

Rev.

**Date** 









Nom	du projet	moin	Développement d'un plan d'investissement à moindre coût et de cadres réglementaires pour le déploiement des BESS en Afrique de l'Ouest (réseau WAPP)				
Nom	du contrat	res	Promotion d'un marché de l'électricité respectueux du climat dans l'espace CEDEAO (PROCÉDURE II)				
N° de	contrat	812844	72/21.2053.3-001.00				
Titre	du document	Plar	d'investissement	à Moindre Coût	de BESS		
Document Type			Rapport Final				
Document ID		6279-BI	ESS-RP-006				
R4	24/06/2024	FINALE	Daniel D'Hoop Isaac Gonzalez Nicolas Leroy	Guy Bombo	WAPP SPEC		

Nicolas Leroy

Préparé

Vérifié

**Version** 

**Approuvé** 











## TABLE DES MATIÈRES

Table des Matières	2
Liste des Tableaux	2
Liste des figures	5
Liste des abréviations	8
RÉSUMÉ EXECUTIF	12
1. INTRODUCTION	18
1.1 Portée de l'étude	18
1.2 Système électrique régional interconnecté et marché de l'électricité de la CEDEAC	)20
1.3 Documents relatifs au plan d'investissement BESS	23
2. SYSTÈMES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE PAR BATTERIE	24
2.1. Technologies de batterie	24
2.2. Applications du BESS	31
3. COLLECTE DE DONNÉES (PRINCIPALES CONSTATATIONS ET ENJEUX)	35
4. MODÈLES DE RÉSEAU 2025 ET 2030	37
5. LES CALCULS DES TTC - NTC 2025 ET 2030	38
5.1. Introduction	38
5.2. Estimations de la capacité totale de transfert (TTC)	39
5.3. Équilibrage de la charge dans les scénarios de référence 2025	41
5.4. Transferts observés dans le scénario de référence de 2025	42
5.5. Capacité totale de transfert (TTC)	43
5.6. Estimations de la marge de fiabilité du transport (TRM)	46
5.7. Résultats de la formule NTC = TTC - TRM	48
6. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES	52
7. SIMULATIONS ET ANALYSES TECHNICO-ÉCONOMIQUES	53
7.1. Application de contrôle de fréquence	53
7.2. Application de contrôle de tension	61
7.3. Application de décalage temporel de l'énergie	63
7.4. Application de réduction de la congestion du réseau de transport	87
7.5. Application de démarrage « Black Start »	105
7.6. Applications combinées	106
7.7. Autres résultats	109
8. PLAN DE MISE EN ŒUVRE BESS pour 2025 et 2030	132
8.1. Résumé des tailles BESS recommandées à l'horizon 2025 et 2030	132











8.2. Coû	it estimatif du projet	133
9. CONC	LUSIONS	134
9.1. App	lication 1 : Contrôle de fréquence	134
9.2. App	lication 2 : Contrôle de la tension	134
9.3. App	lication 3 : Décalage de l'énergie (arbitrage)	134
9.4. App	lication 4 : Réduction de la congestion du réseau de transport	135
9.5. App	lication 5 : Démarrage «black start»	137
9.6. Autı	res résultats :	137
10. RECO	MMANDATIONS	140
10.1.	Études de pré-investissement proposées BESS à l'horizon 2025 et 2030.	140
10.2.	Investissement dans la production d'électricité pour soutenir le déploieme	ent du
	BESS	140
11. ANNE	XES	142
11.1.	Annexe 1 – 2025 Diagrammes unifilaires	142
11.2.	Annexe 2 – 2030 Diagrammes unifilaires	152











### **LISTE DES TABLEAUX**

Table 1:Résumé des objectifs du projet BESS	12
Table 2: Capacités prévues des centrales photovoltaïques en MW	37
Table 3: Installations BESS prévues avant cette étude.	38
Table 4: Génération, charge et pertes des modèles WAPP (2025 cas en soirée et en milieu de jour	rnée)41
Table 5:Transferts transfrontaliers observés dans les scénarios de référence (2025)	42
Table 6:TRM proposé à chaque interface, en MW, sur la base de l'afflux d'énergie provenar	nt de la
commande de fréquence primaire des pays « derrière » l'interface	46
Table 7: Capacités de transfert nettes pour 2025 Scénario du soir en MW (les capacités ne sont d	que des
valeurs positives)	48
Table 8: Capacités de transfert nettes pour 2025 Scénario de midi en MW (les capacités ne sont o	que des
valeurs positives)	49
Table 9: Capacités de transfert nettes pour 2030 Scénario du soir en MW (les capacités ne sont o	que des
valeurs positives)	50
Table 10:Capacités de transfert nettes pour 2025 MW à la mi-journée (les capacités ne sont d	que des
valeurs positives)	51
Table 11:Réserves primaires minimales obligatoires par pays	53
Table 12: Comparaison des coûts BESS vs turbine à gaz investie en 2025 – Contrôle de fréquenc	e59
Table 13:Comparaison des coûts BESS vs turbine à gaz investie en 2030 – Contrôle de fréquence	€60
Table 14 :Coûts typiques pour les BESS d'une capacité de 2 heures, pour les condensateurs et լ	pour les
réactances	62
Table 15 : Coûts du carburant par pays	64
Table 16: Croissance de la demande par pays	66
Table 17: BESS Investments 2025 - Application Energy	69
Table 18:BESS Financial Model GM 2025 - Virage énergétique	72
Table 19:BESS Investments 2030 - Application de transition énergétique	75
Table 20: BESS Financial Model BF 2030 - Virage énergétique	76
Table 21: BESS Financial Model GM 2030 - Energy Shift	77
Table 22:Modèle financier BESS ML 2030 - Virage énergétique	78
Table 23: Scénarios d'investissement BESS – % de diminution par rapport à la valeur de 2023	82
Table 24: Coûts des conducteurs	88
Table 25:: Estimation des coûts des renforcements pour 2025	89
Table 26:Surcharges avant renforcements	90
Table 27:Sélection des deux armatures les plus susceptibles d'être postonnables ou remplaçable	oles par
BESS	91
Table 28: Coûts des renforcements pour 2030	94
Table 29: Surcharges de lignes pour 2030	96











Table 30: Résultats de l'allègement de la congestion pour 2030	98
Table 31 : Récapitulatif des tailles de batterie recommandées 2025	132
Table 32:Table 9 2 Récapitulatif des tailles de batterie recommandées 2025	133
LISTE DES FIGURES	
Figure 1 : Baisse du coût des batteries lithium-ion (source BloombergNEF)	25
Figure 2 : Comparaison des caractéristiques des différentes chimies de batteries lithium-i	on (source:
https://www.hoferpowertrain.com/articles/the-future-of-battery-solutions-in-the-e-mobility)	26
Figure 3 : Vue 3D d'un système de stockage à base de batteries lithium-ion (source :	https://yes-
eu.com/energy-storage-systems/)	27
Figure 5:Capacité installée dans la zone continentale de la CEDEAO par technologie	64
Figure 6:Evolution de la demande d'énergie par pays.	67
Figure 7:Profils photovoltaïques par pays	68
Figure 8:Prix moyens annuels de l'électricité par pays avec investissements BESS en 2025	69
Figure 9:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison d'ici 2025 - BESS 2025	70
Figure 10:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison d'ici 2030 - BESS 2025	70
Figure 11:Prix moyens annuels de l'électricité par pays avec BESS en 2030	73
Figure 12:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison - BESS 2025	74
Figure 13:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison - BESS 2030	74
Figure 14:Sensibilité à la VAN - FNPV vs Taux d'actualisation – 2025	81
Figure 15:Sensibilité à la VAN - VNI vs Taux d'actualisation - 2030	81
Figure 16: Sensibilité à la VAN - FNPV vs CAPEX - 2025	83
Figure 17:Sensibilité à la VAN - FNPV vs CAPEX - 2030	83
Figure 18:Sensibilité à la VAN - FNPV vs Prix du carburant – 2025	85
Figure 19:Sensibilité à la VAN - FNPV vs Prix du carburant - 2030	85
Figure 20 : Principe de décongestion de la batterie	87
Figure 21 : Représentation des lignes en fonction du coût et de la surcharge pour 2025	91
Figure 22 : YEKEPA 2 avant et après renforcement	92
Figure 23 : DUTSE 1 avant et après renforcement	92
Figure 24 : YEKEPA 2 après réglage de la batterie	93
Figure 25 : DUTSE 1 après le réglage de la batterie	93
Figure 26 : Représentation des lignes en fonction du coût et de la surcharge à l'horizon 2030	97
Figure 27: Comportement de la Fréquence après déclenchement de CIPREL5 390 MW (At	inkou, Côte
d'Ivoire), longue liste de centrales réglantes	112
Figure 28: Comportement de la Tension après déclenchement de CIPREL5 390 MW (Ati	nkou, Côte
d'Ivoire), longue liste de centrales réglantes	113
Figure 29 : Comportement en fréquence après déclenchement de CIPREL5 390 MW, liste re	estreinte de
centrales réglantes	114











Figure 30: Comportement des tensions après déclenchement de CIPREL5 de 390 MW, I	iste restreinte de
centrales réglantes	115
Figure 31:le renforcement de réseau requis serait coûteux, la surcharge est limitée (d'où u	n BESS de faible
dimensionnement, faible coût),	136











Elaboration d'un plan d'investissement à moindre coût et de cadres réglementaires pour le déploiement des BESS en Afrique de l'Ouest (réseau WAPP)

Rapport du plan d'investissement à moindre coût pour le module de travail 1 (Élaborer un plan d'investissement à moindre coût pour le déploiement du BESS afin de soutenir la mise en œuvre du plan directeur de la CEDEAO pour les infrastructures régionales de transport et de production d'électricité)











# LISTE DES ABRÉVIATIONS

Abréviation	Définition
A	Ampère
CA	Courant alternatif
BAD	Banque africaine de développement
Av Cap	Capacité disponible en MW (puissance disponible)
RTA	Régulateur de tension automatique
BAU	Business As Usual
BESS	Système de Stockage d'Energie par Batterie (SSEB)
SGB	Système de gestion de la batterie
SEAC	Stockage d'énergie par air comprimé
COMMI	Mise en service
DECOM	Déclassement
IFD	Institutions de financement du développement
ECREEE	Centre de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEREEC)
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
EFR	Enhanced Frequency Response (réponse en fréquence améliorée)
SGE	Système de gestion de l'énergie
ARREC	Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO (ERERA)
EIES	étude d'impact environnemental et social
SSE	Système de stockage d'énergie
VE	Véhicule électrique
SEVI	Stockage d'énergie par volant d'inertie
ESIS	Égalité des sexes et inclusion sociale











GIZ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

HFO Heavy Fuel Oil (mazout lourd)

IPP Independent Power Producer (producteur d'électricité indépendant)

kV kiloVolt

kVA kiloVoltAmpère

KW kiloWatt

KWh kiloWattheure

PA Plomb-acide

LCIP Least Cost Investment Plan (plan d'investissement à moindre coût)

CNSE Coût nivelé du stockage de l'énergie

LCOE Levelized Cost of Energy (coût moyen de l'énergie)

ML Mazout léger

LSE Load-Serving Entity

MVA MegaVoltAmpère

MW MégaWatt

PCC Point de couplage commun

SCP Système de conversion de puissance

PIMC Plan d'Investissement au Moindre Coût

PPP Partenariat public-privé

ProCEM Promotion d'un marché de l'électricité respectueux du climat dans la

région de la CEDEAO

SREI Simulateur de réseau électrique pour l'ingénierie

PV PhotoVoltaïque

ER Énergie renouvelable











PRIUMES Projet régional d'intervention d'urgence en matière d'énergie solaire

RMS Root Mean Square (Simulations)

SCS Système de contrôle de surveillance

SDG Sustainable Development Goals (objectifs de développement durable)

EC État de charge

ES État de santé

SLD Single Line Diagram (schéma unifilaire)

STIM Science, technologie, ingénierie et mathématiques

SVC Compensateur VAR statique

T&D Transportet distribution

ToR Termes de référence

GRT Gestionnaire de réseau de transport

V Volt

VAR Volt Ampère Réactif

vRE variable Renewable Energy (énergie renouvelable variable) -

W Watt

WEA Women's Economic Empowerment (autonomisation économique des

femmes)

WP Work Package (groupe de travail)

WACEC Corridor ouest-africain pour les énergies propres

ICE Internal Combustion Engine

OCGT Open Cycle Gas Turbine

Code des pays de la CEDEAO











BJ Benin

BF Burkina Faso
CI Côte d'Ivoire

GH Ghana GM Gambia GN Guinée

GW Guinée-Bissau

LR Liberia
ML Mali
NE Niger
NG Nigeria
SN Senegal
SL Sierra Leone

TG Togo











## **RÉSUMÉ EXECUTIF**

Pour rappel, l'objectif de la mission est de conduire l'élaboration d'un Plan d'Investissement à Moindre Coût et de Cadres Réglementaires pour le déploiement des Systèmes de Stockage d'Energie par Batterie (SSEB ou BESS) en Afrique de l'Ouest (réseau WAPP) et les principaux objectifs visés par l'étude sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Table 1:Résumé des objectifs du projet BESS

Lot de travaux	Objectif
WP 1 : LOT 1  Plan d'investissement pour  BESS	<ul> <li>Rapport final sur la collecte de données et les modèles de réseau</li> <li>Présentation du plan d'investissement final de BESS</li> </ul>
WP 2 : LOT 2  Cadres réglementaires et institutionnels	<ul> <li>Remise du rapport final sur le cadre réglementaire et institutionnel de la diligence raisonnable</li> <li>Remise des documents finaux sur le cadre réglementaire et institutionnel</li> </ul>
WP 3 : LOT 3 Cadres environnementaux	<ul> <li>Remise du rapport final sur le cadre environnemental et social de la diligence raisonnable</li> <li>Remise du rapport final sur le cadre environnemental et social</li> </ul>
Formations	<ul> <li>Matériels de formation élaborés</li> <li>Sessions de formation en anglais et français dispensées</li> </ul>

Afin d'élaborer le plan d'investissement BESS, les études de simulation pour le BESS à l'échelle des services publics sur le réseau du WAPP doivent être réalisées. Avant d'effectuer ces études, il est essentiel de mettre à jour les données du modèle de réseau interconnecté régional. Comme mentionné dans les termes de référence, le Plan directeur 2019-2033 de la CEDEAO et les fichiers PSS/E disponibles ont de point de départ et mis à jour suivant les besoins. À cette fin, la collecte de données est obligatoire et demandée pour disposer d'un modèle de réseau régional fiable et à jour.

Plusieurs défis associés à cette étape ont été relevés comme suit :











- 1. Tout d'abord, la collecte de données a nécessité une bonne collaboration de la part du WAPP, de CEREEC, de l'ARREC, des gestionnaires de réseau de transport et des entités publiques nationales (régulateurs, ministères en charge de l'énergie, de l'environnement) pour fournir des données de modèle de leurs réseaux interconnectés ainsi que sur les projets en cours et futur dans les quatorze (14) pays de la CEDEAO. En outre, ces organisations ont été impliquées dès le début du projet jusqu'à son achèvement par la nomination de leurs représentants qui ont aidé et soutenu l'équipe de projet dans cette collecte de données.
- 2. Deuxièmement, certaines données qui n'étaient pas disponibles au niveau du WAPP, de l'ARREC et du CEREEC ont été demandées et fournies par certains services publics, ministères en charge de l'énergie, de l'environnement, régulateurs nationaux de l'électricité dans les États membres de la CEDEAO. Compte tenu de la durée limitée du projet, du peu de temps disponible pour la collecte des données et du nombre de pays à visiter, il n'a pas été possible de mener des entretiens avec tous les services publics et ministères concernés dans tous les États membres.
- 3. Troisièmement, bien qu'il ait été difficile de collecter des données sur les projets futurs, Il a également été constaté que certaines données techniques du réseau régional actuel n'étaient pas fiables ou manquantes. Dans ce cas, en accord avec les parties prenantes concernées, certaines hypothèses ont été formulées sur la base des situations des systèmes électriques de ces pays et de l'état du réseau interconnecté du WAPP,

Ainsi, les données fiables étant l'une des principales conditions préalables à la réussite de l'étude BESS, cette collecte des données a nécessité une bonne collaboration entre les parties concernées suivantes :

- Le Pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP) qui rassemble les systèmes électriques nationaux des États membres dans un marché régional unifié de l'électricité et coordonne les échanges d'électricité entre les États membres, qui devraient disposer d'une vue d'ensemble relativement bonne des projets en cours et futur dans les États membres de la CEDEAO;
- L'Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO (ARREC) réglemente les interconnexions transfrontalières et le commerce de l'électricité;











- Le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC) chargé de la promotion et du développement des projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique et de leur intégration dans les activités et les politiques énergétiques de la région;
- Les GRT des États membres de la CEDEAO;
- Les ministères de l'énergie des États membres de la CEDEAO ;
- Les ministères de l'Environnement et du Genre des États membres de la CEDEAO ; et
- La GIZ qui soutient les programmes d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique des pays membres.

Lors de la réunion de lancement du projet BESS le 12 décembre 2022, il a été convenu de fournir un plan de voyages et visites par le consultant pour cette collecte de données dans les différents pays de la CEDEAO.

Le 27 février 2023, une lettre d'introduction du consultant a été adressée au ministère en charge de l'énergie, des services publics et des GRT par le WAPP sollicitant la mise à disposition des données et des documents relatifs aux réseaux électriques de transport et au cadre réglementaire et législatif régissant le secteur de l'énergie et du marché électrique, en y mentionnant le programme de visites du consultant dans ces pays.

À l'issue de cette mission de collecte par le consultant, la majorité des données et informations ont été recueillies auprès des gestionnaires de réseau, des producteurs d'électricité, des autorités de régulation et des ministères de l'Environnement et du Genre, qui ont fait l'objet d'un rapport de collecte de données préparé par le consultant.

Du 19 au 21 juin 2023, un atelier de validation s'est tenu à Saly au Sénégal avec l'ensemble des représentants des Parties prenantes du Ministère en charge de l'Energie, des GRT, le CEREEC, l'ARREC, le WAPP, l'OMVG, l'OMVS-SOGEM, TRANSCO, GIZ ainsi que le Consultant pour valider ce rapport de collecte des données. NB : Le rapport de collecte de données a été validé pays par pays et le modèle de réseau final de chaque pays a été approuvé par les représentants des pays.

À la fin de l'atelier, les documents de collecte de données intégrant les commentaires formulés par les parties prenantes ainsi que leurs modèles de réseau mis à jour ont été consolidés dans un rapport final.











Ensuite, le 14 octobre 2023, les modèles de réseaux 2025 et 2030 et leurs fichiers des données ont été envoyés aux représentants des pays pour examen et commentaires.

Le 30 novembre 2023, à la demande du WAPP, le consultant a présenté les modèles de réseaux 2025 et 2030 au Groupe de travail sur l'évaluation de la fiabilité des systèmes (SRAWG) pour des commentaires préliminaires sur les schémas unifilaires (SLD), et d'autres commentaires complémentaires ont été reçus par la suite sur l'ensemble des systèmes électriques de chaque pays. Toutes ces données des réseaux nationaux ont également été fournies sous format fichiers EXCEL et validées.

En plus, pour réduire autant que possible les hypothèses du réseau nigérian, une réunion spéciale fut organisée le 30 janvier 2024 avec des représentants de TCN, du WAPP et du consultant afin de recevoir des informations réalistes et de s'accorder sur les hypothèses restantes concernant les parcs de centrales photovoltaïques et leurs emplacements dans les années 2025 à 2030. Cette réunion importante très bénéfique permit aux études de progresser.

Avec l'ensemble des données collectées qui ont permis de constituer et proposer les modèles de réseaux 2025 et 2030, les études ont pu être réalisées conformément aux termes de référence, aux méthodologies proposées et conduit aux résultats suivants :

#### 1. Application 1 : Contrôle de fréquence

L'évaluation a démontré la viabilité économique de l'investissement dans les BESS pour fournir des services de contrôle de fréquence, ce qui contraste avec les investissements dans les turbines à gaz. En se concentrant sur le coût d'investissement d'une batterie d'une heure, nos résultats ont montré des économies potentielles substantielles de 64 % et 75 % par rapport aux investissements dans les turbines à gaz d'ici 2025 et 2030, respectivement. De plus, l'exploration de l'allongement de la durée de vie de la batterie pour d'éventuelles applications supplémentaires a révélé que BESS conserve son avantage économique, même avec des investissements de 4 heures d'ici 2030 et de 3 heures d'ici 2025.

#### 2. Application 2 : Contrôle de la tension

La comparaison des BESS et des réactances montre clairement qu'un BESS ne peut pas être et ne peut pas devenir rentable pour agir uniquement sur le contrôle de la tension, car son coût n'est pas compétitif par rapport aux coûts des réactances, même si l'on considère les réductions futures des coûts d'investissement des BESS. Cependant, la capacité de contrôle de la tension du BESS sera d'un intérêt significatif dans le cadre des applications combinées du BESS telles que le décalage de l'énergie et le contrôle de la tension, ou le contrôle de fréquence et le contrôle de la tension : le placement du BESS à des endroits où un grand banc de condensateurs ou une grande











capacité de réactance devrait être installée permettra de réaliser les économies correspondantes de condensateurs ou de CAPEX de réactance.

#### 3. Application 3 : décalage de l'énergie (arbitrage)

La faisabilité de la mise en œuvre de l'application de la transition énergétique uniquement (sans les projets d'énergies renouvelables tels que le photovoltaïque) semble limitée d'ici 2025 mais plus appropriée d'ici 2030. Ces résultats s'alignent sur des études internationales similaires à l'échelle du système, suggérant souvent la viabilité des BESS marchands après 2030, en fonction de la pénétration des énergies renouvelables, en particulier de la capacité photovoltaïque. Il est essentiel de reconnaître les limites inhérentes à ces résultats, liées aux données et aux simplifications du processus des simulations. Une représentation plus granulaire peut se traduire par des investissements relativement plus élevés dans les BESS. L'étude a également pris l'hypothèse d'une relative stabilité des prix des combustibles fossiles et a considéré l'investissement dans la capacité thermique comme certain. Une orientation pour les travaux futurs pourrait être d'envisager le remplacement d'une partie de cette capacité thermique par le photovoltaïque en combinaison avec le système de stockage.

D'après les résultats par pays, la Gambie présente un potentiel important d'investissement dans les BESS à la fois en 2025 et en 2030, tandis que le Mali et le Burkina Faso présentent également des structures de coûts marginaux favorables, propices à la promotion des BESS après 2030. En outre, le rôle complémentaire des interconnexions avec les BESS est remarquable, car une plus grande pénétration de l'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2030 est contrebalancée par une augmentation des capacités nettes de transfert (NTC).

