchott
Nouakchott
Rosso
Dagana
Kiffa
Sakal
Matam
Tobéne
Mboro
Taiba Wind
Bakel
Dakar
Dakar
Touba
Sénégal
Kayes
Diamou
Fatick
Mbour
Koungheul
Soma
Sadiola
Gouina
The Gambia
Tambacounda
Banjul
Gambia PV
Loulo
Manantali
Kita
Mali PV II
Mali PV
Ségou
San
Mopti
Mali
Ziguinchor
Kolda
Sambangalou
Kedougou
Bamako
Koutiala
Mansoa
Guinea-Bissau
Bissau
Bonkon
Diara
Boureya
Labé
Koukoutamba
Bougouni
Sikasso
GRD Kinkon
Syama
Tengrela
Souapiti
Fomi
Morisanako
Fomi
Morisanako PV
Linsan
Amaria
Maneah
Boundiali
Ferkessedougou
Guinée
Conakry
Bumbuna
Bumbuna I
Bumbuna II
Côte d'Ivoire PV
Kong
Bikongor
Freetown
Sierra Leone
Laboa
Côte d'Ivoire
Dabakala
Nzerekore
Yekepa
Bouaké
Serebou
Bondoukou
Mano River
Man
Ghana
Saint Paul Réservoir
Toulépleu
Duekoue
Kumasi
Yamoussoukro
Attakro
Monrovia
Zagne
Soubre
Gagnoa2
Buchanan
Gribo Popoli
Divo2
Dunkwa
Liberia
Gribo Popoli
Songon
Boutoubré
Bingerville
Abidjan
Prestea
Louga
Tiboto
San Pedro
San Pedro
Aboadze
Accra
Tema
Niger
Salkadmna
Salkadamna
Kandadji
Niger PV
Niamey
Burkina Faso
Burkina PV II
Ouagadougou
Ouagadougou
Pa
Burkina PV
Bobo
Ghana PV
Bolgatanga
Sokoto
Nigeria Wind
Katsina
Jogana
Kaura
Nigeria PV
Azare
Damaturu
Kumbotso
Dutse
Potiskum
Maiduguri
Birnin Kebbi
Bénin PV
Malanville
Nigeria
Benin
Kaduna
Kaduna
Biu
Gombe
Hong
Kainji
Zungeru
Jos
Kara
New Tamale
Yendi
Togo PV
Parakou
Juale
Jebba
Abuja
Abuja
Yola
Jalingo
Togo
Ganmo
Oshogbo
Lokoja
Ajaokuta
Makurdi
Ayede
Adjaralla
Lagos
Mambilla
Mambila
Davie
Maria Gleta
Kashimbilla
Ogoja
New Haven
Benin
Onitsha
Ugwuaji
Porto-Novo
Dawa
Lomé
Sakété
Ikom
Okpai
Aladja
Owerri
Alaoji II
Alaoji
Adiabor
Onne
Malabo
Yaoundé
ATLANTIC OCEAN
Golfe de Guinée
OCÉAN ATLANTIQUE

Legend / Légende

Electrical Grid kV / Réseau électrique kV

- 400 Future
- HVDC
- 225 Existing 1C
- 225 Existing 2C
- 225 Future 1C
- 225 Future 2C
- 330 Existing 1C
- 330 Existing 2C
- 330 Future 2C
- 330 Future 1C

Power Plants / Centrale de Production

- Hydro / Hydroélectrique
- Hydro / Hydroélectrique future
- Solar PV / Solaire PV future (prioritaire)
- Thermal Power / Unité Thermique
- Thermal Power / Unité Ther future
- Wind / Éolien (prioritaire)

Sub-Station / Sous-Station

- 330 kV
- 225 kV

Cities / Villes

- National Capital / Capitale Nationale

The information on this plan are provided for information purposes only and does not constitute recognition of international boundaries or regions. Tractebel Engie assumes no responsibility regarding the accuracy of the map and use the information they contain.
Les informations reprise sur ce plan sont données à titre d'information seulement et en constituent pas une reconnaissance de frontières internationales ou de régions. Tractebel Engie décline toute responsabilité en ce qui concerne l'exactitude des cartes et l'utilisation des informations qu'elles contiennent.

TRACTEBEL
ENGIE