#### 4. Application 4 : Réduction de la congestion du réseau de transport

L'utilisation des batteries comme outil de décongestion du réseau électrique offre des avantages non négligeables, notamment en évitant des investissements coûteux dans des renforcements de lignes électriques haute tension. Une analyse du coût des renforcements nécessaires au cours des prochaines années permet de déterminer les investissements prioritaires parmi lesquels l'installation de nouvelles lignes et l'installation de batteries. Sur la base du coût des renforcements et de la surcharge à atténuer, les batteries sont stratégiquement positionnées pour optimiser l'utilisation des lignes existantes et reporter l'investissement dans de nouvelles lignes électriques coûteuses.

L'efficacité de cette méthode est étroitement liée à la topologie spécifique du réseau, à la puissance des batteries nécessaires et au niveau des surcharges identifiées dans le modèle (luimême lié à la répartition supposée de la production). Les cas les plus prometteurs sont ceux où











le renforcement de réseau requis serait coûteux, la surcharge est limitée (d'où un BESS de faible dimensionnement, faible coût), et de préférence la croissance de la charge est faible (reportant ainsi de nombreuses années la nécessité d'un renforcement).

De cette analyse, il ressort des résultats très encourageants tels que :

- Installation d'un BESS de 10 MW/20 MWh au poste JERICHO 1 pour éviter la congestion (surcharge) de la ligne **NG\_AYEDE 1 JERICHO 1** au Nigeria
- Installation d'un BESS de 12 MW/24 MWh au postePAPALANTO 1 en 2030 pour éviter la congestion (surcharge) de la ligne NG\_PAPALANTO 1 OTTA 1 au Nigeria.

Dans ces deux cas, l'installation d'un BESS semble rentable même s'il n'y a pas de différence de prix entre le temps de charge (généralement à midi lorsque le photovoltaïque génère de l'électricité, ou pendant la nuit lorsque le coût est faible), et le temps de décharge (généralement le temps de charge de pointe, le soir). Pour les autres cas analysés, la rentabilité n'intervient qu'une fois qu'au moins une différence donnée de prix du MWh est observée.

En conclusion, ce sont des endroits où des renforcements très coûteux peuvent être évités en installant des batteries d'une puissance d'environ 10MW et d'une capacité de 2 heures. De tels cas doivent toutefois être discutés avec le gestionnaire de réseau, notamment pour confirmer l'apparition de la congestion et vérifier qu'il n'existe pas pour l'opérateur d'options moins coûteuses comme un éventuel redispatching de l'énergie.

#### 5. Application 5 : Démarrage « Black Start »

Le démarrage «Black Start» en tant qu'application autonome n'a pas pour le moment de sens économique en raison des dépenses d'investissement élevées de BESS. Cependant, le BESS installé pour d'autres applications pourrait certainement s'avérer utile lors de la reconstruction en cas de panne d'électricité et d'effondrement du réseau.











#### 1. INTRODUCTION

#### 1.1 Portée de l'étude

Le secteur de l'énergie en Afrique de l'Ouest a évolué à un rythme important, créant de nombreux défis pour la planification et l'exploitation du système électrique.

Pour faire face à ces défis énergétiques et mutualiser les efforts d'exploitation des abondantes ressources naturelles de la région, la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), à travers sa Direction en charge de l'énergie, a mis en place un mécanisme de gouvernance institutionnelle qui a abouti à la création d'institutions et d'agences spécialisées aux mandats différents :

- Le Pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP) qui intègre les systèmes électriques nationaux des États membres dans un marché régional unifié de l'électricité et coordonne les échanges d'électricité entre les États membres,
- L'Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO (ARREC) qui réglemente les interconnexions transfrontalières et le commerce de l'électricité, et
- Le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC) qui promeut et développe des projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique et les intègre dans les activités et les politiques énergétiques de la région.

Actuellement, grâce au développement judicieux et à la réalisation de projets d'infrastructure prioritaires clés pour la production et le transport d'électricité, les quatorze (14#) pays continentaux de la CEDEAO sont interconnectés, le marché bilatéral de l'électricité a été lancé en 2018 permettant le commerce de l'électricité entre les États membres de la CEDEAO.

Le programme d'investissement en cours du secteur de l'énergie pour la région de la CEDEAO est dicté par le Plan directeur 2019-2033 de la CEDEAO pour le développement des infrastructures régionales de production et de transport d'électricité qui a été préparé avec le soutien de l'Union européenne et approuvé en décembre 2018 par l'Autorité des chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO par l'acte additionnel A/SA.4/12/18.

Le Plan directeur de la CEDEAO contient soixante-quinze (75#) projets prioritaires dont vingt-huit (28#) sont des projets de lignes de transport (besoin d'investissement de 10,48 milliards USD) et quarante-sept (47#) sont des projets de production d'une capacité totale approximative de 15,49 GW (besoin d'investissement de 25,91 milliards USD). Les projets d'énergie renouvelable à grande échelle représentent 68,9 % (10,67 GW) de la capacité de production dans le but de











diversifier le mix de production régionale, en particulier avec des technologies photovoltaïques (PV) dont les coûts diminuent de plus en plus.

En conséquence, grâce à des efforts multipartites, le réseau des quatorze (14) pays continentaux de la CEDEAO est interconnecté et la région réalise sa transition énergétique grâce à la promotion des énergies renouvelables (telles que le solaire photovoltaïque et l'éolien) et évalue les avantages en termes de coûts du développement de systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) pour soutenir le réseau interconnecté afin de parvenir à une plus grande intégration des énergies renouvelables dans le réseau qui garantira ainsi la flexibilité de la réponse du système électrique régional pour faire face avec l'intermittence de ces sources. L'évaluation du déploiement du BESS a été recommandée dans le plan directeur pour soutenir les sources d'énergie renouvelable (vRE) particulièrement variables, telles que le solaire photovoltaïque et l'éolien. Cela a constitué la base de cette étude de l'élaboration d'un plan d'investissement à moindre coût (LCIP) et de cadres réglementaires pour le déploiement des BESS en Afrique de l'Ouest, car l'exploration de l'utilisation des BESS peut fournir des services de réseau pertinents, entre autres la régulation des fréquences, la montée flexible, le démarrage «black start», la réduction de la congestion.

Le BESS peut être utilisé pour surmonter plusieurs défis liés à l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables dans le réseau. Tout d'abord, les batteries sont techniquement mieux adaptées à la régulation de fréquence que la réserve de rotation traditionnelle des centrales électriques. Deuxièmement, les batteries constituent une alternative rentable à l'expansion du réseau afin d'éviter de réduire la production d'énergie éolienne et solaire.

De même, les batteries permettent d'éviter les pics de charge des consommateurs en fournissant de l'énergie, stockée au meilleur moment, pendant les heures de pointe de consommation sur le réseau. Troisièmement, comme la production d'énergie renouvelable ne coïncide souvent pas avec la demande d'électricité, exige que l'électricité excédentaire soit réduite ou soit exportée. L'énergie excédentaire peut être stockée dans des batteries pour être consommée plus tard, lorsque la production d'énergie renouvelable est faible et que la demande d'électricité augmente.

La viabilité financière d'un projet BESS pour l'intégration des énergies renouvelables dépendra de l'analyse coûts-avantages de l'application envisagée.

Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire d'élaborer un plan d'investissement à moindre coût pour les BESS afin de soutenir la mise en œuvre des projets vRE, ainsi que l'élaboration d'un cadre réglementaire régional prenant en compte les aspects environnementaux et de genre.











Le BESS permettra d'atteindre des objectifs qui génèrent de multiples avantages, tels que faciliter l'intégration des énergies renouvelables variables, améliorer l'efficacité énergétique, améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, faciliter l'accès à l'énergie et assurer la sécurité de celle-ci. À ce titre, les BESS ont un rôle essentiel à jouer dans la transformation des systèmes énergétiques qui sont propres, efficaces et durables.

L'un des principaux avantages offerts par le BESS est la flexibilité nécessaire pour répondre à l'ensemble des besoins en énergie active et réactive.

En bref, cette étude a pour objectif de mener l'élaboration d'un plan d'investissement à moindre coût et de cadres réglementaires pour le déploiement des BESS en Afrique de l'Ouest qui est résumée dans le tableau ci-dessous :

Lot de travaux	Objectif		
WP 1 : Lot 1  Plan d'investissement pour BESS	<ul> <li>Rapport final sur la collecte de données et les modèles de réseau</li> <li>Présentation du plan d'investissement final de BESS</li> </ul>		
WP 2 : Lot 2  Cadres réglementaires et institutionnels	<ul> <li>Remise du rapport final sur le cadre réglementaire et institutionnel de la diligence raisonnable</li> <li>Remise des documents finaux sur le cadre réglementaire et institutionnel</li> </ul>		
WP 3 : Lot 3  Cadres environnementaux	<ul> <li>Remise du rapport sur le cadre environnemental de diligence raisonnable</li> <li>Remise du rapport final sur le cadre environnemental</li> </ul>		
Formations	<ul> <li>Matériels de formation élaboré</li> <li>Sessions de formation en anglais et français dispensées</li> </ul>		

Table 1-1: Résumé des composantes de l'étude BESS

# 1.2 Système électrique régional interconnecté et marché de l'électricité de la CEDEAO

Grâce aux efforts multipartites, le réseau des 14 pays continentaux de la CEDEAO est presqu'interconnecté à ce jour étant donné que le Cap-Vert est une île, de futures études exploreront la possibilité de l'interconnecter aux pays continentaux.











Cependant, le réseau interconnecté couvre actuellement trois zones géographiques qui ne sont pas encore totalement synchronisées telles que la zone 1 (Nigeria – Niger et une partie du Togo/Bénin), la zone 2 (partie du Togo/Bénin – Ghana – Burkina – Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée – partie du Mali) et la zone 3 (partie du Mali – Sénégal – Gambie – Mauritanie).

Dans le cadre du projet de synchronisation du WAPP,

- Un premier essai de synchronisation a été réalisé le 22 octobre 2022 et a duré près de 10 heures et le 2e essai a été réalisé du 11 au 13 mars 2023 et a duré un peu plus de 48 heures.
- Une synchronisation permanente de la zone 2 et de la zone 3 a ensuite été effectuée le 8 juillet 2023 à 05h50 (GMT + 1).
- Le projet de synchronisation est en cours et, sauf imprévu, la sous-région disposera d'un réseau régional entièrement synchronisé avant 2025.

En ce qui concerne la production d'électricité dans la région, actuellement, le secteur de l'électricité des pays de la CEDEAO n'alimente que 30% de la population. La charge de pointe de la région a dépassé les 6 500 MW pour une consommation totale de près de 40 000 GWh. Dans la promotion et le développement de la production d'électricité, le WAPP se concentre sur la promotion des grands projets de production et du transport d'électricité, et l'ECREEE des petits projets d'énergie renouvelable sur réseau et hors réseau.

Actuellement, il existe de nombreuses contraintes telles que l'insuffisance de la production et la nécessité d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique pour une production d'énergie plus propre. Les niveaux des tarifs de l'électricité dans les pays membres sont parmi les plus élevés au monde, en partie en raison de l'incapacité de réaliser des économies d'échelle pour la production en raison du manque d'interconnexion entre les pays membres, ce qui constitue un goulot d'étranglement pour le commerce régional. Et pourtant, la région est dotée d'abondantes ressources naturelles telles que l'énergie solaire au nord, l'hydroélectricité à l'ouest et le gaz à l'est.

Pour parvenir à une diversification énergétique au sein du réseau régional, il est nécessaire que les pays membres soient parfaitement synchronisés pour exploiter pleinement ces ressources.

La région de la CEDEAO s'est fixé un objectif clair d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix électrique global de la région à 10 % en 2020 et à 19 % en 2030. En











incluant les grandes centrales hydroélectriques, cette part atteindrait 35 % en 2020 et 48 % en 2030.

La région devra non seulement renforcer son réseau avec une synchronisation complète, mais aussi accroître sa flexibilité et développer un cadre pour un mode de distribution d'électricité plus durable et plus fiable.

L'un des principaux obstacles auxquels est confronté le système électrique régional interconnecté est la faiblesse des interconnexions entre les pays, qui constitue un goulot d'étranglement pour le commerce régional.

À l'heure actuelle, en raison de la faiblesse des interconnexions entre les pays membres par le biais de lignes longue distance, de nombreuses lignes d'interconnexion sont confrontées à des limites de stabilité avant de pouvoir atteindre les limites thermiques des lignes. Il s'agit d'un obstacle majeur qui limite le commerce régional entre les pays membres, qui nécessite de nouveaux renforcements. Ces renforcements se présenteraient sous la forme de lignes d'interconnexion ou de dispositifs de compensation incluant le stockage d'énergie, de compensateurs en série ou en shunt pour renforcer la stabilité du système et permettre davantage d'échanges régionaux. Dans le cas de certains pays comme le Nigeria, le Ghana et la Côte d'Ivoire, il existe des capacités de production excédentaires qui peuvent être exportées vers les pays voisins. Cependant, cette possibilité est limitée en raison des contraintes du réseau.

Le périmètre du projet couvre le réseau interconnecté régional qui devrait être synchrone d'ici 2025. En particulier, tous les autres réseaux qui ne seront pas synchrones avec le WAPP continentale de la CEDEAO sont hors du champ d'application de l'étude : par exemple, le Cap-Vert, les cinq (5) réseaux indépendants au Niger, les mini-réseaux hors réseau dans les différents pays et d'autres applications hors réseau.

Des interventions clés par le biais d'investissements dans les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) devraient être nécessaires pour offrir le plus d'avantages en termes de coûts en termes d'augmentation du commerce régional, permettant d'intégrer davantage d'énergies renouvelables (ER) dans le système et d'accroître la stabilité du système.

L'étude ne prend en compte que l'application du BESS à l'avant du compteur au niveau du réseau de transport. Les applications derrière le compteur et sur le réseau de distribution sont hors du champ d'application.











Une éventuelle interconnexion du réseau du WAPP avec d'autres pays (Maroc, ACPP, etc.) n'est pas prise en compte dans l'étude et le réseau de la Mauritanie, qui est interconnecté avec le WAPP, est représenté comme un modèle équivalent. Le Plan directeur de la CEDEAO pour les infrastructures régionales de transport et de production d'électricité vise l'interconnexion à l'ACPP et à la COMELEC d'ici 2033.

En ce qui concerne l'état du Marché régional de l'électricité de la CEDEAO, il a été lancé en 2018 et cela a donné lieu à des échanges bilatéraux entre les pays de la CEDEAO. Le WAPP espère lancer prochainement d'autres produits sur le marché, y compris le marché « du jour pour le lendemain (Day-Ahead) », qui permettra aux acheteurs d'acheter de l'électricité aux vendeurs dans un délai d'une journée. Le marché « Day-Ahead » est en cours de test pilote de 2023 à 2024 auprès des acteurs du marché.

#### 1.3 Documents relatifs au plan d'investissement BESS

Pour bien comprendre le présent rapport sur le plan d'investissement du BESS, il est essentiel de consulter et de prendre en compte les documents connexes suivants :

- Hypothèses et méthodologie BESS du module de travail 1 réf 6279-BESS-ME-001
- Rapport de collecte de données BESS et modèle de réseau Volume 1 : Document principal – ref 6279-BESS-DC-005
- Rapport de collecte de données BESS et modèle de réseau Volume 2 : Annexes ref 6279-BESS-DC-005
- WAPP BESS Modèles Réseau 2025 & 2030 ref 6279- BESS-RP-003
- Évaluation de l'état d'avancement de la mise en œuvre du Plan directeur de la CEDEAO pour le développement des infrastructures régionales de production et de transport d'électricité 2019 - 2033 - rapport de réunion du 14 avril 2023 à Lomé.











### 2. SYSTÈMES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE PAR BATTERIE

#### 2.1. Technologies de batterie

La technologie lithium-ion est actuellement la technologie la plus mature pour les applications de stockage stationnaire sur batterie. Les BESS sont déjà utilisés par les gestionnaires de réseaux électriques et les acteurs du marché dans de nombreux pays et le marché connaît actuellement une croissance rapide. Par exemple, le Royaume-Uni a déjà installé plus de 4000 MW de BESS.

Cette étude s'appuie sur l'analyse technico-économique des batteries lithium-ion avec des chimies lithium-fer-phosphate (LFP) et lithium-nickel-manganèse-cobalt (NMC) car ces chimies (LFP en particulier) constituent la grande majorité des projets de stockage par batterie en cours dans le monde et constituent la technologie la plus mature. En fonction de l'évolution de la technologie et des prix, il est possible que les futurs projets BESS dans la région WAPP soient basés sur d'autres technologies, présentées ci-dessous (autres chimies lithium-ion, batteries sodium-soufre, batteries à flux redox, batteries sodium-ion, etc.), mais l'évolution technologique ne devrait pas invalider la conclusion de l'étude tant que les coûts resteront similaires. Si une nouvelle technologie devait entraîner une réduction drastique des coûts, l'étude devrait être réévaluée.

L'étude porte sur des BESS de plusieurs MW à l'échelle des services publics, connectés au niveau du réseau de transport. Ces systèmes sont appelés avant-compteur « front-of-meter » car ils ne sont pas associés à la consommation d'énergie derrière le même point de connexion. Ils peuvent être colocalisés avec des unités de production, par exemple des centrales solaires photovoltaïques, mais ce n'est pas obligatoire ou requis par les applications envisagées.

#### 2.1.1. Batteries lithium-ion

Les batteries lithium-ion ont été inventées dans les années 1970 et le marché a suivi une croissance très importante grâce à l'utilisation de ces batteries dans les équipements électroniques portatifs et, plus récemment, dans les véhicules électriques. Grâce à la taille croissante du marché, le prix de ces batteries a fortement baissé, voir Figure 1.



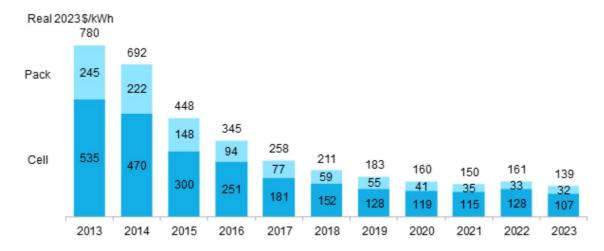








Figure 1: Volume-weighted average lithium-ion battery pack and cell price split, 2013-2023



Source: BloombergNEF. Historical prices have been updated to reflect real 2023 dollars. Weighted average survey value includes 303 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles, and stationary storage.

Figure 1 : Baisse du coût des batteries lithium-ion (source BloombergNEF)

Les principales chimies de batteries lithium-ion sont :

- NMC lithium nickel manganèse cobalt
- LFP lithium fer phosphate
- NCA lithium nickel cobalt aluminium
- LCO lithium cobalt
- LMO lithium manganèse
- LTO lithium titanate

Les batteries les plus utilisées au niveau des applications stationnaires sont les batteries NMC et LFP, ces dernières étant en train de capturer l'essentiel du marché grâce à leur coût plus faible que les batteries NMC et leurs avantages en matière de sécurité. Les batteries LFP ont une moins bonne densité énergétique que les batteries NMC, mais ce point a moins d'importance dans les applications stationnaires que dans les applications mobiles.

La Figure 2 : présente une comparaison des principales caractéristiques des différentes chimies de batteries lithium-ion.











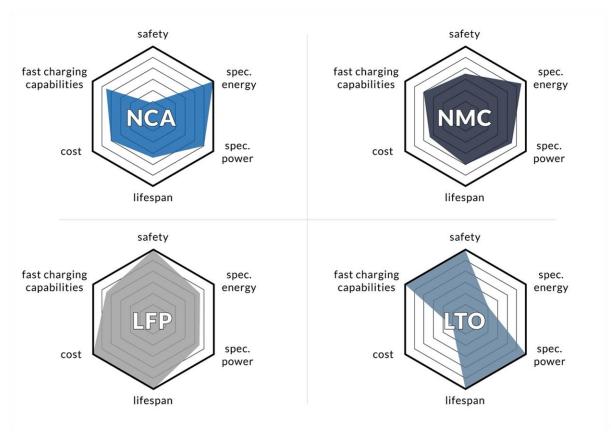


Figure 2 : Comparaison des caractéristiques des différentes chimies de batteries lithium-ion (source: https://www.hoferpowertrain.com/articles/the-future-of-battery-solutions-in-the-e-mobility)

Un système de stockage à base de batteries lithium-ion est composé des éléments suivants :

- La **cellule** de batterie proprement dite. C'est au sein de la cellule que se produit la réaction chimique. Les cellules ont un format cylindrique ou prismatique.
- Les cellules sont ensuite groupées en **modules** où elles vont être connectée en série et en parallèle afin d'atteindre la tension voulue.
- Les modules sont rangés dans des racks qui vont être intégrés dans des armoires ou containers équipées de tout le nécessaire en matière de gestion de la température, de protection contre les incendies, etc.
- Le système est équipé d'un **BMS (Battery Management System)**, c'est-à-dire un équipement électronique qui va monitorer et gérer la charge des cellules.
- Les racks de batteries sont raccordés à un convertisseur ou PCS (Power Conversion System) qui assure la conversion bidirectionnelle entre courant continu et courant alternatif.











- Ensuite, ce PCS va, en fonction des besoins, être raccordé à un système électrique composé de **câbles**, **équipements de protections et transformateur**s afin d'assurer le raccordement au réseau électrique à la tension voulue.
- Enfin, un logiciel appelé **contrôleur ou EMS (Energy Management System)** assure le pilotage du système de stockage en contrôlant les PCS pour commander la charge et la décharge des batteries en fonction des besoins de l'application choisie.

Les différents composants sont représentés sur la Figure 3 :.

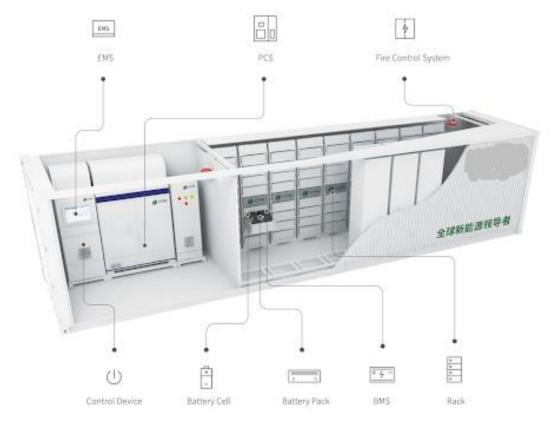


Figure 3 : Vue 3D d'un système de stockage à base de batteries lithium-ion (source : https://yeseu.com/energy-storage-systems/)

#### 2.1.2. Batterie à flux redox

Le fonctionnement des batteries à flux redox est similaire à celui des batteries lithium-ion si ce n'est que les électrolytes sont stockés dans des réservoirs externes et sont acheminés par des pompes à l'endroit où la réaction chimique se produit, que l'on appelle le « stack ». Le principal avantage de ces batteries réside dans le découplage entre la puissance et l'énergie disponible. En effet, pour une même puissance (c'est-à-dire un même stack), on peut facilement, et pour un coût relativement faible, augmenter la taille des réservoirs qui contiennent l'électrolyte liquide











pour augmenter la quantité d'énergie disponible, et donc la durée de fonctionnement. Les batteries à flux redox sont plus encombrantes et donc destinées essentiellement à des applications stationnaires.

Si le coût des batteries à flux redox reste élevé pour les applications de courte durée (1 à 4 heures), notamment car elles ne bénéficient pas des économies d'échelle liées à la production de batteries lithium-ion pour les véhicules électriques, elles pourraient s'avérer compétitives sur des applications requérant de longues durées de stockage, par exemple 8 heures ou plus.

La plupart des batteries à flux redox actuelles utilisent le vanadium comme élément chimique, mais il existe également des batteries à flux redox à base de zinc ou de fer.

#### 2.1.3. Batteries sodium-soufre

La batterie sodium-soufre (NaS) est une batterie de type « sels fondus » dont la particularité est une haute température de fonctionnement, de l'ordre de 300°C. En cela, elle est potentiellement intéressante pour les pays chauds où les pertes de rendement liées à la haute température sont moindres que dans les pays tempérés. La durée de vie, exprimée en nombre de cycles, est inférieure à celle des batteries lithium-ion. Sans application pour les véhicules électriques et avec une seule société commercialisant ce type de batteries (Niterra), il est aussi peu probable que l'on puisse obtenir les économies d'échelle nécessaires à une baisse des coûts comparable à celle que connaissent les batteries lithium-ion.

#### 2.1.4. Principales caractéristiques de batteries

Les tableaux ci-dessous fournissent les principales caractéristiques des batteries.











Key active material	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	LiNi <sub>x</sub> Mn <sub>y</sub> Co <sub>1-x-y</sub> O <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub> (spinel)	LiNiCoAIO <sub>2</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>12</sub>
Safety	4	4		4	4
Power density	4	4	4	4	4
Energy denisty	4	4	4		
Cell costs advantage	4	4	4	4	4
Lifetime	4	4	4	4	4
BES system performance	e 📶		1	4	4
Advantages	-good properties combination -can be tailored for high power or high energy -stable thermal profile -can operate at high voltages	-low cost due to manganese abundance -very good thermal stability -very good power capability	-very good energy and good power capability -good cycle life in newer systems -long storage calendar life	-very good thermal stability -very good cycle life -very good power capability -low costs	-very good thermal stability -long cycle lifetime -high rate discharge capability -no solid electrolyte interphase issues
Disadvantages	-patent issues in some countries	-moderate cycle life insufficient for some applications -low energy performance	-moderate charged state thermal stability which can reduce safety -capacity can fade at temperature 40-70°C	-lower energy density due to lower cell voltage	-high cost of titaniu -reduced cell voltag -low energy density

Source: International Renewable Energy Agency, based on Nitta et al., 2015; Müller et al., 2017; Blomgren, 2017; and data from Navigant Research (Tokash and Dehamna, 2016).

Technologie	Durée de	Efficacité	Avantages	Inconvénients
de stockage	vie à 80%			
	de DOD			
Plomb-acide	300-3000	70-90%	- Peu coûteux	- Capacité de cyclage
			- Technologie mature	limitée pour la plupart des
				types standards
				- Faible densité
				énergétique
				- Risque environnemental
NiCd (Nickel-	3000	80%	- Bonne durée de vie des	- Effet mémoire
Cadmium)			cycles	- Taux de décharge élevé
			- Bonne performance à	- Risque environnemental
			basses températures	
			- Plus tolérant aux	
			environnements ou	
			conditions hostiles	
NiMH (Nickel-	2000	50-80%	- Haute densité	- Des dommages peuvent
Métal Hydrure)			énergétique	survenir avec une
			- Bonne tolérance aux abus	décharge complète
			- Bonne performance à	- Coûts élevés
			basses températures	
Li-ion (Lithium-	3000	75-90%	- Haute densité	- Coûteux bien que les
ion)			énergétique	coûts diminuent
			- Faible taux de décharge	- Pas sûr selon le type











			- Pas d'effet mémoire	
Batteries à flux	2,000-	65-85%	- Scalabilité	- Nécessité de réservoirs
	20,000	00 00 / 0	- Durée de vie non	d'électrolytes
	20,000		dépendante du DOD	- Maintenance élevée -
			aoponaamo aa 202	Mécanismes de
				surveillance et de contrôle
				complexes
NaS (Sodium-	4500	89%	- Haute efficacité et durée	- Températures de
Soufre)	4300	0370	de vie des cycles	fonctionnement élevées
Sourie)			- Matériaux de batterie à	- La température doit être
			faible coût	·
			- Haute densité	maintenue proche de
				300°C ce qui pourrait
			énergétique	affecter les performances
				de la batterie
				- Matériaux corrosifs
NaNiCl2	1,500-3,000	85-95%	- Longue durée de vie des	- Températures de
(Nickel-			cycles	fonctionnement élevées
Chlorure de			- Haute densité	- Exigence de gestion
Sodium)			énergétique	thermique
EDLC	1,000,000	95%	- Haute densité de	- Faible densité énergétique
(Condensateur			puissance, réponse rapide	
électrochimique			- Durée de vie	
à double			- Sécurité	
couche)			- Large plage de	
			températures de	
			fonctionnement (-40 à 65	
			°C)	

#### 2.1.5. Impact de la température et des conditions atmosphériques

Les BESS lithium-ion standards sont conçus pour fonctionner dans une plage de température allant de -30°C à +50°C, ce qui devrait convenir pour la plupart des pays de la CEDEAO. Les conditions de température et d'humidité ainsi que l'altitude de chaque site spécifique devront cependant être prises en compte lors de la conception de détail des projets de batteries.

#### 2.1.6. Conclusion concernant les technologies de batteries

La technologie la plus mature et la plus compétitive économiquement à la date de cette étude est la technologie lithium-ion LFP. Les hypothèses, notamment économiques, de cette étude se base











donc sur cette technologie. Cependant, les autres technologies de BESS ne sont pas à exclure pour les pays qui décideront de la réalisation de projet concret. En particulier, les projets réalisés en 2030 ou au-delà devront tenir de l'évolution technologique qui aura eu lieu entretemps.

#### 2.2. Applications du BESS

Cinq applications BESS ont été sélectionnées dans le cadre de cette étude. Il s'agit notamment des applications pour lesquelles les BESS (à l'avant du compteur) sont actuellement utilisés dans d'autres parties du monde et des applications pour lesquelles il est probable que les BESS joueront un rôle dans les années à venir. Les applications derrière le compteur, telles que la sauvegarde critique, l'autoconsommation d'énergies renouvelables ou l'écrêtement des pointes tarifaires du réseau (réduction des frais de demande), sont hors du champ d'application de l'étude.

#### 2.2.1. Contrôle de fréquence

Les BESS sont utilisés dans de nombreux pays pour l'équilibrage du réseau, c'est-à-dire pour compenser les variations à court terme de l'équilibre production/consommation et pour soutenir la stabilité de la fréquence. Les BESS sont bien adaptés à cette application car ils peuvent réagir très rapidement à la déviation de fréquence, ils sont bidirectionnels et peuvent absorber ou fournir de l'énergie et ont un réservoir d'énergie limité qui peut répondre à des besoins d'énergie courts.

Le contrôle de fréquence peut être divisé en plusieurs produits, typiquement :

- La réserve primaire qui peut réagir en quelques secondes à la déviation de fréquence et maintenir l'équilibre pendant une courte période de 15 à 30 minutes. Les FCR réagissent sur une mesure locale de l'écart de fréquence.
- La réserve secondaire se déclenche au bout de quelques minutes et soulagera le FCR.
   Un FRC est automatique et centralisé, c'est-à-dire basé sur les déséquilibres mesurés par le SCADA/EMS au Centre National de Contrôle.
- La réserve tertiaire qui est déclenchée manuellement par un opérateur en cas d'événements exceptionnels

Les BESS sont aujourd'hui l'option la plus compétitive pour la fourniture de la réserve primaire dans de nombreux pays et sont de plus en plus utilisées pour la réserve secondaire. La mise en œuvre de la réserve secondaire est un peu plus complexe que celle de la réserve primaire, car la réserve secondaire doit être fournie même dans le cas où le déséquilibre dure longtemps, par











exemple plus longtemps que ce que la batterie peut fournir avec son réservoir d'énergie limité. Dans ce cas, l'exploitant du BESS doit combiner le BESS avec d'autres actifs (par exemple une centrale thermique) afin de prendre le relais dans le cas (rare) de déséquilibres de longue durée. Les BESS ne sont pas encore compétitifs pour les demandes de réserve tertiaire parce que l'activation est moins fréquente et ne génère pas suffisamment de revenus.

Le dimensionnement du besoin de réserves de contrôle de fréquence dans la région du WAPP n'entre pas dans le cadre de cette étude. Les réserves primaires obligatoires par pays ont été obtenues au cours de la phase de collecte des données et sont utilisées pour dimensionner le BESS requis.

#### 2.2.2. Contrôle de la tension

Les systèmes de conversion de puissance (PCS) BESS peuvent fournir ou absorber de la puissance réactive. En tant que tels, ils peuvent ainsi fournir un support de tension pour le réseau électrique. Dans les zones où des condensateurs ou des SVC sont prévus, ou si le besoin est observé lors des calculs de réseau au cours de la présente étude, l'option BESS peut potentiellement entrer en concurrence avec les condensateurs ou l'option SVC.

Les BESS sont généralement plus chers que les condensateurs ou les SVC, l'analyse de rentabilisation n'est donc généralement pas favorable au contrôle de la tension en tant qu'application autonome. Cependant, étant donné que le BESS peut également fournir de l'énergie active, il est possible de combiner le contrôle de la tension (nécessitant de l'énergie réactive) avec d'autres applications (nécessitant de l'énergie active), ce qui permet d'améliorer l'analyse de rentabilisation.

#### 2.2.3. Décalage temporel de l'énergie

Le BESS peut également être utilisé pour faire passer l'énergie d'une période d'énergie bon marché et abondante à une période d'énergie coûteuse ou rare. Dans les pays où la part de la production d'énergie renouvelable variable est élevée, comme l'éolien et le solaire, le BESS peut stocker l'électricité excédentaire pendant les périodes de fort ensoleillement ou de vent et fournir de l'électricité pendant d'autres périodes.

En théorie, le BESS pourrait également être utilisé dans les pays où la capacité de production d'électricité est insuffisante. Ils stockeraient l'électricité produite par les centrales thermiques pendant les périodes de faible demande pour produire de l'électricité pendant les périodes de forte demande, évitant ainsi les délestages. Cependant, en raison des dépenses d'investissement











élevées de BESS, il est généralement plus judicieux économiquement dans ce cas d'investir dans une plus grande capacité thermique (si possible) ou d'investir dans une combinaison d'énergie solaire et de stockage.

#### 2.2.4. Réduction des congestions sur les réseaux de transport

Les gestionnaires de réseau de transport peuvent bénéficier du BESS dans la gestion des congestions du réseau. Il peut s'agir de la gestion des congestions occasionnelles, lorsque le BESS est utilisé dans la stratégie de redispatching, ou éventuellement pour éviter les congestions structurelles. Dans ce cas, le BESS permet aux gestionnaires de réseau d'optimiser l'utilisation du réseau existant et peut aider à réduire ou à différer le besoin de renforcement du réseau.

L'objectif de l'étude est de montrer dans quel cas le BESS peut être substitué au renforcement de réseau et dans quel cas le renforcement de réseau est la meilleure option économique.

33











#### 2.2.5. Démarrage «Black Start»

Les unités de démarrage « Black Start » sont utilisées pour la reconstruction du réseau après une panne de courant et une perte de réseau. Ces unités ont la capacité de produire de l'électricité sans dépendre du réseau lui-même, soit pour fournir les bons paramètres de tension et de fréquence, soit pour fournir de l'énergie aux auxiliaires. BESS peut fournir des services de démarrage « Black Start » en arrêt si ses PCS sont des équipements dotés de la capacité de reconstitution de réseaux. Les BESS peuvent également être utilisés dans le processus de reconstruction pour aider à équilibrer le réseau grâce à leur réponse rapide de la puissance aux écarts de fréquence.

#### 2.2.6. Applications combinées

Étant donné que les BESS sont polyvalents et peuvent être utilisés dans différentes applications, il est également possible de combiner les applications pour améliorer l'analyse de rentabilisation des BESS (« cumul de revenus »). Il est possible d'utiliser le même BESS pour différentes applications en même temps, par exemple si une application utilise de l'énergie active et l'autre application utilise de l'énergie réactive, ou à différents moments de la journée. Au fur et à mesure que le système électrique évolue, il est également possible de changer les applications BESS au fil des ans.











# 3. COLLECTE DE DONNÉES (PRINCIPALES CONSTATATIONS ET ENJEUX)

Les données et les documents ont été collectés en deux phases de visites dans la majorité des 14 pays concernés, et ces visites dans les pays ont eu lieu entre le 5 mars et le 28 avril 2023. Étant donné que les ministères en charge de l'environnement ne sont pas le lien direct institutionnel pour le WAPP, le CEREEC et l'ARREC, pour le premier envoi, la plupart des lettres envoyées par courrier électronique et adressées n'ont reçu aucune suite. Tardivement, une autre possibilité s'est avérée payante après avoir demandé aux ministres en charge de l'énergie de demander à leurs homologues ministres en charge de l'environnement de désigner un référent pour cette étude afin de fournir les données requises. Cette situation a sérieusement retardé et rendu difficile la collecte de toutes les données sur l'environnement et le genre.

En outre, un modèle EXCEL adopté a été envoyé pour la collecte des données. Cependant, la majorité des pays n'ont pas utilisé ni complété ce fichier EXCEL pour fournir les données d'accompagnement requises et du questionnaire du lot 1 (Work Package 1), ce qui encore a rendu difficile l'utilisation, le traitement rapide et l'analyse de ces données par le consultant.

Toutes les informations et tous les détails relatifs à cette collecte de données et documents se trouvent dans le rapport en deux volumes intitulé « Rapport de collecte de données BESS et modèle de réseau - 6279-BESS-DC-005 ».

Malgré les difficultés d'acquisition de l'ensemble des données, un atelier s'est tenu à Saly au Sénégal du 19 au 21 juin 2023 avec l'ensemble des Parties prenantes des Ministères de la CEDEAO en charge de l'énergie, GRT, ARREC, ECREEE, WAPP, OMVG, OMVS-SOGEM, TRANSCO, GIZ pour valider la collecte de données qui a été préparée par le Consultant. Cette réunion en présentiel a été l'occasion de valider le rapport de collecte des données, d'organiser une section pays par pays avec les participants de chaque pays pour vérifier, compléter et combler certaines données manquantes et d'approuver les modèles de réseau.

De plus, le 30 novembre 2023, à la demande du WAPP, le consultant a présenté les modèles de réseaux 2025 et 2030 au Groupe de travail sur l'évaluation de la fiabilité des systèmes (SRAWG) pour des commentaires préliminaires sur les schémas unifilaires (SLD), et d'autres commentaires complémentaires ont été reçus par la suite sur l'ensemble des systèmes électriques de chaque pays. Toutes ces données des réseaux nationaux ont également été fournies sous format fichiers EXCEL et validées.











Un autre défi a été la difficulté de compléter les données du réseau du Nigéria à la suite des commentaires du SRAWG de leur représentation, mais grâce à une réunion spéciale productive organisée le 30 janvier 2024 avec des représentants de TCN, du WAPP et le consultant, cette rencontre a pu être bénéfique et permit à l'étude de progresser.











# 4. MODÈLES DE RÉSEAU 2025 ET 2030

À la suite de la collecte des données et de la modélisation, les résultats obtenus des schémas unifilaires (SLD) 2025 et 2030 de chaque pays sont présentés respectivement à l'annexe 1 et à l'annexe 2. Dans cette vue d'ensemble complète, le SLD présente des représentations simplifiées des systèmes de transport d'énergie, en mettant en évidence les équipements et les liaisons principaux. Pour améliorer la lisibilité, certains éléments tels que certains condensateurs et certaines réactances ne sont pas affichés, bien que bien présents dans la base de données.

Les informations détaillées sur le modèle de réseau sont présentées dans un document séparé intitulé « Rapport sur le modèle de réseau 2025 et 2030 ».

Les centrales photovoltaïques prévues conduisent aux puissances installées suivantes en MW :

Table 2: Capacités prévues des centrales photovoltaïques en MW

Installations photovoltaïques prévues	ANNÉE	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		MW	MW	MW	MW	MW	MW
Total CEDEAO (MW)		3101	4133	4836	5449	5839	9019
Installations photovoltaïques prévues		2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bénin	BJ	125	300	300	300	300	300
Burkina Faso	BF	391	471	491	491	536	536
Côte d'Ivoire	CI	320	360	465	465	465	465
Ghana	GH	156	366	366	466	466	466
Gambie	GM	131	231	231	234	234	234
Guinée	GN	0	0	0	0	0	0
Guinée-Bissau	GW	0	0	66	66	66	66
Libéria	LR	31	31	31	31	31	31
Mali	ML	626	626	626	626	671	821
Niger	NE	174	174	174	244	244	244
Nigéria	NG	418	773	1285	1575	1875	4905
Sierra-Leone	SL	104	116	116	116	116	116
Sénégal	SN	250	250	250	250	250	250
Togo	TG	375	435	435	585	585	585











Compte tenu de la variabilité des injections d'énergies renouvelables (principalement à partir de PV, alors que certaines centrales éoliennes sont également prévues), la plupart des pays ont déjà prévu l'installation de BESS, comme le montre le tableau suivant.

Table 3: Installations BESS prévues avant cette étude.

BESS planifié	ANNÉE	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	BESS	MW	MW	MW	MW	MW	MW
	TOTAL	320	380	386	436	436	457
Bénin	BJ	0	0	0	0	0	0
Burkina Faso	BF	20	80	80	80	80	80
Côte d'Ivoire	CI	105	105	105	105	105	105
Ghana	GH	30	30	30	30	30	30
Gambie	GM	6	6	6	6	6	6
Guinée	GN	0	0	0	0	0	0
Guinée-Bissau	GW	0	0	6	6	6	6
Libéria	LR	5	5	5	5	5	5
Mali	ML	25	25	25	50	50	51
Niger	NE	25	25	25	50	50	70
Nigéria	NG	0	0	0	0	0	0
Sierra-Leone	SL	0	0	0	0	0	0
Sénégal	SN	91	91	91	91	91	91
Togo	TG	13	13	13	13	13	13

## 5. LES CALCULS DES TTC - NTC 2025 ET 2030

#### 5.1. Introduction

Le présent chapitre « Calculs TTC et NTC » s'inscrit dans le cadre de l'évaluation de l'application du BESS en matière de transfert d'énergie. En effet, avant de stocker le surplus d'énergie renouvelable, il est d'abord intéressant de vérifier si ce surplus peut être exporté vers les pays voisins. Ce n'est que si l'exportation est limitée, soit par la capacité de consommation des pays voisins, soit par la capacité d'interconnexion (Net Transfer Capacity ou NTC), qu'il est judicieux de stocker localement les excédents énergétiques.

La répartition de la production telle qu'elle est présente dans le modèle de réseau de la CEDEAO pour 2025 et 2030 (14 systèmes interconnectés de la CEDEAO) n'est probablement pas le











résultat d'une optimisation au niveau du WAPP. Afin de réaliser une telle optimisation, les flux transfrontaliers ne doivent pas dépasser la capacité de transfert nette à chaque frontière : le NTC fait alors partie des données nécessaires aux simulations de production au niveau annuel et aux optimisations associées. Le NTC est dérivé du TTC en soustrayant la marge de fiabilité du transport(TRM), qui permet d'obtenir les flux liés au contrôle de la fréquence primaire de tous les réseaux électriques interconnectés de manière synchrone.

#### NTC = TTC - TRM

Habituellement, la capacité de transfert à midi est moins critique qu'à l'heure du soir car, pour la plupart des pays, la charge est plus faible à midi qu'à l'heure du soir. À l'heure actuelle, plusieurs lignes d'interconnexion ont été conçues pour l'approvisionnement de la charge du soir des pays enclavés : comme montré dans les chapitres suivants, les transferts prévus et inévitables qui s'y rapportent jouent un rôle dans la capacité de transfert restante, le cas échéant.

#### 5.2. Estimations de la capacité totale de transfert (TTC)

Les conditions de 2025 et de 2030 sont décrites dans le présent rapport, qui portent à la fois sur les conditions du soir et de la mi-journée (voir le rapport sur l'état du modèle de réseau pour plus de détails). Les conditions du soir et de la mi-journée de 2025 sont représentatives des contraintes : les transferts qui ne peuvent pas avoir lieu en raison des contraintes du CNT peuvent montrer aux pays (systèmes électriques) des candidats à une solution BESS, probablement en chargeant à midi (en raison de l'absence d'opportunités d'exportation) et en déchargeant le soir (peut-être en raison de l'absence d'opportunités d'importation).

Les possibilités d'exportation pour chaque pays dépendront alors de la **production disponible** après l'approvisionnement des chargements de ce pays.

Pour plusieurs pays du WAPP, la production disponible restante à ce moment-là est faible, généralement le soir et dans certains cas nulle (c'est principalement le cas pour les pays qui importent à ce moment-là, en raison du fait que l'importation est une option rentable et fait partie de leur stratégie énergétique).

Pour chaque interface, la TTC est calculée par un processus itératif consistant à augmenter la production lorsque cela est possible dans le pays d'un côté de l'interface et à diminuer la production dans le pays de l'autre côté de l'interface.











Dans le cas présent, seule la production conventionnelle est modifiée : les centrales thermiques et hydrauliques.

Trois situations particulières méritent d'être notées :

- Les flux existants dans le scénario de référence (tels qu'ils sont identifiés dans le rapport sur l'état du modèle de réseau) sont par définition à l'intérieur de la capacité. Si un tel flux, par exemple une exportation, ne peut pas être augmenté, il est alors à sa valeur maximale et représente la capacité de transfert (totale).
- Dans certains cas, le processus itératif s'arrête parce que la production de l'autre côté ne peut plus être diminuée : elle a atteint zéro.

Les valeurs négatives de TTC doivent être considérées comme une « capacité nulle » : le résultat négatif montre que l'interface importe dans le scénario de base, comme par exemple, le Burkina Faso (BF) importe quelques MW de Côte d'Ivoire dans le scénario du soir.











# 5.3. Équilibrage de la charge dans les scénarios de référence 2025

Le calcul du flux de charge du soir 2025 conduit à la situation de génération, de charge et de perte suivante.

Table 4: Génération, charge et pertes-modèles WAPP (2025 soirée et 2025 midi)

Soirée 2025	Prod. P	Prod. Q	Charges P	Charges Q	Pertes, P	Pertes, Q	Ехр.
Cas	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
10 Nigéria	10173,7	283,9	9451,1	4370,1	356,3	-2317,3	366,3
11 NE Niger	284	-33,2	386,1	171,1	11,5	-813,7	-113,6
12 GN Guinée	557,4	323,1	731,6	303,2	43,1	-538	-217,3
13 CI Cote d'Ivoire	2705,3	141	1996,1	820,1	71,8	-830,6	637,4
14 LR Libéria	119,7	34,1	199,3	102,5	10,4	-15,4	-90
15 SL Sierra Leone	422,3	92,6	261,7	237,2	4	-95,5	156,6
16 ML Mali	366,7	19	508,4	302,1	9,8	-482,9	-151,5
17 SN Sénégal	1797,7	19,5	1543,2	404,1	32,8	-252	221,7
18 GM Gambie	100,5	40	180,2	63,2	1,3	-15,7	-81
19 GH Ghana	3928,2	293,6	3858,1	1428,6	115,8	525,4	-45,7
20 To Togo-Bénin	698,6	336,9	946,7	402,6	27,6	-407,5	-275,7
21 BF Burkina Faso	157,3	82,3	457,3	255,6	25,7	-401,4	-325,7
22 GW Guinée- Bissau	41,3	7,3	109	56,8	1,3	-29,1	-69
23 MR Mauritania	172,8	28,3	183,4	60,4	1,4	-44,4	-12
Total	21525,5	1668,4	20812,2	8977,6	712,8	-5718,1	0,5











2025 midi	Prod.	Prod. Q	Charges P	Charges Q	Pertes,	Pertes, Q	Exp.
Cas	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
10 Nigéria	7081,3	632,7	6881,7	2622,8	199,2	-4287,3	0,4
11 NE Niger	404,1	-11	378,4	174,6	7,4	-790,9	18,3
12 GN Guinée	483,3	177,6	505,3	217,5	25,3	-699,3	-47,3
13 CI Cote d'Ivoire	1495,9	-247	1271,3	428,1	34,8	-1312,6	189,8
14 LR Libéria	87,5	15,2	113,2	54	5,4	-53,9	-31,1
15 SL Sierra Leone	135,4	-52,7	200,8	96,8	1,5	-164,4	-66,9
16 ML Mali	585,7	-120,8	246,4	109,3	21,5	-499,1	317,8
17 SN Sénégal	851	-188	1062,7	402,7	19,4	-557,5	- 231,1
18 GM Gambie	125	-17,7	122,9	43,9	2,1	-9,8	0
19 GH Ghana	2604,3	-511,8	2665,3	1058,6	39,3	-298,7	- 100,3
20 To Togo-Bénin	787,9	269,5	720,5	351,4	34,7	-426,3	32,7
21 BF Burkina Faso	349	7	340,8	142,1	11	-518,5	-2,8
22 GW Guinée- Bissau	28,6	-14,8	94,6	45,8	1	-32,9	-67
23 MR Mauritania	172,8	12,2	183,4	60,4	1,5	-46,7	-12,1
Total	15191,8	-49,6	14787,3	5808	404,1	-9697,9	

A noter que la somme des exportations WAPP n'est pas nulle car le système est connecté au réseau électrique de la Mauritanie, qui importe pour ce cas présent 12,3 MW (dans les deux cas).

#### 5.4. Transferts observés dans le scénario de référence de 2025

Les conditions de 2025, telles qu'elles sont décrites dans le rapport sur l'état du modèle de réseau, sont considérées comme le « scénario de référence ». Les scénarios de référence euxmêmes sont intrinsèquement des hypothèses liées non seulement aux prévisions de charge, mais aussi aux niveaux de production dans chaque réseau électrique, à l'heure du soir et à l'heure de la journée. Les niveaux de production dans chaque système électrique proviennent principalement du fichier PSSE 2025 fourni par le WAPP.

Ce « scénario de référence » sera ensuite utilisé pour les modifications des niveaux de production appliquées pour déterminer les valeurs de la TTC (les modifications sont l'augmentation et la diminution des niveaux de production jusqu'à l'apparition d'une contrainte).

Les transferts transfrontaliers du scénario de référence sont les suivants :

Table 5:Transferts transfrontaliers observés dans les scénarios de référence (2025)











De – À	2025 Midi MW	Soirée 2025 MW
BF-CI	-4,2	-176,1
BF-GH	54,6	-26,2
BF-ML	0	0
BF-NE	-52,8	-122
BJ-NE	-4,4	-24,3
BJ-NG	38,8	-108
BJ-TG	-18,8	202,8
CI-GH	47,6	217,2
CI-GN	0	0
CI-LR	117,1	196,3
CI-ML	18,5	38,7
GH-TG	50	136,2
GM-SN	0,6	-46,6
GN-GW	49,8	-24,9
GN-LR	-58,5	-151,7
GN-ML	-107	101,4
GN-SL	37,6	-114,4
GN-SN	32,2	-22,6
GW-SN	-17,3	93,5
LR-SL	29,7	-39,2
ML-SN	232,2	-11,9
NE-NG	-39,2	-259,5

Il convient de noter que les transferts du scénario de référence résultent pour les différents points de consigne de production dans chaque réseau électrique: ils n'affectent pas les valeurs maximales de transfert (TTC).

#### 5.5. Capacité totale de transfert (TTC)

Le TTC étant déterminé à partir d'un processus itératif, plusieurs facteurs peuvent entraîner l'arrêt du processus itératif.

#### Ces facteurs sont les suivants :

- 1. Le niveau maximal de production dans le pays exportateur a été atteint
- Le niveau minimum de production dans le pays importateur a été atteint (notez que les « wheeling transfers » transferts par les lignes d'interconnexion doivent être analysés en











utilisant la capacité du réseau plutôt que par les transferts de pays à pays comme pour la TTC)

- 3. Tension minimale atteinte
- 4. Limite de charge de la ligne ou du transformateur atteinte
- 5. Non-convergence du calcul du flux de charge.

Dans la plupart des cas, il y a une première contrainte limitant la TTC, puis une deuxième contrainte juste derrière, puis une troisième contrainte ensuite : cela signifie que résoudre une contrainte pour augmenter la TTC n'est pas toujours une solution qui peut augmenter significativement la TTC.

Le modèle de réseau mis en place dans le présent projet peut être utilisé pour identifier, au cas par cas, les moyens d'augmenter la TTC sur n'importe quelle interface (interconnexion) : cela peut impliquer de modifier les réglages des prises des transformateurs, les réglages de tension des générateurs et/ou des condensateurs et réglages des réactances. Dans certains cas également, l'introduction d'un condensateur ou d'un transformateur supplémentaire peut atténuer une contrainte, augmentant ainsi la TTC. Ce type d'analyse se fait alors au cas par cas.

Les résultats de la TTC pour le scénario du soir de 2025 sont présentés ci-dessous. Les résultats pour les autres cas peuvent être consultés dans le rapport complet.

Les résultats TTC obtenus peuvent être présentés sous la forme d'une matrice :











TTC soirée	Vers	Benin	Burkina Faso	Côte d'Ivoire	Ghana	Gambia	Guinea	Guinea-Bissau	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	Togo
Depuis		BJ	BF	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SN	SL	TG
Benin	ВЈ										-24,3	-108			202,8
Burkina Faso	BF			-107	37,5						-5,6				
Côte d'Ivoire	CI		195,4		258,5		0		216,5	38,7					
Ghana	GH		70,6	-139,3											210,3
Gambia	GM												-9,9		
Guinea	GN			0				0,6	-83,5	183			112,6	-31,1	
Guinea-Bissau	GW						26,5						90,2		
Liberia	LR			-180,3			147,1							-27,2	
Mali	ML			-38,7			-70,8						68,7		
Niger	NE	26,4	130,6									-241			
Nigeria	NG	496,6									470,7				
Senegal	SN					46,6	22,6	-93,5		11,9					
Sierra Leone	SL						116,2		40,8						
Togo	TG	-202,8			-136,2										











# 5.6. Estimations de la marge de fiabilité du transport (TRM)

Les valeurs TRM sont approximées par le calcul de la somme de la puissance d'appel qui proviendrait de tous les pays « derrière » chaque interface. Dans la mesure où les baisses soudaines attendues de la puissance d'entrée vRE ne sont pas supérieures à la plus grande puissance d'entrée du générateur synchrone, les pires événements de midi et du soir sont les mêmes et les valeurs TRM sont donc les mêmes pour midi et soir.

Table 6:TRM proposé à chaque interface, en MW, sur la base de l'afflux d'énergie provenant de la commande de fréquence primaire des pays « derrière » l'interface.











TRM	Vers	Benin	Burkina Faso	Côte d'Ivoire	Ghana	Gambia	Guinea	Guinea-Bissau	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	Togo
Depuis		BJ	BF	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SN	SL	TG
Benin	BJ	1,0									0,4	24,3			18,6
Burkina Faso	BF		0,3	7,1	3,1						12,2				
Côte d'Ivoire	CI		3,8	37,3	41,0				16,1	34,7					
Ghana	GH		2,9	294,1	24,5										12,9
Gambia	GM					0,1							0,9		
Guinea	GN						2,2	13,8	1,7	1,9			20,8	2,7	
Guinea-Bissau	GW						0,5	0,1					0,7		
Liberia	LR			40,4			97,6		0,2					21,9	
Mali	ML			11,2			3,2			1,1			120,8		
Niger	NE	1,0	9,7								0,4	70,3			
Nigeria	NG	40,9									17,0	124,9			
Senegal	SN					18	6,8	1,2		2,2			7,5		
Sierra Leone	SL						2,6		0,9					0,4	
Togo	TG	29,2			101,4										0,5
Min. Contrib. (MW) to Frequency Containment		72	16,66	390	170	18	113,0	15	19	40	30	220	151	25	32











#### 5.7. Résultats de la formule NTC = TTC - TRM

À partir de la TTC estimée au §5.2 et du TRM estimé au §5.3, le NTC peut être calculé. Étant donné que certaines valeurs de la TTC n'ont montré aucune capacité (valeurs indiquées comme négatives dans le tableau), la valeur NTC associée n'affichera également aucune capacité (et sera affichée comme négative).

Tableau 7: Capacités de transfert nettes pour 2025 Scénario du soir en MW (les capacités ne sont que des valeurs positives)

TRM Soir	Vers	Benin	Burkina Faso	Côte d'Ivoire	Ghana	Gambia	Guinea	Guinea-Bissau	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	Togo
Depuis		BJ	BF	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SN	SL	TG
Benin	BJ										-24,7	-132,3			184,2
Burkina Faso	BF			-114,1	34,4						-17,8				
Côte d'Ivoire	CI		191,6		217,5				200,4	4,0					
Ghana	GH		67,7	-433,4											197,4
Gambia	GM												-10,8		
Guinea	GN							-13,2	-85,2	181,			91,8	-33,8	
Guinea-Bissau	GW						26,0						89,5		
Liberia	LR			-220,7			49,5							-49,1	
Mali	ML			-49,9			-74,0						-52,1		
Niger	NE	25,4	120,9									-311,3			
Nigeria	NG	455,7									453,7				
Senegal	SN					28,6	15,8	-94,7		9,7					
Sierra Leone	SL						113,6		39,9						
Togo	TG	-232,0			-237,6										











Les valeurs négatives indiquent une capacité nulle en raison de transits qui sont dans la direction opposée dans le cas de base et qui constituent intrinsèquement le scénario de référence du soir 2025.

Tableau 8: Capacités de transfert nettes pour 2025 Scénario de midi en MW (les capacités ne sont que des valeurs positives)

NTC Midi	Vers	Benin	Burkina Faso	Côte d'Iv.	Ghana	Gambia	Guinea	Guinea-Bissau	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	Togo
Depuis		BJ	BF	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SN	SL	TG
Benin	BJ										4,3	-40,2			-21,3
Burkina Faso	BF			-5,0	82,4						-65,0				
Côte d'Ivoire	CI		3,7		225,2				159,6	-26,1					
Ghana	GH		-54,0	-360,1											84,9
Gambia	GM												-0,3		
Guinea	GN							54,1	-29,4	-139,7			217,7	49,9	
Guinea-Bissau	GW						-42,4						-17,0		
Liberia	LR			-126,5			-20,7							29,4	
Mali	ML			-29,7			227,0						391,5		
Niger	NE	5,9	49,9									-82,0			
Nigeria	NG	-25,0									199,8				
Senegal	SN					-18,6	23,4	18,0		-104,9					
Sierra Leone	SL						103,0		10,7						
Togo	TG	-3,5			-117,5										











Les valeurs négatives indiquent une capacité nulle en raison de flux qui sont dans la direction opposée et qui constituent intrinsèquement le scénario de référence de midi 2025.

Tableau 9: Capacités de transfert nettes pour 2030 Scénario du soir en MW (les capacités ne sont que les valeurs positives)

Soir 2030	Vers	Benin	Burkina Faso	Côte d'Iv.	Ghana	Gambia	Guinea	Guinea-Bissau	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	Togo
Depuis		BJ	BF	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SN	SL	TG
Benin	BJ										0,7	-135,0			-64,6
Burkina Faso	BF			-173,0	-187,5						-26,0				
Côte d'Ivoire	CI		162,1		717,6				97,5	63,2					
Ghana	GH		199,9	-961,0											489,4
Gambia	GM												-25,4		
Guinea	GN							251,0	32,1	227,1			109,0	3,1	
Guinea-Bissau	GW						-265,3						220,7		
Liberia	LR			-88,8			-131,4							-113,7	
Mali	ML			-79,8			-228,0						-5,4		
Niger	NE	7,8	41,3									-199,1			
Nigeria	NG	93,8									310,3				
Senegal	SN					52,2	-114,9	-125,5		-25,1					
Sierra Leone	SL						-8,4		90,9						
Togo	TG	58,9			-366,2										

Les valeurs négatives indiquent une capacité nulle en raison de transits qui sont en sens inverse dans le cas de base et qui constituent intrinsèquement le scénario de référence du soir 2030.











# Tableau 10:Capacités de transfert nettes pour 2025 MW à la mi-journée (les capacités ne sont que des valeurs positives)

NTC 2030	Vers	Benin	Burkina Faso	Côte d'Iv.	Ghana	Gambia	Guinea	Guinea-Bissau	Liberia	Mali	Niger	Nigeria	Senegal	Sierra Leone	Togo
Depuis		BJ	BF	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SN	SL	TG
Benin	BJ										86,8	-107,4			-475,8
Burkina Faso	BF			-6,6	28,7						75,8				
Côte d'Ivoire	THERE		23,8		263,5				-21,9	-168,7					
Ghana	GH		16,1	-392,8											454,9
Gambia	GM												77,1		
Guinea	GN							-51,0	108,7	-42,7			217,8	213,5	
Guinea-Bissau	GW						61,8						-96,5		
Liberia	LR			30,4			-160,9							-44,9	
Mali	ML			129,1			40,6						-150,3		
Niger	NOT	-79,7	12,9									419,1			
Nigeria	NG	61,1									-208,9				
Senegal	SN					-42,8	63,1	130,2		45,0					
Sierra Leone	SL						102,0		111,7						
Togo	TG	428,0			-569,2										

Les valeurs négatives indiquent une capacité nulle en raison de transits qui sont dans la direction opposée et qui constituent intrinsèquement le scénario de référence 2030 à la mi-journée.











#### 6. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES

Une description complète de la méthodologie et des hypothèses utilisées dans cette étude est disponible dans le document spécifique "BESS Assumptions and Methodology for Work Package - ref 6279-BESS-ME-001".

Les hypothèses clés qui doivent être gardées à l'esprit lors de la lecture de ce rapport sont les suivantes :

- L'étude considère le système électrique régional interconnecté de la CEDEAO comme un seul réseau synchrone à partir de 2025.
- Les échanges d'énergie entre les pays ou la taille et l'emplacement des BESS sont optimisés d'un point de vue technique et économique pour l'ensemble de la CEDEAO et ne prennent en compte aucune contrainte politique ou réglementaire.
- L'étude considère le déploiement optimal technique et économique des BESS mais ne définit pas le cadre réglementaire pour ce déploiement : propriété de l'opérateur de système, IPP, marché libéralisé, etc. Ce point est développé dans le work package 2
- Les capacités de production autres que les BESS sont considérées comme une donnée d'entrée de l'étude et sont fixées au stade de la collecte des données, mais prennent en compte la construction de nouveaux actifs comme prévu dans chaque pays. Le modèle utilisé dans la simulation n'est pas autorisé à ajouter ou supprimer une unité de production thermique ou renouvelable par rapport à ce qui existe ou est déjà planifié dans chaque pays.
- Les interconnexions et les échanges d'énergie avec les pays hors CEDEAO ne sont pas pris en compte.
- Prix des combustibles (gaz, HFO, LFO).
- Taux d'actualisation.











# 7. SIMULATIONS ET ANALYSES TECHNICO-ÉCONOMIQUES

# 7.1. Application de contrôle de fréquence

#### 7.1.1. Objectifs

Comme mentionné précédemment, la présente section vise à effectuer une évaluation économique de la fourniture de services de contrôle de fréquence (en particulier, la réserve primaire) dans le cadre du projet BESS, en la comparant au scénario du statu quo (BAU) concernant les turbines à gaz. Pour ce faire, les réserves obligatoires requises ont été calculées pour chaque pays de l'espace WAPP, en adoptant la méthodologie européenne. Par la suite, les coûts totaux ont été comparés tels qu'ils sont décrits dans les sections suivantes.

#### 7.1.2. Principales hypothèses

Selon la méthodologie, le Consultant a estimé et proposé les besoins suivants à l'aide d'un tableau de l'approche Entso-E, pour chacun des pays de la CEDEAO.

#### Tableau 11:Réserves primaires minimales requises par pays.

Version A: basée sur les prévisions de production 2025 issues de la Collecte de Données, et un facteur de sécurité de 1.07.











Control Area		Area	Gen. 2016 (GWh)	Contribution Coefficient 2018 (%)	Minimum Primary Reserve 2018 (MW)	Generation 2025 (GWh)	Contribution Coefficient 2025 (%) in each area	Contribution Coefficient 2025 (%) of total	Minimum Primary Reserve 2025 (MW)	\ /
2 larges	t Units: name	S			Egbin 1,2				Egbin, CIPREL 5	Egbin, CIPREL 5
2 larges	t Units: MW				460				620	620
Require	ment (MW)				493				664	664
CA1	CI	CIE	10.072	92%	89	15.564	84%	9,6%	63,5	63,5
	BF	SONABEL	923	8%	8	2953	16%	1,8%	12,0	12,0
			10.995	100%	97	18.517	100%	11,4%	75,5	75,5
CA2	TG-BJ	CEB	1.055	4%	9			0,0%		0,0
	TG					2.500	9%	1,5%	10,2	10,2
	BJ					2.165	8%	1,3%	8,8	8,8
	GH	GRIDCo	12.939	52%	114	23.481	83%	14,4%	95,8	95,8
					123	28.146	100%	17,3%	114,8	114,8
CA3	NG	TCN	28.412	99%	217	92.500	98%	56,8%	377	377,2
	NE	NIGELEC	349	1%	3	2179	2%	1,3%	9	8,9
				100%	220	94.679	100%	58,1%	386	386,1
CA4	GN	EDG				3242	46%	2,0%	13,2	13,2
	SL	EGTC				2660	38%	1,6%	10,8	10,8
	LI	LEC				1115	16%	0,7%	4,5	4,5
						7017	100%	4,3%	29	28,6
CA5	ML-SN-MR	SOGEM	1.282	25%	12	2.166	15%	1,3%	8,8	8,8
	ML	EDM-SA	851	16%	8	4679	32%	2,9%	19,1	19,1
	SN	SENELEC	3.052	59%	28	8.192	56%	5,0%	33,4	33,4
	GM	NAWEC				936	13%	0,6%	3,8	3,8
	GW	EAGB				730	10%	0,4%	3,0	3,0
				100%	48	14.537	100%	8,9%	59	59,3
		TOTAL	58.936		488	162.896		100%	664	664

Version B: basée sur les relevés de compteurs de la production de 2023 (source : WAPP), avec un facteur de sécurité de 1.00











Control Area		Area	Gen. 2016 (GWh)	Contribution Coefficient 2018 (%)	Minimum Primary Reserve 2018 (MW)	Generation 2023 (meterings) (GWh)	Contribution Coefficient 2025 (%) in each area	Contribution Coefficient 2025 (%) of total	Minimum Primary Reserve 2025 (MW)	Minimum Primary Reserve 2030 (MW)
2 larges	t Units: name	s			Egbin 1,2				Egbin, CIPREL 5	Egbin, CIPREL 5
2 larges	t Units: MW				460				620	620
Require	ment (MW)				488				620	620
CA1	CI	CIE	10.072	92%	89	13.343	92%	14,5%	90,0	90,0
	BF	SONABEL	923	8%	8	1126	8%	1,2%	7,6	7,6
			10.995	100%	97	14.469	100%	15,7%	97,6	97,6
CA2	TG-BJ	CEB	1.055	4%	9			0,0%		0,0
	TG					692	3%	0,8%	4,7	4,7
	BJ					692	3%	0,8%	4,7	4,7
	GH	GRIDCo	12.939	52%	114	23.485	94%	25,5%	158,4	158,4
					123	24.868	100%	27,0%	167,7	167,7
CA3	NG	TCN	28.412	99%	217	36.623	98%	39,8%	246,9	246,9
	NE	NIGELEC	349	1%	3	781	2%	0,8%	5,3	5,3
				100%	220	37.404	100%	40,7%	252,2	252,2
CA4	GN	EDG				3628	82%	3,9%	24,5	24,5
	SL	EGTC				473	11%	0,5%	3,2	3,2
	LI	LEC				334	8%	0,4%	2,3	2,3
						4435	100%	4,8%	30	29,9
CA5	ML-SN-MR	SOGEM	1.282	25%	12	1.857	17%	2,0%	12,5	12,5
	ML	EDM-SA	851	16%	8	1597	15%	1,7%	10,8	10,8
	SN	SENELEC	3.052	59%	28	6.645	62%	7,2%	44,8	44,8
	GM	NAWEC				380	9%	0,4%	2,6	2,6
	GW	EAGB				296	7%	0,3%	2,0	2,0
				100%	48	10.775	100%	11,7%	73	72,7
		TOTAL	58.936	•	488	91.951		100%	620	620

Bien qu'il incombe au WAPP de décider du dimensionnement des réserves pour le contrôle de fréquence, les étapes de calcul supposées/suggérées pour cette étude sont les suivantes :

- Étape 1 : Identification de la capacité nominale des unités parmi les deux centrales possédant les plus grandes unités. En 2025, ces centrales seraient CIPREL 5 (Atinkou) en Côte d'Ivoire, de 390 MW, et Egbin au Nigeria (230 MW). Cela représente 620 MW à partir de 2025.
- Étape 2 : Application d'un facteur de dimensionnement de sécurité. Dans le cas où le facteur est considéré comme similaire à celui utilisé à ENTSO-E, un paramètre de 1,07 est supposé. En conséquence, le besoin total de réserve primaire s'avère être de 1,07 x 620 = 664 MW. Cette hypothèse est utilisée pour la version A ci-dessus. La version B est basée sur un facteur de 1.00.
- Étape 3 : répartition du besoin total de contributions de chaque système membre.
   A partir des prévisions énergétiques prévues dans un avenir proche, les facteurs de contribution en % de l'énergie totale générée sont présentés dans une colonne











et servent à calculer les contributions à la réserve primaire pour 2025 en MW, et les contributions pour 2030 en MW.

Dans le cas présent, le même besoin total et les mêmes facteurs de contribution se retrouvent pour 2025 et 2030. À l'avenir, tant le besoin total que les facteurs de contribution pourront être modifiés en fonction de décisions ad hoc au niveau du WAPP, par exemple en décidant pour la version A, la version B ou une autre version du tableau 11. Dans la suite du rapport, c'est la version A qui est utilisée, l'étude étant alignée sur les modèles de réseaux 2025 et 2030.

Pour cette application, il a été décidé de comparer l'investissement dans le BESS avec la technologie de combustible le plus accessible de la région. Afin d'évaluer le modèle financier de régulation des fréquences, l'accent sera mis uniquement sur les coûts de fourniture d'un tel service, à savoir les coûts d'investissement et les coûts fixes d'exploitation et d'entretien, sans tenir compte des coûts de combustible. Il est supposé que l'unité fournissant le service de contrôle de fréquence compensera le coût de combustible de la mise en place et de la réduction de la régulation, qu'il s'agisse d'une batterie ou d'un générateur thermique. En d'autres termes, les coûts des combustibles peuvent être négligés car le contrôle de la fréquence est symétrique : parfois, la centrale utilise plus de carburant pour équilibrer les besoins en plus de puissance, parfois elle utilise moins du carburant pour équilibrer les besoins en moins de puissance, ainsi, en moyenne il n'y a pas d'impacts sur la consommation annuelle du combustible.

Mettant de côté la comparaison avec les technologies hydroélectriques, la concentration sera faite sur les dépenses d'investissement et les coûts d'exploitation et d'entretien. Par conséquent, l'hydroélectricité sera l'option la plus coûteuse en raison de ses dépenses d'investissement élevées. De plus, il est difficile de déterminer les coûts standard de l'hydroélectricité, car ils varient en fonction du site spécifique où le projet est prévu.

L'analyse sera conclue par la comparaison des investissements dans les BESS avec des investissements dans les générateurs thermiques ICE à HFO/LFO ou OCGT, qui sont couramment utilisés dans la région. Les données disponibles des plans directeurs des pays indiquent une fourchette de coûts de 950 000 \$ à 1 400 000 \$ par MW pour les installations de ICE et OCGT. Optant pour le coût moyen de 1 100 000 \$ par MW, il sera pris en compte un OPEX de 2 % des CAPEX.

La comparaison porte sur le coût d'investissement pour 1 MW de capacité de BESS par rapport au coût d'investissement dans un MW supplémentaire d'un générateur thermique (en supposant que le reste de la capacité est utilisé comme charge de base). Dans ce scénario, une batterie











d'une heure est suffisante pour fournir un service de contrôle de fréquence. Étant donné que les générateurs thermiques ont généralement une durée de vie d'environ 25 ans, tandis que les batteries sont supposées avoir une durée de vie de 10 ans, une remise à neuf est prévue pour prolonger la durée de vie de la batterie de 15 ans supplémentaires, supposant que les progrès de la technologie des batteries au cours de la prochaine décennie bénéficieront d'économies d'échelle et de courbes d'apprentissage, augmentant ainsi leur durée de vie. Le coût de remise en état est estimé à 40 % des dépenses d'investissement actuelles, ce qui tient compte de la diminution des dépenses d'investissement au fil du temps.

#### 7.1.3. Effet du BESS sur la fréquence

Les exigences minimales ci-dessus pour la première réserve du tableau 11 ci-dessus indiquent les valeurs qui sont sûres pour un grand réseau interconnecté et où se trouve la réserve primaire dans les centrales électriques qui ont été désignées pour fournir ce service auxiliaire (le contrôle de fréquence) en plus de la production d'électricité. La libération de puissance doit être totale (100% de la réserve dans les 30 secondes suivant l'événement).

Que ce soit sous forme de réserve à l'intérieur des centrales électriques ou de réserve à l'intérieur du BESS, la fréquence est stabilisée en moins d'une minute, présentant éventuellement des oscillations résiduelles mineures avant d'atteindre sa valeur finale après une période d'amortissement.

En effet, comme les BESS ne souffrent pas de l'inertie mécanique des nombreuses pièces des injecteurs (que ce soit pour les turbines à gaz, les turbines à vapeur, les turbines à moteur à combustion interne ou les turbines hydrauliques), les BESS sont beaucoup plus rapides que les centrales électriques pour libérer la réserve de puissance. En conséquence, le contrôle de fréquence de BESS est beaucoup plus efficace (la fréquence se stabilise plus rapidement) qu'avec le contrôle de fréquence effectué par les centrales électriques.

#### 7.1.4. Investissements BESS en 2025

Le choix de BESS pour le contrôle de fréquence s'avère être une option rentable par rapport à l'investissement dans des générateurs thermiques. Le tableau ci-dessous illustre l'analyse financière. Le coût de la VAN de chaque option a été calculé, y compris les coûts d'investissement et d'exploitation, en comparant une turbine à gaz à un système de batterie d'une heure. Comme on le voit en 2021 à 258 kUSD, ce qui représente environ 64 % du coût du générateur thermique. S'il est nécessaire d'allonger la durée de vie de la batterie en raison de la nécessité d'applications supplémentaires, il reste économiquement avantageux d'investir dans des batteries d'une durée











maximale de 3 heures de stockage, par rapport à générateur thermique. Au-delà de ce seuil, les batteries de plus grande durée pourraient potentiellement dépasser le coût des turbines à gaz.

#### 7.1.5. Investissements BESS en 2030

Les résultats pour 2030 ressemblent beaucoup à ceux de 2025. Comme le montre le tableau 13 de la page suivante, dans ce cas, les économies actualisées de VAN BESS pourraient varier de 0.8 M\$ à 195 M\$, ce qui représente environ 75 % du coût du générateur thermique. Si l'on considère d'autres applications de la batterie, comme celles qui nécessitent des durées de stockage plus longues, le BESS restera économiquement réalisable pour des batteries allant jusqu'à 4h. Le coût CAPEX considérablement plus faible en 2030 permettra d'investir dans des batteries plus grandes en termes d'énergie, jusqu'à 4h de batteries en 2030 contre 3h de batteries lors de l'investissement en 2025.

#### 7.1.6. Conclusion sur le contrôle de fréquence

Dans cette section, le rapport coût-efficacité de l'investissement dans le BESS pour la fourniture de services de contrôle de fréquence a été évalué par rapport à l'investissement dans des turbines à gaz. L'évaluation s'est concentrée sur le coût d'investissement d'une batterie d'une heure, révélant des économies potentielles de 64 % et 75 % par rapport aux investissements dans les turbines à gaz en 2025 et 2030, respectivement.

De plus, les implications financières de la prolongation de la durée de vie de la batterie pour d'éventuelles applications supplémentaires sont évaluées. L'analyse indique que le BESS reste économiquement avantageux, même avec des investissements de 4 heures en 2030 et de 4 heures en 2025.

Le BESS libère la réserve pour les services de fréquence beaucoup plus rapidement qu'une centrale classique : les BESS sont aujourd'hui un actif commun (bien que récent) pour le contrôle de fréquence. Il s'avère être un moyen efficace de maîtriser l'équilibre de puissance active de manière à minimiser les écarts de fréquence.











Tableau 12: Comparaison des coûts BESS vs turbine à gaz investie en 2025 - Contrôle de fréquence

	Valeurs VAN 2023	BF	CI	SN	GM	GH	GN	GW	ML	NE	TG	BJ	SL	NG
	Capacité (MW)	12	64	33	4	115	13	3	19	9	10	9	11	377
BESS	DÉPENSES d'INVESTISSEMENT (k\$)	4,127	21,840	11,487	1,307	39,484	4,471	1,032	6,569	3,061	3,508	3,027	3,715	129,664
BESS	Dépenses d'exploitation (k\$)	540	2,857	1,502	171	5,164	585	135	859	400	459	396	486	16,959
	FNPV (k\$)	4,667	24,697	12,990	1,478	44,648	5,056	1,167	7,428	3,461	3,967	3,423	4,200	146,623
	Capacité (MW)	24	127	67	8	230	26	6	38	18	20	18	22	754
Générateur	DÉPENSES d'INVESTISSEMENT (k\$)	21,818	115,455	60,727	6,909	208,727	23,636	5,455	34,727	16,182	18,545	16,000	19,636	685,455
thermique	Dépenses d'exploitation (k\$)	3,961	20,960	11,024	1,254	37,893	4,291	990	6,304	2,938	3,367	2,905	3,565	124,438
	FNPV (k\$)	25,779	136,414	71,752	8,163	246,620	27,927	6,445	41,032	19,119	21,912	18,905	23,201	809,893
Gain	Réduction des coûts BESS (k\$)	21,112	111,718	58,762	6,685	201,972	22,871	5,278	33,603	15,658	17,945	15,482	19,001	663,269
Gaiii	Réduction des coûts BESS (%)	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%











# Tableau 13:Comparaison des coûts BESS vs turbine à gaz investie en 2030 - Contrôle de fréquence

	Valeurs VAN 2023	BF	CI	SN	GM	GH	GN	GW	ML	NE	TG	BJ	SL	NG
	Capacité (MW)	12	64	33	4	115	13	3	19	9	10	9	11	377
BESS	DÉPENSES d'INVESTISSEMENT (k\$)	1,791	9,480	4,986	567	17,138	1,941	448	2,851	1,329	1,523	1,314	1,612	56,281
BLOO	Dépenses d'exploitation (k\$)	230	1,218	641	73	2,202	249	58	366	171	196	169	207	7,231
	FNPV (k\$)	2,022	10,698	5,627	640	19,340	2,190	505	3,218	1,499	1,718	1,483	1,819	63,512
	Capacité (MW)	24	127	67	8	230	26	6	38	18	20	18	22	754
Turbine	DÉPENSES d'INVESTISSEMENT (k\$)	13,547	71,688	37,707	4,290	129,603	14,676	3,387	21,563	10,048	11,515	9,935	12,193	425,613
à gaz	Dépenses d'exploitation (k\$)	2,459	13,014	6,845	779	23,528	2,664	615	3,915	1,824	2,090	1,804	2,213	77,266
	FNPV (k\$)	16,007	84,703	44,552	5,069	153,131	17,341	4,002	25,477	11,872	13,606	11,738	14,406	502,880
Gain	Réduction des coûts BESS (k\$)	13,985	74,005	38,925	4,429	133,791	15,151	3,496	22,260	10,372	11,887	10,256	12,587	439,367
	Réduction des coûts BESS (%)	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%











## 7.2. Application de contrôle de tension

#### 7.2.1. Objectifs

Les BESS sont contrôlés par l'électronique de puissance formant un onduleur. Comme pour les centrales photovoltaïques et les éoliennes à convertisseur complet, l'onduleur peut être contrôlé pour fournir ou absorber de la puissance réactive, contrôlant ainsi la tension au nœud de connexion, de la même manière que les condensateurs et les réactances, respectivement fournissent ou absorbent la puissance réactive.

L'objectif est ici d'analyser si le BESS peut rivaliser avec les moyens traditionnels de contrôle de la tension dans le réseau une fois que les générateurs sont déjà raccordés : les condensateurs shunt et les réactances shunt sont les principaux moyens pour le planificateur de réseau d'assurer le fonctionnement du réseau dans la plage de tension acceptable. La puissance réactive est plutôt un problème local dans le sens où elle ne peut pas être transférée sur de très longues distances avec des pertes raisonnables : par conséquent, les condensateurs ont tendance à augmenter la tension là où c'est nécessaire et les réactances ont tendance à réduire la tension là où c'est nécessaire.

#### 7.2.2. Effet du BESS sur la tension

L'injection de Mvars, que ce soit à partir de condensateurs, de générateurs ou de BESS aura exactement le même impact sur la tension à l'état stationnaire. Pendant les transitoires, le BESS peut avoir une action plus rapide.

L'absorption des Mvars, qu'il s'agisse de réactances ou de BESS, aura exactement le même impact sur la tension à l'état stationnaire. Ici aussi, pendant les transitoires, le BESS peut avoir une action plus rapide. Pour absorber les Mvars, des générateurs à base d'alternateurs (machines synchrones) sont possibles, mais seulement dans une limite qui montre une faible capacité d'absorption avant que des instabilités n'apparaissent.

Par conséquent, le BESS est efficace pour le contrôle de la tension, à condition que le transformateur côté CA du BESS (« transformateur élévateur ») ainsi que l'onduleur soient dimensionnés en fonction de la puissance complexe résultante en MVA au lieu d'être dimensionnés uniquement pour la puissance active (en MW). Cela nécessite souvent un surdimensionnement de 15 % à 20 % du convertisseur et du transformateur, avec les surcoûts qui en résultent.











# 7.2.3. Comparaison économique du BESS avec les moyens classiques de contrôle de la tension

La collecte de données a permis d'identifier certains coûts de référence dans les plans directeurs du secteur de l'électricité de certains pays. Les coûts de référence typiques pour les condensateurs et les réactances sont présentés dans les colonnes les plus à droite du tableau suivant pour des tailles telles que 30 Mvar, 40 Mvar et 100 Mvar.

Tableau 14 :Coûts typiques pour les BESS d'une capacité de 2 heures, pour les condensateurs et pour les réactances (Source Bloomberg Janvier 2023)

BESS 2h	BESS	BESS	BESS Estimate	BESS Estimate	Production Q (static)	Absorption Q (static)	Q (+/-) (dyn)	Q (+/-) (dyn)
	2025	2030	2025	2030	Capacitors	Reactors	SVC*	STATCOM**
Mvar	kUSD/ MVA	kUSD/ MVA	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD/Mvar	kUSD/MVar
30	733	503	21988	15099	657	2332		
40	733	503	29317	20132	984	4078	120	450
100	733	503	73292	50330	1771	7156	120	370

(\*) source: ESB, Intec (\*\*) source: KETRACO Master Plan 2023

La comparaison des BESS et des condensateurs montre clairement que :

- Un BESS ne peut pas être ni devenir rentable pour agir uniquement pour le contrôle de tension statique, ni non plus en alternative à un SVC, car son coût n'est pas compétitif par rapport aux coûts des condensateurs, réactances et SVC (source : Bloomberg, janvier 2023, collecte de données, et ESB\*).
- Un BESS peut être compétitif comparé à un STATCOM¹ (c'est-à-dire basé sur des IGBT),
   selon sa capacité et en supposant un besoin de réglage dynamique rapide de la tension

<sup>1</sup> Un STATCOM est capable de fournir une puissance réactive élevée au réseau, plus ou moins sans entrave pendant les creux de tensions, et avec une réponse dynamique rapide et puissante. Ceci est utile, par exemple, pour supporter des réseaux plus ou moins faibles chargés par un pourcentage élevé de climatiseurs dans des climats chauds et humides, et pour améliorer la disponibilité de grands parcs éoliens dans des conditions de réseau

variables. (réf: ABB SVC et STATCOM shunt compensation, 2019)











#### 7.2.4. Conclusion sur la rentabilité de BESS pour le contrôle de tension

Les BESS peuvent absorber et produire de la puissance réactive (exprimée en Mvar) et peuvent donc agir comme des condensateurs et des réactances agissent, de la même manière que les générateurs de générateur ou absorbent l'énergie réactive.

Avec cette caractéristique à l'esprit, BESS peut contrôler la tension aussi bien que ces moyens conventionnels à l'état stationnaire, et encore mieux à très court terme après des événements (transitoires).

Cependant, le coût d'investissement pour les BESS est important par rapport à ces actifs conventionnels.

La comparaison des BESS et des réactances montre clairement qu'un BESS ne peut pas être et ne peut pas devenir rentable pour agir uniquement pour le contrôle de la tension, car son coût n'est pas compétitif par rapport aux coûts des réactances, même si l'on considère la réduction future des coûts d'investissement des BESS.

Cependant, la capacité de contrôle de la tension du BESS sera d'un intérêt significatif dans le cadre des applications combinées du BESS telles que le transfert d'énergie et le contrôle de la tension, ou le contrôle de fréquence et le contrôle de la tension : le placement du BESS à des endroits où un grand condensateur ou une grande réactance devrait autrement être installé permettra de réaliser les économies correspondantes de condensateur ou de CAPEX de réactance.

# 7.3. Application de décalage temporel de l'énergie

#### 7.3.1. Objectifs

Cette application vise à évaluer la faisabilité financière et économique du transfert de l'énergie des heures de faible demande / prix bas vers les heures de forte demande / prix élevés. La faisabilité d'un tel arbitrage dépend d'un certain nombre de conditions, propres à chaque pays.

Par exemple, la forme du profil de la demande : une courbe de demande horaire plate ne conviendra pas à l'arbitrage BESS, tandis qu'une courbe de charge horaire où la demande de pointe est beaucoup plus élevée que la demande en dehors des heures de pointe incitera à installer des BESS. Afin de simuler le système d'alimentation du WAPP, une modélisation simplifiée de l'ensemble du système a été envisagée. Un résumé des principaux apports est présenté ci-dessous.











#### 7.3.2. Entrées principales

De nos jours, la principale capacité installée du système WAPP correspond aux générateurs au gaz, suivis par l'hydroélectricité et le fioul lourd. D'ici 2030, l'énergie solaire photovoltaïque devrait devenir la troisième plus grande technologie dans le domaine du WAPP.

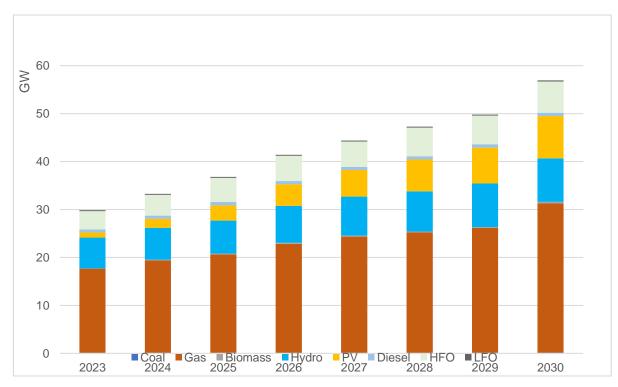


Figure 4: Capacité installée dans la zone continentale de la CEDEAO par technologie

Les prix des carburants pris en compte dans la base de données reflètent le coût local de l'approvisionnement de chaque combustible pour chaque pays, et peuvent donc inclure les subventions obtenues au cours du processus de collecte de données auprès de chaque pays. Le tableau suivant présente les coûts du combustible en (\$/MWh). Veuillez garder à l'esprit qu'un coût de 1500 \$/MWh² pour la valeur de la charge perdue (VOLL) est supposé, ce qui signifie le coût d'avoir de l'énergie non desservie (NSE) dans le système.

Tableau 15 : Coûts du carburant par pays

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Le plan directeur de transport du WAPP propose une fourchette pour le coût des NSE comprise entre 1 000 et 1 500 USD/MWh. Prise de la limite supérieure en tenant compte de l'inflation et des valeurs similaires utilisées dans d'autres projets.











(\$/MWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BF_Biomass	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
BF_Diesel	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00
BF_HFO	53.89	53.89	53.89	53.89	53.89	53.89	53.89	53.89
BF_Local Gaz	40.64	41.86	43.11	44.41	45.74	47.11	48.52	49.98
BJ_Biomass	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
BJ_Diesel	70.80	72.20	73.63	74.59	75.54	76.50	77.49	78.48
BJ_LF0	57.46	58.59	59.75	60.50	61.28	62.07	62.89	63.67
BJ_Local Gaz	40.64	41.86	43.11	44.41	45.74	47.11	48.52	49.98
CI_Biomass	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60
CI_HFO	20.75	20.75	20.75	20.75	20.75	20.75	20.75	20.75
Cl_Local Gaz	35.29	36.35	37.44	38.57	39.72	40.92	42.14	43.41
GH_Diesel	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29
GH_HFO	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60
GH_Local Gaz	41.49	42.74	44.02	45.34	46.70	48.10	49.54	51.03
GM_Diesel	131.23	131.23	131.23	131.23	131.23	131.23	131.23	131.23
GM_HFO	135.75	135.75	135.75	135.75	135.75	135.75	135.75	135.75
GN_HFO	71.80	71.80	71.80	71.80	71.80	71.80	71.80	71.80
GN_LFO	40.84	40.84	40.84	40.84	40.84	40.84	40.84	40.84
GN_Local Gaz	11.18	11.52	11.86	12.22	12.58	12.96	13.35	13.75
GW_Diesel	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46
GW_HFO	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46
LR_HFO	56.15	56.15	56.15	56.15	56.15	56.15	56.15	56.15
ML_Diesel	81.43	81.43	81.43	81.43	81.43	81.43	81.43	81.43
ML_HFO	63.22	63.22	63.22	63.22	63.22	63.22	63.22	63.22
NE_Coal	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88
NE_HFO	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88
NE_LFO	145.89	145.89	145.89	145.89	145.89	145.89	145.89	145.89
NG_HFO	114.84	114.84	114.84	114.84	114.84	114.84	114.84	114.84
NG_Local Gaz	22.02	22.68	23.36	24.06	24.79	25.53	26.30	27.09











(\$/MWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SL_Biomass	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
SL_Diesel	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02
SL_HFO	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02	174.02
SN_Coal	55.49	63.18	65.41	64.86	64.86	64.86	64.86	64.86
SN_Diesel	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88	57.88
SN_HFO	45.42	41.41	38.15	35.30	34.21	34.21	34.21	34.21
SN_Int. Gaz	60.88	66.36	63.94	61.53	59.35	59.35	59.35	59.35
SN_LFO	79.32	69.46	71.90	71.30	71.30	71.30	71.30	71.30
SN_Local Gaz	61.65	67.20	64.75	62.31	60.11	60.11	60.11	60.11
TG_Diesel	20.75	21.16	21.58	21.86	22.14	22.42	22.71	23.00
TG_HFO	16.84	17.17	17.51	17.73	17.96	18.19	18.43	18.66
TG_Local Gaz	11.91	11.88	11.84	11.73	11.69	11.66	11.62	11.58

En ce qui concerne la consommation finale d'électricité, la plupart des pays sont alignés sur un taux de croissance de l'ordre de 18% en 2025 et de 60% en 2030 par rapport à 2023. En particulier, NG, NE et SN et SL supposent un taux élevé au début de la période reflétant la reprise post-COVID, cela conduit à un TCAC de plus de 10 % dans ces pays.

Tableau 16: Croissance de la demande par pays

	BJ	BF	CI	GM	GH	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SL	SN	TG
2025	18 %	18 %	17 %	18 %	31 %	17 %	13 %	17 %	15 %	47%	32%	33%	66%	20 %
2030	67 %	70 %	62 %	45 %	36 %	30 %	57 %	77 %	87 %	195 %	99%	142 %	108 %	73 %
CAGR	8%	8%	7%	5%	4%	4%	7%	9%	9%	17%	10%	13%	11%	8%

La figure ci-dessous présente l'évolution annuelle de la demande d'énergie par pays.











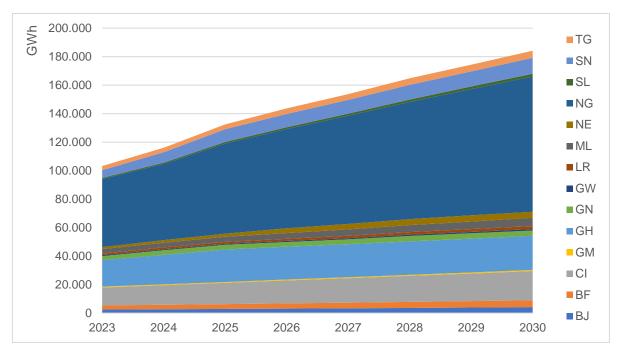


Figure 5: Evolution de la demande d'énergie par pays.











Enfin, pour modéliser la production solaire, deux jours représentatifs sont considérés, l'un pour la saison des pluies et l'autre pour la saison sèche comme le montre le graphique ci-dessous. Comme on pouvait s'y attendre, en saison sèche, une production solaire plus élevée est observée par rapport à la saison des pluies.

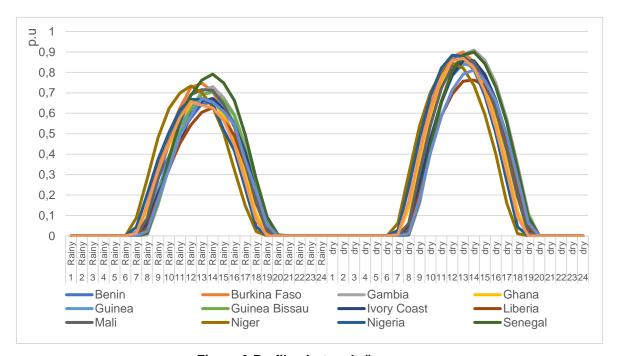


Figure 6:Profils photovoltaïques par pays

Comme mentionné dans la méthodologie, les résultats sont présentés pour les décisions d'investissement prises en 2025 ou 2030.

En particulier, le principal paramètre de l'investissement BESS sera le CAPEX, qui devrait diminuer rapidement au cours des prochaines années, en outre, les différences de prix intrajournalières détermineront les décisions d'investissement, en fonction de la pénétration du photovoltaïque, de la capacité de transport et de l'expansion de l'hydroélectricité. Les batteries de 2h et 4h sont évaluées, à partir des simulations préliminaires, il est obtenu **4h BESS** pour être la taille standard pour les applications de changement d'énergie.

#### 7.3.3. Investissements BESS en 2025

Lors de la décision des investissements en 2025, la simulation montre que le seul pays à afficher des investissements rentables dans les batteries est la Gambie (GM), avec une capacité de 120 MW. Le graphique ci-dessous présente les coûts marginaux moyens dans la région pour 2025. On peut observer que les coûts marginaux restent élevés pour GM et SL, ce qui reflète à la fois











NSE<sup>3</sup> en SL pour 2025 (1,3 % de la demande totale) et les coûts élevés du carburant en ML, NE et GM en 2030.

Tableau 17: Plan d'Investissement BESS 2025 - Application pour l'énergie

	BF	ВЈ	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SL	SN	TG
Capacité (MW)	0	0	0	0	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0

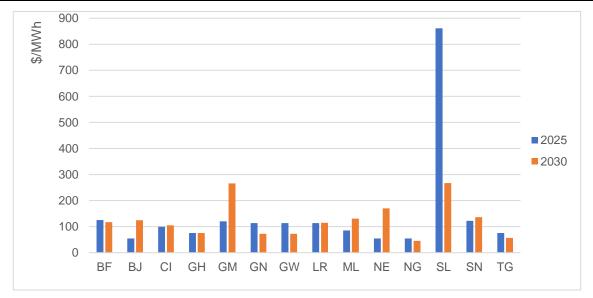


Figure 7:Prix moyens annuels de l'électricité par pays avec investissements BESS en 2025

Les graphiques ci-dessous montrent la variabilité intra-journalière des prix pour l'année 2025 et 2030. En 2025, SL, ML, BF et ML présentent la différence de prix la plus élevée de 1 042 \$/MWh, 100 \$/MWh, 100 \$/MWh et 99 \$/MWh respectivement pour la saison sèche. Alors qu'en 2030, GM, ML et BF présentent la différence de prix la plus élevée de 404 \$/MWh, 164 \$/MWh et 160 \$/MWh respectivement pour la saison des pluies.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> 1500 USD/MWh pour l'énergie non desservie (NSE)











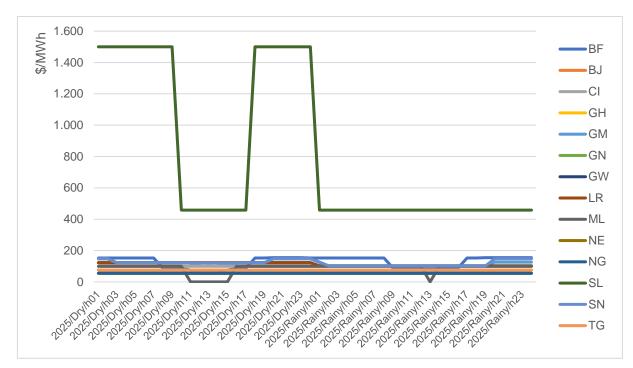


Figure 8:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison d'ici 2025 - BESS 2025

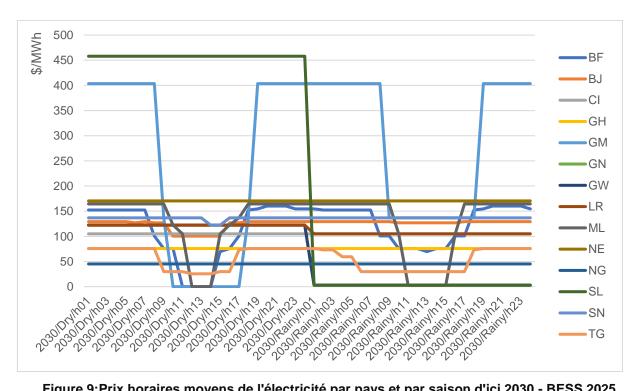


Figure 9:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison d'ici 2030 - BESS 2025

Malgré la forte différence de prix en SL en 2025, en 2030 il n'y a pas de différences de prix intra journalières, le prix reste élevé pendant la saison sèche alors qu'il reste très bas pendant la saison











sèche. Il s'agit d'une conséquence de la mise en service des projets hydroélectriques d'ici 2027, ce qui fait que les investissements BESS ne sont pas attrayants à partir de 2027 à SL.

Enfin, comme le montre le modèle financier ci-dessous, investir dans une batterie de 120 MW en Gambie assurera des ventes de 52 MUSD par an et des coûts d'environ 14 MUSD par an. Cependant, il existe un risque de baisse des entrées de trésorerie en 2027, 2028 et 2029 lorsque les revenus chuteront à 27 % de la moyenne des autres années.











# Modèle financier BESS pour la Gambie

# Tableau 18:BESS Financial Model GM 2025 – prévisions prix et volumes

		1		ı			ı		1		ı	ı		1
Année		Valorisation en 2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Prix et volu	ımes													
	Prix de vente	USD/MWh	-	-	135.91	141.77	270.52	288.55	290.74	403.54	403.54	403.54	403.54	403.54
	Prix d'achat	USD/MWh	-	-	110.04	99.44	45.79	55.99	65.93	68.15	68.15	68.15	68.15	68.22
	Autres prix	USD/MW	-	-	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-
	Volumes de vente	GWh	-	-	135.38	114.38	171.85	158.19	165.44	171.85	171.845	171.845	171.845	171.965
	Acheter des volumes	GWh	-	-	167.44	141.14	212.31	195.48	204.66	212.12	212.12	212.12	212.12	211.91
	Autres volumes	GW/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revenus			-	-	18,398.	16,216.	46,487.9	45,646.	48,100.	69,346.2	69,346.2	69,346.2	69,346.2	69,394.3
	Ventes d'énergie		-	-	18,399	16,216	46,488	45,646	48,100	69,346	69,346	69,346	69,346	69,394
Dépenses			_	(151,680)	(20,700)	(16,310)	(11,998)	(13,220)	(15,769)	(16,732)	(16,732)	(16,732)	(16,732)	(16,732)
	Dépenses d'investissement		-	(151,680)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coûts d'exploitation		-	-	(2,275)	(2,275)	(2,275)	(2,275)	(2,275)	(2,275)	(2,275)	(2,275)	(2,275)	(2,275)
	Achats d'énergie		-	-	(18,425)	(14,035)	(9,723)	(10,944)	(13,494)	(14,456)	(14,456)	(14,456)	(14,456)	(14,456)
Flux de tré	sorerie net			-										
				(151,680)	(2,301)	(93)	34,490	32,426	32,331	52,615	52,615	52,615	52,615	52,663











En résumé, selon le modèle financier, l'investissement et l'exploitation du BESS peuvent se traduire par une VAN d'environ 31 528 k\$ en 2023, ce qui implique un TRI de 13,92 %.

FNPV		31 528 \$
	Ventes d'énergie	239 126 \$
	Arbitrage de l'énergie	168 437 \$
	Dépenses d'investissement	(125 355 \$)
	Coûts d'exploitation	(11 554 \$)
FIRR		13.92%

En incluant les réductions d'émissions d'environ 0,1 kton de CO2 à 20 USD/tonne par an, **l'EIRR** conserve la même valeur que le FIRR de 13,92 %

### 7.3.4. Investissements BESS en 2030

Le graphique ci-dessous montre les coûts marginaux moyens dans la région pour 2025 (pas d'investissements) et 2030.

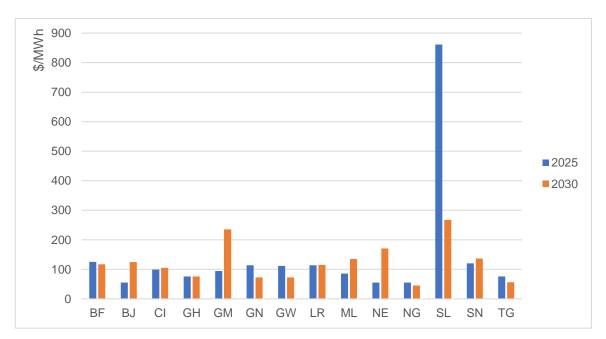


Figure 10:Prix moyens annuels de l'électricité par pays avec BESS en 2030











Le graphique ci-dessus montre que les coûts marginaux demeurent élevés pour GM et SL, ce qui reflète à la fois les coûts NSE en SL pour 2025 (1,3 % par rapport à la demande totale) et les coûts élevés du carburant en ML, NE et GM en 2030. Les graphiques ci-dessous montrent la variabilité intra-journalière des prix pour l'année 20250 et 2030. En 2025, SL, GM, BF et ML présentent la différence de prix la plus élevée de 1 042 \$/MWh, 147 \$/MWh, 100 \$/MWh et 99 \$/MWh respectivement pour la saison sèche. Alors qu'en 2030, GM, ML et BF présentent la différence de prix la plus élevée de 267\$/MWh, 164\$/MWh et 160\$/MWh respectivement pour la saison sèche.

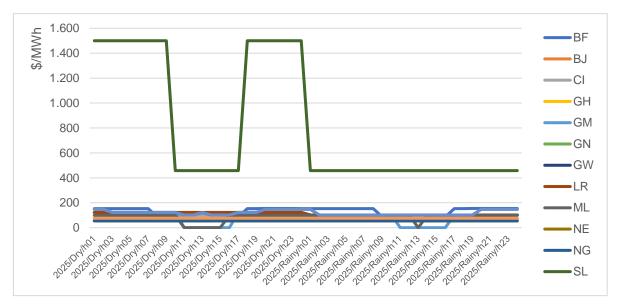


Figure 11:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison - BESS 2025

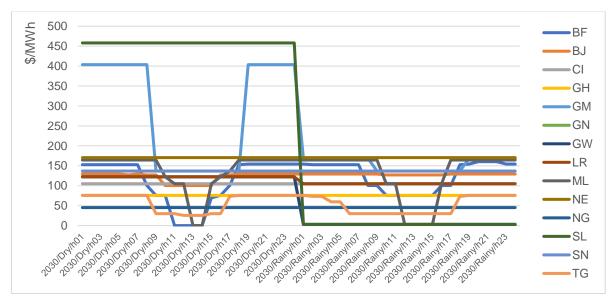


Figure 12:Prix horaires moyens de l'électricité par pays et par saison - BESS 2030











Malgré la forte différence de prix en SL en 2025, en 2030 il n'y a pas de différences de prix intrajournalières, le prix reste élevé pendant la saison sèche alors qu'il reste très bas pendant la saison sèche. Il s'agit d'une conséquence de la mise en service des projets hydroélectriques d'ici 2027, ce qui fait que les investissements BESS ne sont pas attrayants à partir de 2027 à SL. Enfin, étant donné que le différentiel de prix est le principal moteur des investissements BESS dans l'application de changement d'énergie, les résultats suivants de l'expansion de la capacité de production sont obtenus.

Tableau 19:BESS Investments 2030 - Application de transition énergétique

	BF	ВЈ	CI	GH	GM	GN	GW	LR	ML	NE	NG	SL	SN	TG
Capacité (MW)	25	0	0	0	147	0	0	0	55	0	0	0	0	0











## Modèle financier BESS pour le Burkina Faso

## Tableau 20: BESS Financial Model BF 2030 – prévision prix et volumes

Année		Valor. 2023	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Prix et volumes													
	Prix de vente	USD/MWh		156.31	156.31	156.31	156.31	156.31	156.31	156.31	156.31	156.31	156.31
	Prix d'achat	USD/MWh		39.20	39.20	39.20	39.20	39.20	39.20	39.20	39.20	39.20	39.20
	Volumes de vente	GWh		35.80	35.801	35.801	35.801	35.801	35.801	35.801	35.801	35.801	35.776
	Achat des volumes	GWh		44.08	39.78	39.78	39.78	39.78	39.78	39.78	39.78	39.78	39.75
Revenus				5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,592.2
	Ventes d'énergie			5,596	5,596	5,596	5,596	5,596	5,596	5,596	5,596	5,596	5,592
Dépenses			(21,700)	(2,053)	(1,885)	(1,885)	(1,885)	(1,885)	(1,885)	(1,885)	(1,885)	(1,885)	(1,884)
•	Dépenses d'investissement		(21,700)										
	Coûts d'exploitation			(326)	(326)	(326)	(326)	(326)	(326)	(326)	(326)	(326)	(326)
	Achats d'Energie			(1,728)	(1,559)	(1,559)	(1,559)	(1,559)	(1,559)	(1,559)	(1,559)	(1,559)	(1,558)
Flux Net	de Trésorerie		(21,700)	3,543	3,711	3,711	3,711	3,711	3,711	3,711	3,711	3,711	3,708

FNPV		487 \$
	Ventes d'énergie	17 644 \$
	Arbitrage de l'énergie	17 644 \$
	Dépenses d'investissement	(11 136 \$)
	Coûts d'exploitation	(11 136 \$)
FIRR		11.00%











## Modèle financier BESS pour la Gambie

## Tableau 21: BESS Financial Model GM 2030 - Energy Shift

Année			2023- 2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Prix et vol	lumes													
	Prix de vente	USD/MWh	-	-	297.49	297.49	297.49	297.49	297.49	297.49	297.49	297.49	297.49	297.41
	Prix d'achat	USD/MWh	_	-	136.76	136.76	136.76	136.76	136.76	136.76	136.76	136.76	136.76	136.76
	Volumes de vente	GWh	_	-	192.56	192.555	192.555	192.555	192.555	192.555	192.555	192.555	192.555	192.409
	Acheter des volumes	GWh	_	-	237.68	237.52	237.52	237.74	237.52	237.52	237.74	237.52	237.68	237.74
Revenus			_	-	57,284.1	57,284.1	57,284.1	57,284.1	57,284.1	57,284.1	57,284.1	57,284.1	57,284.1	57,225.1
	Ventes d'énergie		_	-	57,284	57,284	57,284	57,284	57,284	57,284	57,284	57,284	57,284	57,225
Dépens			_	(127,596)	(34,420)	(34,399)	(34,399)	(34,428)	(34,399)	(34,399)	(34,428)	(34,399)	(34,420)	(34,428)
	Dépenses d'investissement		-	(127,596)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coûts d'exploitation		-	-	(1,914)	(1,914)	(1,914)	(1,914)	(1,914)	(1,914)	(1,914)	(1,914)	(1,914)	(1,914)
	Achats d'énergie		_	-	(32,506)	(32,485)	(32,485)	(32,514)	(32,485)	(32,485)	(32,514)	(32,485)	(32,506)	(32,514)
Flux de tro	ésorerie net													
			-	(127,596)	22,864	22,885	22,885	22,856	22,885	22,885	22,856	22,885	22,864	22,797

FNPV		6 634 \$
	Ventes d'énergie	180 613 \$
	Arbitrage de l'énergie	180 613 \$
	Dépenses d'investissement	(65 477 \$)
	Coûts d'exploitation	(65 477 \$)
FIRR		12.31%











# Modèle financier BESS pour le Mali

## Tableau 22:Modèle financier BESS ML 2030 – Déplacement temporel de l'énergie

Année		Valorisation en 2023	2023- 2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Prix et volu	ımes													
	Prix de vente	USD/MWh	-	-	164.37	164.37	164.37	164.37	164.37	164.37	164.37	164.37	164.37	164.37
	Prix d'achat	USD/MWh	-	-	44.39	38.01	38.01	38.04	38.04	38.04	38.01	38.01	38.04	38.04
	Volumes de vente	GWh	-	-	78.76	78.762	78.762	78.762	78.762	78.762	78.762	78.762	78.762	78.708
	Acheter des volumes	GWh	-	-	97.04	96.98	96.98	97.04	97.04	97.04	96.98	96.98	97.04	97.04
Revenus			-	-	12,945.9	12,945.9	12,945.9	12,945.9	12,945.9	12,945.9	12,945.9	12,945.9	12,945.9	12,936.9
	Ventes d'énergie		_	-	12,946	12,946	12,946	12,946	12,946	12,946	12,946	12,946	12,946	12,937
Dépens			-	(47,740)	(5,023)	(4,402)	(4,402)	(4,407)	(4,407)	(4,407)	(4,402)	(4,402)	(4,407)	(4,407)
	Dépenses d'investissement		-	(47,740)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coûts d'exploitation		-	-	(716)	(716)	(716)	(716)	(716)	(716)	(716)	(716)	(716)	(716)
	Achats d'énergie		-	-	(4,307)	(3,686)	(3,686)	(3,691)	(3,691)	(3,691)	(3,686)	(3,686)	(3,691)	(3,691)
Flux net	De trésorerie		-	(47,740)	7,922	8,544	8,544	8,538	8,538	8,538	8,544	8,544	8,538	8,529

FNPV		2 142 \$
	Ventes d'énergie	40 818 \$
	Arbitrage de l'énergie	40 818 \$
	Dépenses d'investissement	(24 498 \$)
	Coûts d'exploitation	(24 498 \$)
FIRR		11.98%











En résumé, selon le modèle financier, l'investissement et l'exploitation de BESS conduiront aux chiffres suivants :

• Au Burkina Faso: VAN de l'ordre de 487k\$ en 2023, ce qui implique un TRI de 11,00%.

FNPV	25 MW de BESS	487 \$
	Ventes d'énergie	17 644 \$
	Arbitrage de l'énergie	12 649 \$
	Dépenses d'investissement	(11 136 \$)
	Coûts d'exploitation	(1 026 \$)
FIRR		11.00%

En incluant les réductions d'émissions d'environ 3 ktons de CO2 à 20 USD/tonne par an, on obtient un EIRR de 11,38 %.

• En Gambie: Une VAN d'environ 6 634 \$ en 2023, ce qui implique un TRI de 12,31 %.

FNPV	147 MW de BESS	6 634 \$		
	Ventes d'énergie	180 613 \$		
	Arbitrage de l'énergie	78 146 \$		
	Dépenses d'investissement	(65 477 \$)		
	Coûts d'exploitation	(6 035 \$)		
FIRR		12.31%		

En incluant les réductions d'émissions d'environ 0,13 kton de CO2 à 20 USD/tonne par an, on **obtient un** EIRR de 12,31 %.

• Au Mali: Une VAN de l'ordre de 2 142 \$ en 2023, ce qui implique un TRI de 11,98%.

FNPV	55 MW de BESS	2 142 \$
	Ventes d'énergie	40 818 \$
	Arbitrage de l'énergie	28 899 \$
	Dépenses d'investissement	(24 498 \$)
	Coûts d'exploitation	(2 258 \$)
FIRR		11.98%











En incluant les réductions d'émissions d'environ 0,23 kton de CO2 à 20 USD/tonne par an, on obtient un EIRR de 11,99 %.

#### 7.3.5. Sensibilités

Cette section illustre la mesure dans laquelle les *résultats financiers du BESS* sont influencés par les fluctuations de trois paramètres clés : le taux d'actualisation, les dépenses d'investissement et les prix du carburant. L'analyse examine comment la FNPV (*Financial Net Present Value*) fluctue en fonction de l'évolution de ces paramètres. Les résultats sont fournis pour les investissements en 2025 et en 2030, et les valeurs finales sont présentées par MW standard d'investissement BESS, étant donné qu'aucun investissement n'est proposé pour ML et BF en 2025.

#### A. Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation joue un rôle clé dans les évaluations financières et économiques, car il sert d'indicateur direct des risques d'investissement dans la région et du taux de rentabilité minimum pour la réalisation d'un investissement particulier. Des pratiques récentes dans la région ont vu l'utilisation de taux d'actualisation allant de 8 % à 12 %. Par conséquent, les chiffres suivants illustrent la fluctuation de la FNPV en fonction de l'augmentation du taux d'actualisation, présentant les résultats des investissements en 2025 et 2030.

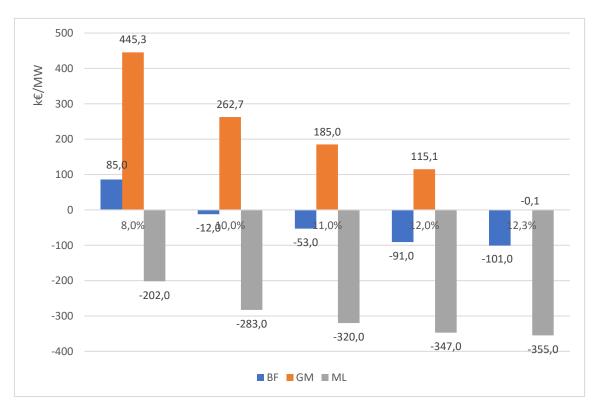












Figure 13:Sensibilité à la VAN - FNPV vs Taux d'actualisation - 2025

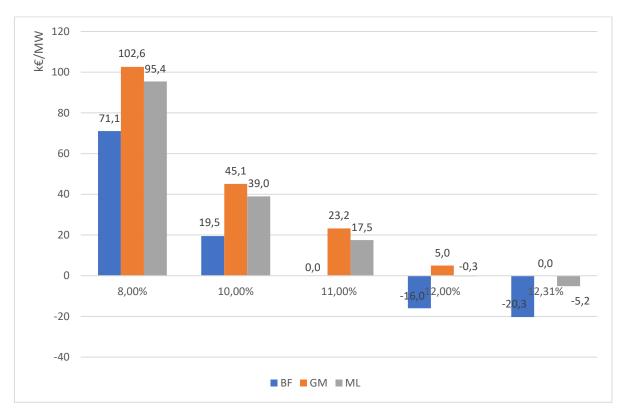


Figure 14:Sensibilité à la VAN - VNI vs Taux d'actualisation - 2030

En 2025, l'analyse révèle que les investissements en ML dans BESS ne génèrent pas de rentabilité dans tous les scénarios, s'alignant sur son FIRR de 4,46 %. À l'inverse, les investissements de BESS dans BF démontrent leur rentabilité lorsqu'ils appliquent un taux d'actualisation de 8 %. Ces résultats suggèrent une rentabilité potentielle pour les investissements BESS dans l'apprentissage automatique, soulignant la nécessité d'un examen plus approfondi et l'intégration potentielle d'applications supplémentaires dans un modèle financier plus complet. De plus, pour GM, une fluctuation de seulement 2 % du taux d'actualisation entraîne des variations de FNV allant de -60 % à 70 %, ce qui souligne la sensibilité du projet aux variations du taux d'actualisation.

À l'horizon 2030, une variation de 2 % du taux d'actualisation peut entraîner des fluctuations de la FNPV comprises entre -180 % et 260 %, variant selon les pays.<sup>4</sup> Cela souligne l'importance

<sup>4</sup> Les chiffres identifient également les taux d'actualisation correspondant à une FNPV nulle, également connue sous le nom de FIRRS, 11 % pour BF, 12 % pour GM et 12,31 % pour ML.











cruciale de choisir le taux d'actualisation approprié ou d'assurer la cohérence entre les différentes études de faisabilité dans les régions.

## Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement nécessaires à l'installation d'un BESS constituent un autre paramètre critique. Notamment sur le marché des batteries, où l'on s'attend à une baisse significative des coûts d'investissement. Cependant, en raison de la crise énergétique, cette tendance à la baisse a été entravée, ce qui a entraîné des réévaluations de la part de diverses sources telles que Bloomberg et NREL. Dans ce rapport, le scénario de base pour la réduction des coûts suit la trajectoire décrite dans le rapport 2022 de Bloomberg NEF. De plus, il sera analysé des scénarios faible/bas et haut basés sur le rapport annuel de référence technologique du NREL, qui suppose des niveaux variables de réduction des dépenses d'investissement, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Tableau 23: Scénarios d'investissement BESS – % de diminution par rapport à la valeur de 2023.

	Bas	Base	Haut
2025	-21%	-16%	-12%
2030	-59%	-43%	-28%











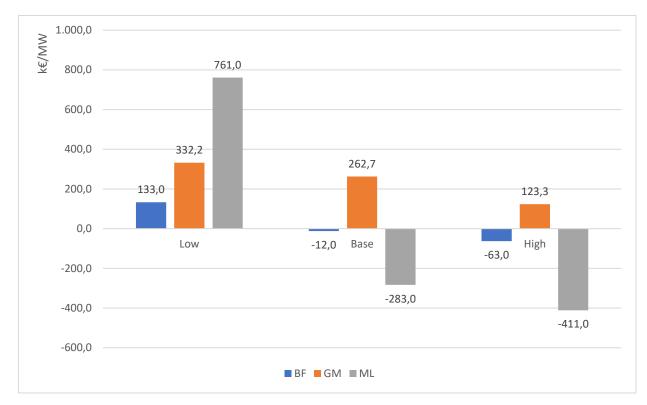


Figure 15: Sensibilité à la VAN - FNPV vs CAPEX - 2025

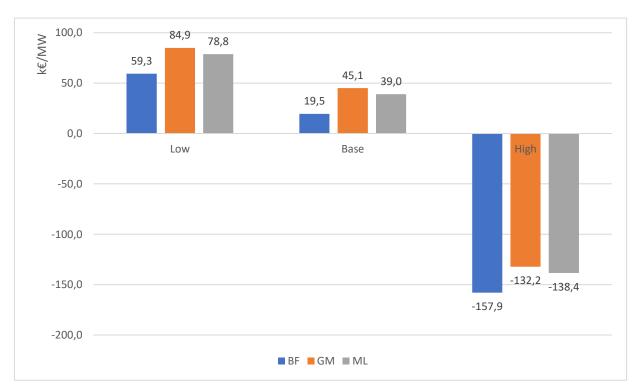


Figure 16:Sensibilité à la VAN - FNPV vs CAPEX - 2030











Les chiffres ci-dessus démontrent la sensibilité des investissements BESS aux variations des dépenses d'investissement. En 2025, les résultats révèlent que les résultats du scénario High-CAPEX sont qualitativement similaires à ceux du scénario Base-CAPEX : les investissements BESS dans BF et ML ne sont pas rentables dans les deux cas, tandis que les investissements dans GM génèrent une VAN positive. À l'inverse, les chiffres montrent que le scénario Low-CAPEX transforme les investissements de BESS dans le ML, le BF et le GM en entreprises rentables.

À l'horizon 2030, les investissements dans tous les pays deviennent non rentables dans le scénario de dépenses d'investissement élevées, ce qui se traduit par des valeurs FNVP négatives. Cependant, dans le scénario Low-CAPEX, la VAN augmente dans des pourcentages variables allant de 90 % à 20 %, selon les pays.

#### Prix du carburant

La décision d'investir dans le BESS dépend fortement des différences de prix horaires dans chaque pays, il est donc important d'évaluer les variations des prix du carburant. Bien qu'en intégrant cette sensibilité dans le modèle financier, il est essentiel de reconnaître que les variations des prix du carburant modifieraient les stratégies de répartition au sein de chaque pays et affecteraient les flux d'énergie entre eux. Par conséquent, la réalisation d'une nouvelle simulation complète serait nécessaire pour recalculer l'arbitrage énergétique dans chaque pays. Pour rationaliser cette analyse de sensibilité, il est considéré une variation de +-20% uniquement du prix du combustible du générateur de pointe (gaz pour le Bénin, HFO pour le Mali, HFO pour la Gambie) dans chaque pays, tout en gardant tous les autres facteurs constants.











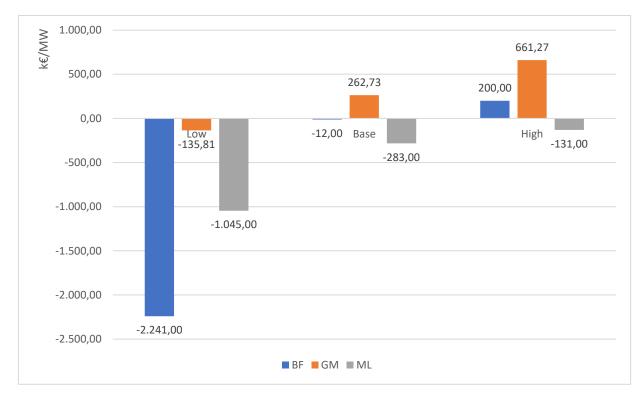


Figure 17:Sensibilité à la VAN - FNPV vs Prix du carburant - 2025



Figure 18:Sensibilité à la VAN - FNPV vs Prix du carburant - 2030











La figure illustrée souligne la forte sensibilité de la rentabilité des investissements BESS aux prix des carburants. Il est important de garder à l'esprit, comme le souligne l'introduction de la section, qu'une analyse de sensibilité plus robuste impliquerait une réexécution complète du modèle pour réajuster l'arbitrage énergétique résultant des fluctuations de prix. Néanmoins, ce graphique illustre qu'en 2025, ces variations de prix se traduisent systématiquement par une FNPV négative pour ML, tandis que BF devient rentable avec des prix plus élevés et que GM connaît une rentabilité accrue. À l'horizon 2030, une hausse des prix rend les investissements BESS rentables dans tous les pays étudiés, tandis qu'une baisse des prix entraîne une non-rentabilité dans tous les pays.

## 7.3.6. Conclusion sur le décalage temporel de l'énergie

Sur la base des résultats précédents, la faisabilité de la mise en œuvre de l'application du changement énergétique semble assez limitée en 2025, mais légèrement plus large d'ici 2030. Ces résultats sont conformes à ceux d'études internationales analogues à l'échelle du système, indiquant généralement la viabilité du BESS des batteries après 2030, sous réserve de la pénétration de la capacité photovoltaïque. Il est crucial de reconnaître les limites de ces résultats, à commencer par les contraintes de collecte de données en supposant des profils de demande pour certains pays) et les simplifications dans le processus de simulation. Une représentation plus détaillée pourrait conduire à des investissements relativement plus élevés dans le BESS.

Néanmoins, il est à noter que la Gambie présente un potentiel important d'investissement dans les BESS, tandis que le Mali (ML) et le Burkina Faso (BF) présentent également des structures de coûts marginaux favorables contribuant à la promotion des BESS après 2030. En outre, il convient de souligner le rôle complémentaire des interconnexions avec les BESS, où une plus grande pénétration de l'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2030 est compensée par une augmentation des NTC.

86











## 7.4. Application de réduction de la congestion du réseau de transport

### 7.4.1. Objectifs

L'application « Congestion relief » a pour objectif d'étudier la rentabilité des batteries comme outil de désengorgement du réseau. Les batteries peuvent être utilisées pour décharger les lignes et ainsi éviter des renforcements coûteux. Cette application présente plusieurs avantages :

- Éviter d'investir dans le renforcement lorsque la surcharge est faible et peut être réduite à l'aide d'une petite batterie.
- Résolution rapide des surcharges, car l'installation d'une batterie est beaucoup plus rapide que le renforcement d'une ligne.

Le critère principal est donc la charge de la ligne, qui doit être maintenue en dessous de 100%.

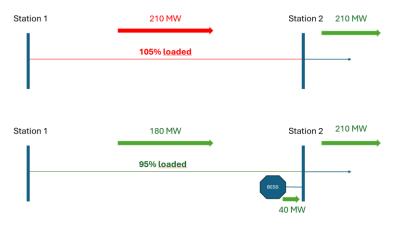


Figure 19 : Principe de décongestion de la batterie

Ce principe sera appliqué aux quelques renforcements qui semblaient nécessaires pour éviter que les surcharges n'apparaissent sur les calculs de flux de puissance 2025 ou les calculs de flux de puissance 2030. Quelques remarques s'imposent :

- Le modèle de réseau est basé sur les valeurs qui figuraient dans le fichier initial (fichier PSSE du réseau du WAPP, préparé entre 2019 et 2022 lors du Plan directeur de la CEDEAO pour les infrastructures régionales de transport et de production d'électricité), et mis à jour en termes de projets de nouvelles lignes et de nouveaux projets de centrales électriques, ainsi que de valeurs de charge.
- Ainsi, les différents points de consigne de puissance active des générateurs, tels que prévus dans ce fichier, n'ont pas été modifiés : dans une certaine mesure, ils pourraient











être modifiés par les gestionnaires de réseau pour éviter, si possible, certaines surcharges en utilisant les possibilités de redispatching.

• Ces renforcements sont décrits dans le rapport 2025-2030 du modèle de réseau BESS du WAPP.

### 7.4.2. Coûts de renforcement en 2025

Dans un premier temps, le coût des renforcements pour 2025 a été calculé sur la base des renforcements nécessaires pour les points d'opération de midi et de soir.

Pour déterminer le coût du ferraillage, la longueur de chaque ligne a été multipliée par le coût des conducteurs par km. Ces coûts dépendent des paramètres du conducteur (tension, diamètre, matériau, etc.) et du pays. Les coûts ont été simplifiés en prenant le coût moyen pour chaque type de conducteur.

Tableau 24: Coûts de référence des lignes et des câbles

Conducteurs			
CÂBLES	(k€/km)	LIGNES	(k€/km)
C 063kV 185 mm²	200	L 020kV 55mm²	22
C 063kV 240 mm <sup>2</sup>	250	L 020kV 95mm²	24,2
C 063kV 400 mm <sup>2</sup>	280	L 020kV 117mm <sup>2</sup>	25,3
C 063kV 630 mm <sup>2</sup>	300	L 033kV 55mm²	26
C 090kV 630 mm² ALU	534	L 033kV 95mm <sup>2</sup>	28,6
C 161kV 1200 mm <sup>2</sup>	600	L 033kV 117mm²	29,9
C 225kV 1600 mm <sup>2</sup>	763	L 063kV 228 mm <sup>2</sup> DT	100
		L 063kV 228 mm <sup>2</sup> ST	75
		L 090kV 228 mm <sup>2</sup> ST	122
		L 110 kV DT	176
		L 132kV DT	175
		L150 kV ST	150
		L 161kV 177 mm <sup>2</sup> ST	100
		L 161kV 253 mm <sup>2</sup> DT	200
		L 161kV 253 mm <sup>2</sup> ST	150
		L 225 kV 570mm² ST	196











	L 225 kV 570mm <sup>2</sup> DT	298
	L 330kV 860 mm <sup>2</sup> DT	400
	L 330kV 400 mm <sup>2</sup> ST	300
	L 330kV 860 mm <sup>2</sup> ST	300

Le coût de chaque armature a donc été calculé afin de les classer du plus cher au moins cher.

Tableau 25:: Estimation des coûts des renforcements pour 2025

Nom	Pays	Longueur	Type de récapitulatif	Coût/km	Coût	Coût
		kilomètre		Keur/km	Meur	MUSD
_LR_CI_Yekepa_Man 225kV_1	Libéria	152	L 225 kV 570mm <sup>2</sup> ST	196	29,8	32,6
NG_AZARE 1-DUTSE 1 132kV-2	Nigéria	108	L 132kV	175	18,9	20,7
NG_YENAGOA 1 GBARAIN 1 132kV-3	Nigéria	25	L 132kV	175	4,4	4,8
NG_Kumb T-Agundi 1 132kV-2	Nigéria	11	L 132kV	175	1,9	2,1
NG_AKANGBA 1 IJORA 1 132kV-3	Nigéria	7	L 132kV	175	1,2	1,3
SN_KOUNOU 0-SOCOCI 0 90kV-2	Sénégal	3	L 090kV 228 mm² ST	122	0,4	0,4
GN_Kalum 0 Hamdalaye 0 60kv-2	Guinée	1,4	L 063kV 228 mm² ST	75	0,1	0,1

A noter que le premier renforcement de la liste est déjà prévu pour l'année 2027 et s'inscrivait dans le projet CLSG depuis ses tout débuts. Pour cette raison et parce qu'il fait partie d'une structure plus vaste qui contribuera aux interconnexions stratégiques de la partie ouest du WAPP, il ne sera pas remplaçable par un BESS. Il est présenté dans le tableau ci-dessus à titre d'exemple.

Aussi, tous les transferts de puissance dans le modèle de réseau pour 2025 et le modèle de réseau pour 2030 sont dus à la fois à la répartition des charges (telles qu'elles figuraient dans le fichier PSSE fourni par le WAPP début 2023) et à la répartition des injections (consignes de production), qui proviennent également du même fichier PSSE. Parmi les surcharges ici observées, certaines pourraient être atténuées par des actions de redispatching à réaliser par les exploitants dispatchers. Les détails peuvent être trouvés dans le rapport sur le modèle de réseau (6279 BESS WP 1 Grid Model Status\_Rev9.pdf).

## 7.4.3. Lignes surchargées en 2025











La valeur des surcharges avant renforcement doit être déterminée afin de pouvoir dimensionner les batteries nécessaires. Pour ce faire, le niveau de surcharge de chaque ligne en % est identifié, ainsi que le débit traversant la ligne (en MW). La surcharge en MW est alors calculée comme suit :

$$P_{overload} = P_{line} * \frac{\%_{load} - 100}{100}$$

Pour chaque cas, la valeur de surcharge la plus élevée entre les deux points de fonctionnement (midi ou soir) a été choisie pour correspondre aux cas les plus extrêmes.

**Tableau 26:Surcharges avant renforcements** 

Nom	Heure de Sur- charge	Surcharge avant renforcement	Charge de la ligne	Sur- charge
		%	MW	MW
_LR_CI_Yekepa_Man 225kV_1	midi	106,7	295,7	19,8
NG_AZARE 1-DUTSE 1 132kV-2	midi	119,1	139,7	26,7
NG_YENAGOA 1 GBARAIN UBIE 1 132kV-3	Soir	108	136,8	10,9
NG_Kumb T-Agundi 1 132kV-2	midi	135,7	86,3	30,8
NG_AKANGBA 1 IJORA 1 132kV-3	Soir	100,2	70,8	0,1
SN_KOUNOU 0-SOCOCI 0 90kV-2	Soir	147,3	109,9	52,0
GN_Kalum 0 Hamdalaye 0 60kv-2	Soir	104,8	31,1	1,5

Sur la base de ces ensembles de données, on peut établir un graphique classant les lignes en fonction du coût d'investissement et de la surcharge à atténuer. Les batteries potentiellement rentables seront celles qui éviteront un renforcement très coûteux là où la surcharge est parmi les plus faibles.











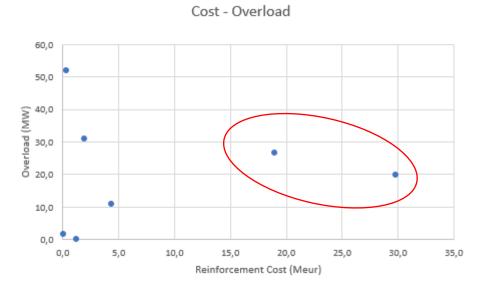


Figure 20 : Représentation des lignes en fonction du coût et de la surcharge pour 2025

#### 7.4.4. Dimensionnement de BESS 2025

Afin de vérifier comment BESS peut atténuer les surcharges, une comparaison des coûts doit être effectuée. Les lignes suivantes ont été sélectionnées et un BESS a été dimensionné pour éliminer la surcharge.

Tableau 27:Sélection des deux infrastructures les plus susceptibles d'être postposables ou remplaçables par BESS.

Nom	Coût (Meur)	Coût (MUSD)	Surcharge (MW)	Moment de l'événement	Dimension- nement BESS (MW)
_LR_CI_Yekepa_Man 225kV_1	33,3	36,5	19,8	midi	20
NG_AZARE 1-DUTSE 1 132kV-2	18,9	20,7	26,7	midi	130

Ce sont les deux lignes avec la combinaison des coûts de renforcement les plus élevés et d'une surcharge modérée à éliminer. La batterie sera donc placée sur le poste en aval, dans le cas YEKEPA 2 et DUTSE 1. Ces deux postes ont des configurations différentes qui vont influencer le dimensionnement des batteries. Le YEKEPA BESS doit consommer (charger) pendant les heures à faible coût (probablement la nuit) afin d'atténuer la surcharge YEKEPA-MAN qui se produit pendant les heures de midi.











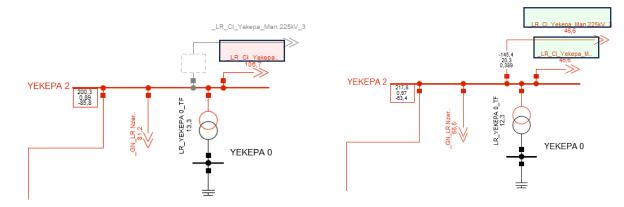


Figure 21 : YEKEPA 2 avant et après renforcement

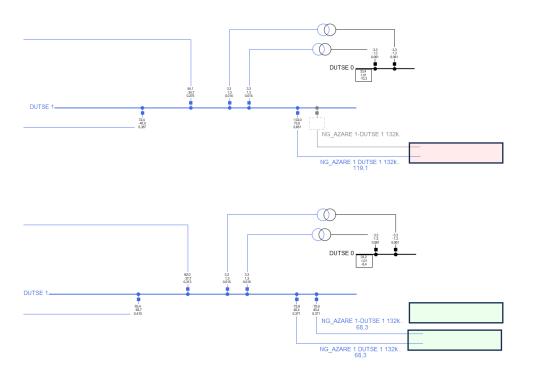


Figure 22 : DUTSE 1 avant et après renforcement

La puissance des batteries est d'abord réglée au niveau de surcharge puis augmentée progressivement si elle est insuffisante pour obtenir une charge de ligne inférieure à 100%.

Dans le cas de YEKEPA 2, la surcharge était de 19,8 MW et l'installation d'une batterie produisant 20 MW a suffi à ramener la charge de la ligne en dessous de 100 % (atteignant en fait 94,6 %).











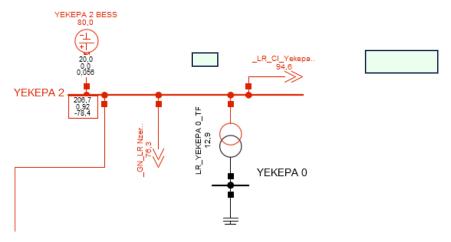


Figure 23 : YEKEPA 2 après réglage de la batterie

Pour le poste DUTSE 1, la surcharge était de 26,7 MW, mais la puissance de la batterie a dû être augmentée à 130 MW pour atteindre une charge de ligne inférieure à 100 %, en fait ici une charge de ligne de 99,1 %.

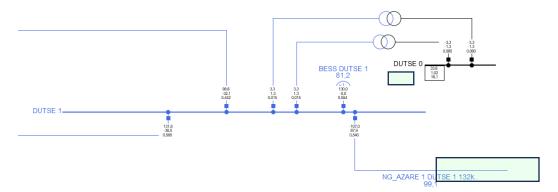


Figure 24 : DUTSE 1 après le réglage de la batterie











# 7.4.5. Réduction de la congestion en 2030 – Identification des sites potentiels pour le BESS

Le même procédé a été utilisé pour les armatures 2030. Les surcharges apparaissent lors du pic de charge (soir), et conduisent aux renforcements suivants.

1. Coûts des renforcements

Tableau 28: Coûts des renforcements pour 2030

Nom	Pays	Long 	Type de ligne	Coût /km	Coût	Coût
		ueur km		Keur /km	Meu r	MUS D
_CI_GH Bingerville_Elubo 225kV-2	Ghana	187	L225kV 570mm² ST	196	36,7	40,1
GH_CAPECOAST 1a ABOADZE 1 161kV-2	Ghana	66	L 161kV 253mm² ST	150	9,9	10,8
GH_PRESTEA 2 ELUBO 2 161kV-2	Ghana	75	L 161kV 253mm² ST	150	11,3	12,3
GN_Kalum 0 Hamdalaye 0 60kv-2	Guinée	278	L 063kV 228mm² ST	75	20,9	22,8
GN_MATOTO 1 MANEAH 1 110kV-3	Guinée	39	L 110 kV	176	6,9	7,5
NE_MARADI 1a MALBAZA 1 132kV-2	Niger	199	L 132kV	175	34,9	38,2
Ne_Niam 2_ 1 Niyamae RD1 132KV-3	Niger	10	L 132kV	175	1,8	1,9
NG_AKANGBA 1 IJORA 1 132kV-2	Nigéria	7	L 132kV	175	1,2	1,3
NG_AKANGBA 1PAPA RD 1 132kV-3	Nigéria	6	L 132kV	175	1,1	1,2
NG_AKOKA 1 IJORA 1 132kV-2	Nigéria	12	L 132kV	175	2,1	2,3
NG_AKOKA 1 OWOROSOKI 1 132kV-3	Nigéria	4	L 132kV	175	0,7	0,8
NG_ALAUSA 1 OKE_ARO 1 132kV-3	Nigéria	17	L 132kV	175	3,0	3,3
NG_AMUWO ODOFIN 1 APAPA RD 1 132kV-2	Nigéria	15	L 132kV	175	2,6	2,9
NG_AYEDE 1 IBADAN NORD 132kV-2	Nigéria	159	L 132kV	175	27,9	30,5
NG_AYEDE 1 JERICHO 1 132kV-2	Nigéria	155	L 132kV	175	27,2	29,7
NG_BENIN 1 IRRUA 1 132kV-2	Nigéria	93	L 132kV	175	16,3	17,8
NG_EGBIN 1 IKORODU 1 132kV-3	Nigéria	15	L 132kV	175	2,6	2,9
NG_GANMO 1 ILORIN 1 132kV-3	Nigéria	15	L 132kV	175	2,6	2,9
NG_IKEJA W 1 ILLUPE 1 132kV-3	Nigéria	10	L 132kV	175	1,8	1,9
NG_KADUNA 1 KADUNA CITY 1 132kV-2	Nigéria	8	L 132kV	175	1,4	1,5











Nom	Pays	Long 	Type de ligne	Coût /km	Coût	Coût
		ueur km		Keur /km	Meu r	MUS D
NG_KANO 1 ET AGUNDI 1 132kV-2	Nigéria	11	L 132kV	175	1,9	2,1
NG_JOS 1 MAKERI 1 132kV-3	Nigéria	54	L 132kV	175	9,5	10,4
NG_OFFA 1 OMUARAN 1 132kV-2	Nigéria	55	L 132kV	175	9,6	10,6
NG_ONITSHA 1 AWKA 1 132kV-2	Nigéria	42	L 132kV	175	7,4	8,1
N_Babalando 1 Otta 1 132KV-3	Nigéria	154	L 132kV	175	27,0	29,5
NG_YENAGOA 1 GBARAIN UBIE 1 132kV-3	Nigéria	12	L 132kV	175	2,1	2,3
SN_KOUNOU 0 SOCOCI 0 90kV-	Sénégal	3	L 090kV 228 mm² ST	122	0,4	0,4
SN_SOMETA 0 OLAM_0 0 90kV-	Sénégal	3	L 090kV 228 mm² ST	122	0,4	0,4
SN_SOCOCI 0 OLAM_0 0 90kV-	Sénégal	10	L 090kV 228 mm² ST	122	1,2	1,3

# 2. Surcharges de lignes











# Tableau 29: Surcharges de lignes pour 2030

Nom	Surcharge avant le renforcement	Charge de la ligne	Sur- charge
	%	MW	MW
_CI_GH Bingerville_Elubo 225kV-2	148,8	457,7	223,4
GH_CAPE COAST 1a ABOADZE 1 161kV-2	128,2	180,3	50,8
GH_PRESTEA 2 ELUBO 2 161kV-2	111,3	358,7	40,5
GN_Kalum 0 Hamdalaye 0 60kV-2	117,8	37,6	6,7
GN_MATOTO 1 MANEAH 1 110kV-3	118,6	171,5	31,9
NE_MARADI 1a MALBAZA 1 132kV-2	122,2	78,4	17,4
Ne_Niam 2_ 1 Niyamae RD1 132KV-3	115,8	69,2	10,9
NG_AKANGBA 1 IJORA 1 132kV-2	178,2	143,7	112,4
NG_AKANGBA 1PAPA RD 1 132kV-3	123,3	106,1	24,7
NG_AKOKA 1 IJORA 1 132kV-2	146,7	172,9	80,7
NG_AKOKA 1 OWOROSOKI 1 132kV-3	101,4	121,3	1,7
NG_ALAUSA 1 OKE_ARO 1 132kV-3	113	143,6	18,7
NG_AMUWO ODOFIN 1 APAPA RD 1 132kV-2	115,2	138,7	21,1
NG_AYEDE 1 IBADAN NORD 132kV-2	115,1	151	22,8
NG_AYEDE 1 JERICHO 1 132kV-2	108,8	95,3	8,4
NG_BENIN 1 IRRUA 1 132kV-2	106,1	141,8	8,6
NG_EGBIN 1 IKORODU 1 132kV-3	110,6	134,8	14,3
NG_GANMO 1 ILORIN 1 132kV-3	102,1	68,9	1,4
NG_IKEJA W 1 ILLUPE 1 132kV-3	104,9	122,6	6,0
NG_KADUNA 1 VILLE DE KADUNA 1 132kV-2	112,2	102,8	12,5
NG_KANO 1 ET AGUNDI 1 132kV-2	123,8	142,4	33,9
NG_JOS 1 MAKERI 1 132kV-3	114,6	89	13,0
NG_OFFA 1 OMUARAN 1 132kV-2	120,5	58,8	12,1
NG_ONITSHA 1 AWKA 1 132kV-2	113,1	99	13,0
N_Babalando 1 Otta 1 132KV-3	103,6	126,8	4,6











Nom	Surcharge avant le renforcement	Charge de la ligne	Sur- charge
NG_YENAGOA 1 GBARAIN UBIE 1 132kV-3	134,8	168,1	58,5
SN_KOUNOU 0 SOCOCI 0 90kV-	186,2	139,7	120,4
SN_SOMETA 0 OLAM_0 0 90kV-	100,6	75,3	0,5
SN_SOCOCI 0 OLAM_0 0 90kV-	116,7	88,1	14,7

De la même manière que pour 2025, un graphique hiérarchisant les lignes en fonction du coût du ferraillage et de la surcharge à décharger est tracé. Potentiellement, les batteries rentables seront celles qui éviteront un renforcement très coûteux où la surcharge à atténuer est faible.

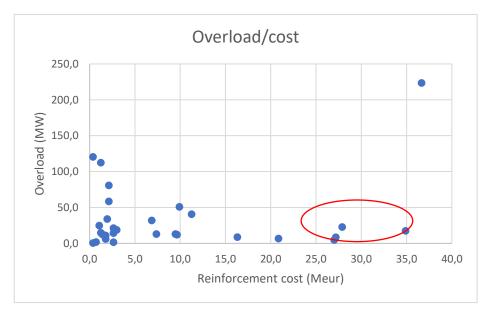


Figure 25 : Représentation des lignes en fonction du coût et de la surcharge à l'horizon 2030

Les quatre surcharges les plus prometteuses pour une résolution par BESS ont été sélectionnées pour tester l'application de désengorgement avec BESS pour 2030 (entourées en rouge). Après avoir réglé le BESS à chaque station, la puissance de chaque BESS a été augmentée jusqu'à atteindre une charge de ligne inférieure à 100 %. Les résultats sont présentés ci-dessous.











Tableau 30: Résultats de l'allègement de la congestion pour 2030

Nom	Réinf. Coût	Réinf. Coût	Sur- charge	Emplacem ent de BESS	Alimenta tion BESS	BESS coût	Chargement de la ligne avec BESS, pas de
	Meur	MUSD	MW	(Poste)	MW	MUSD) 2030	% charge
NE_MARADI 1a MALBAZA 1 132kV-2	34,9	38,2	17,4	MARADI 1a	47	2030	99,5
NG_AYEDE 1 IBADANNORTH 132kV-2	27,9	30,5	22,8	IBADAN NORD	30	26,04	99,7
NG_AYEDE 1 JERICHO 1 132kV- 2	27,2	29,7	8,4	JÉRICHO 1	10	8,68	99,1
N_Babalando 1 Otta 1 132KV-3	27,0	29,5	4,6	PAPALAN TO 1	12		99,8

Toutes ces surcharges apparaissent le soir : le BESS doit alors se charger pendant les heures à faible coût énergétique (potentiellement pendant la nuit ou lors d'une injection PV élevée) et se décharger pendant la charge de pointe (le soir).











## 7.4.6. Réduction de la congestion du réseau de transport – Analyse économique

# 7.4.6.1. Approche pour l'analyse économique de la réduction de la congestion des transports

Comme indiqué dans les tableaux présentés aux paragraphes 8.4.3 et 8.4.5 ci-dessus,

- Les deux surcharges sélectionnées pour 2025 se produisent à la mi-journée
- Toutes les surcharges identifiées pour 2030 se produisent pendant la période de pointe, c'est-à-dire le soir.

## Deux facteurs sont à prendre en compte :

- 1. Même si un renforcement de ligne et un BESS peuvent être des solutions pour alléger une surcharge, ces deux solutions n'offrent pas le même service, car une ligne peut généralement transférer environ des centaines de MW alors qu'un BESS ne peut alléger que des surcharges de quelques dizaines de MW. Par conséquent, le BESS n'est pas censé remplacer un renforcement de ligne pour toujours, mais plutôt le remplacer pour une durée de plusieurs années. Cette durée est supposée5 ici être de 10 ans.
- 2. Contrairement à une ligne, un BESS se chargera pendant certaines heures et se déchargera pendant d'autres heures, probablement tous les jours si la surcharge apparaît tous les jours. Étant donné que le coût de l'électricité n'est pas stable pendant la journée, le coût de la recharge et les revenus de la décharge jouent inévitablement un rôle.

Étant donné que le coût de l'électricité (ou le prix dans le cas d'un marché) n'est pas connu avec précision, l'approche proposée vise à identifier quelle est la différence de prix minimale qui rendrait le BESS rentable par rapport à la solution « Business as Usual » (BaU) (qui est le renforcement de la ligne). Dans cette approche, le BESS est censé avoir une efficacité de 85% et la durée de charge et de décharge devrait être de 4 heures chacune.

Les résultats présentés ci-dessous montrent que :

- Dans certains cas, le BESS est rentable quel que soit le profil de prix de l'énergie.
- Dans d'autres cas, le BESS est rentable (par rapport à la solution « Laisser Faire » ou « Business as Usual, BaU » de renforcement immédiat) si au moins une différence de prix

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Une estimation plus détaillée de cette durée de report nécessiterait des prévisions de charge au-delà de 2030 pour chaque sous station du pays.











de l'énergie apporte un revenu supplémentaire. La différence de prix de l'énergie est alors indiquée, et est appelée « différence de prix minimum de l'énergie ».

Une fois que le profil du coût (ou du prix) de l'énergie quotidienne est connu pour un emplacement donné, le lecteur sera en mesure de conclure sur la rentabilité de l'installation d'un BESS *pour la réduction de la congestion du transport* :

- si le profil des prix de l'énergie présente des écarts quotidiens **supérieurs** à la « différence minimale de prix de l'énergie », l'installation d'un BESS sera rentable pour l'application 4
- À l'inverse, si le profil des prix de l'énergie ne montre pas de différences quotidiennes **supérieures** à la « différence minimale de prix de l'énergie » pendant un nombre d'heures suffisant pour charger le BESS (disons 4 heures), alors l'installation d'un BESS ne sera PAS rentable pour l'application 4

Si l'on considère que la durée de vie économique typique d'une ligne de transport est d'environ 40 ans, l'approche consiste alors à comparer les coûts globaux actualisés des deux solutions :

- La VAN des coûts de « scénario renforcement ligne » (c'est-à-dire le renforcement de la ligne en année X) sur 40 ans
- La VAN des coûts de « BESS et ligne reportée à l'année X+10 » sur 40 ans

Un taux d'actualisation de 10 % est utilisé pour l'analyse économique.











# 7.4.6.2. Réduction de la congestion des transports d'électricité à l'horizon 2025 : analyse économique

L'analyse des deux congestions de transport sélectionnées en 2025 est présentée ci-dessous.

## A) LR YEKEPA 2- CI\_MAN 2 225 kV

Pays : Libéria

Résultat de la différence de coût minimum : 178 USD/MWh

(par exemple, en USD/MWh 100 à midi, 278 en plein soir de pointe)

De telles valeurs de coûts <u>ne</u> se retrouveront pas dans le contexte du WAPP : par conséquent, un BESS ne peut pas être rentable pour désengorger le circuit YEKEPA-MAN 225 kV existant.

Dans ces conditions, l'analyse économique sur 45 ans aboutit aux résultats suivants.

VA	N des coûts (BESS avec report de ligne)	(36 740 \$)
	Ventes d'énergie	21 902 \$
	Achats d'énergie	(13 680 \$)
	CAPEX BESS	(27,033 \$)
	Dépenses d'exploitation BESS	(3 760 \$)
	VAN Ligne différée	(14 169 \$)
VA	N des coûts (renforcement de la ligne)	(36 801 \$)
Ga	ins de VAN (BESS w deféral versus BAU)	61 \$

Pour conclure, ce cas ne montre aucune fourchette de rentabilité pour un BESS pour cette application.

## B) NG\_AZARE 1-DUTSE 1 132kV

Pays: Nigeria

Résultat de la différence de coût minimum : 278 USD/MWh

(par exemple, en USD/MWh 100 à midi, 378 en période de pointe le soir)











De telles valeurs de coûts <u>ne</u> se retrouveront pas dans le contexte du WAPP : un BESS ne peut donc pas être rentable pour désengorger le circuit existant NG\_AZARE 1-DUTSE 1 132kV.

Certains détails sont cependant présentés ci-dessous, en utilisant les coûts énergétiques cidessus. L'analyse économique sur 45 ans conduit aux éléments suivants. .

V۸	N des coûts (BESS avec report de ligne)	\$21.287
	Ventes d'énergie	302,316 \$
	Achats d'énergie	(88 918 \$)
	CAPEX BESS	(175,716 \$)
	Dépenses d'exploitation BESS	(24 438 \$)
	VAN Ligne différée	8,043 \$
V۸	N des coûts (renforcement de la ligne)	\$20.889
Ga	ins de VAN (BESS w deféral versus BAU)	399 \$

Pour conclure, ce cas ne montre aucune fourchette de rentabilité pour un BESS pour cette application.

# 7.4.6.3. Réduction de la congestion des transports d'électricité à l'horizon 2030 : analyse économique

Pour 2030, les cas retenus sont analysés comme suit.

A) NE\_MARADI 1er ALBAZA 1\_

Pays: Niger

Résultat de la différence de coût minimum : 36,90 USD/MWh

(par exemple, en USD/MWh 100 à midi, 136,9 en période de pointe du soir)

Dans ces conditions, l'analyse économique sur 45 ans aboutit aux résultats suivants.











VAN des coûts (BESS avec report de ligne) kUSD	(23 700 \$)
Ventes d'énergie (kUSD)	\$78.754
Achats d'énergie (kUSD)	(61 653 \$)
CAPEX BESS (kUSD)	(27 864 \$)
OPEX BESS (kUSD)	(3,748 \$)
VAN Ligne différée (kUSD)	(9,189 \$)
VAN des coûts (renforcement de la ligne) kUSD	(23 886 \$)
Gains de VAN (BESS w deféral versus BAU), kUSD	186 \$

## B) NG\_AYEDE 1 IBADAN NORD 1

Pays: Nigeria

Résultat de la différence de coût minimum : 31 USD/MWh

(par exemple, en USD/MWh 100 à midi, 131 en période de pointe le soir)

Dans ces conditions, l'analyse économique sur 45 ans aboutit aux résultats suivants.

VA	N des coûts (BESS avec report de ligne) kUSD	(18 771 \$)	
	Ventes d'énergie (kUSD)	48 102 \$	
	Achats d'énergie (kUSD)	(39 353 \$)	
	CAPEX BESS (kUSD)	(17 786 \$)	
	OPEX BESS (kUSD)	(2,392 \$)	
	VAN Ligne différée (kUSD)	(7,342 \$)	
VA	N des coûts (renforcement de la ligne) kUSD	(19 085 \$)	
réf	Gains de VAN (BESS avec report du renforcement de ligne versus scénario de référence du renforcement immédiat), kUSD		

## C) NG\_AYEDE 1 JÉRICHO 1

Pays: Nigeria

Résultat de la différence de coût minimum : 0 USD/MWh











Dans ces conditions (profil de coût forfaitaire), l'analyse économique sur 45 ans conduit aux résultats suivants.

VA	N des coûts (BESS avec report de ligne) kUSD	(14 761 \$)
	Ventes d'énergie (kUSD)	\$12.240
	Achats d'énergie (kUSD)	(13 118 \$)
	CAPEX BESS (kUSD)	(5,929 \$)
	OPEX BESS (kUSD)	(797 \$)
	VAN Ligne différée (kUSD)	(7,157 \$)
VAN des coûts (renforcement de la ligne) kUSD		(18 605 \$)
Gai	ns de VAN (BESS w deféral versus BAU), kUSD	\$3.844

Ce cas montre la rentabilité d'un BESS fonctionnant pour réduire la congestion, même pour un profil de coût fixe.

## D) NG\_PAPALANTO 1 OTTA 1

Pays: Nigeria

Résultat de la différence de coût minimum : 0 USD/MWh

Dans ces conditions (profil de coût forfaitaire), l'analyse économique sur 45 ans conduit aux résultats suivants.

VAN des coûts (BESS avec report de ligne) kUSD	(16 236 \$)
Ventes d'énergie (kUSD)	\$14.688
Achats d'énergie (kUSD)	(15 741 \$)
CAPEX BESS (kUSD)	(7,114 \$)
OPEX BESS (kUSD)	(957 \$)
VAN Ligne différée (kUSD)	(7,111 \$)
VAN des coûts (renforcement de la ligne) kUSD	(18 485 \$)
Gains de VAN (BESS w deféral versus BAU), kUSD	\$2.249











Ce cas montre la rentabilité d'un BESS fonctionnant pour la réduction de la congestion, même pour un profil de coût fixe...

Dans l'ensemble, sachant que la différence de coût entre les heures à faible coût et les heures à coût élevé est généralement bien supérieure à 35 USD par MWH, tous les cas ci-dessus sont potentiellement très rentables. Ceux-ci méritent d'être analysés plus en détail avec les gestionnaires de réseau des réseaux concernés, en tenant compte des prévisions de charge locales, de l'ordre de mérite et de la planification des unités de production. Notez que tout plan de gestion de la charge (Demand Response) impliquant ou non des agrégateurs de charge peut également affecter les résultats ci-dessus.

### 7.4.7. Conclusion sur la congestion du réseau de transport

En conclusion, l'utilisation des batteries comme outil de décongestion du réseau électrique offre des avantages non négligeables, notamment en évitant des investissements coûteux dans des renforcements de lignes. Une analyse du coût des renforcements nécessaires au cours des prochaines années permettra de déterminer les investissements prioritaires parmi lesquels l'installation de lignes et l'installation de batteries. Sur la base du coût des renforcements et de la surcharge à atténuer, les batteries sont stratégiquement positionnées pour optimiser l'utilisation des lignes existantes et reporter l'investissement dans de nouvelles lignes électriques coûteuses.

L'efficacité de cette méthode est étroitement liée à la topologie spécifique du réseau, à la puissance des batteries nécessaires et au niveau des surcharges identifiées dans le modèle (luimême lié à la répartition supposée de la production). Néanmoins, il y a des résultats très encourageants comme JERICHO 1 et PAPALANTO 1 en 2030 où des renforcements très coûteux peuvent être évités en installant des batteries d'une puissance d'environ 10 MW et d'une capacité de 4 heures.

## 7.5. Application de démarrage « Black Start »

Les BESS, s'ils sont équipés d'onduleurs de formation de réseau, peuvent être utilisés pour fournir des services de démarrage à l'arrêt, c'est-à-dire pour permettre aux gestionnaires de réseau de transport de reconstruire le réseau en cas de panne de courant. En raison de leur réactivité très rapide, les BESS peuvent également aider plus loin dans le processus en fournissant un contrôle de fréquence pendant la reconstruction.

Cette étude a été menée avec l'hypothèse que le réseau WAPP est complètement synchronisé à partir de 2025 et très stable, c'est-à-dire avec très peu de pannes d'électricité. Dans ce cas,











l'analyse de rentabilisation de l'installation de BESS pour l'application de démarrage «black start» uniquement n'est pas intéressante. En effet, par rapport à d'autres unités de démarrage à l'arrêt telles que les générateurs diesel, les BESS sont très gourmands en dépenses d'investissement, et ne sont donc pas compétitives.

Cependant, si les BESS sont installés pour d'autres applications, telles que le contrôle de fréquence ou le décalage énergie-temps, ils devraient idéalement être conçus avec la possibilité d'être utilisés également pour des applications de démarrage à l'arrêt.

## 7.6. Applications combinées

Un BESS peut, avec les mêmes spécifications techniques, se révéler intéressants pour de nombreuses applications. Cela apporte beaucoup de flexibilité au gestionnaire de réseau si ce dernier est propriétaire de la batterie ou en a l'usage exclusif. En effet, même si le BESS a été par exemple installé pour effectuer de la régulation de fréquence il peut aussi être utilisé par l'opérateur pour l'une des autres applications (régulation de la tension, energy time-shift, transmission congestion relief ou black start) en fonction des besoins du réseau. Cela peut se produire ponctuellement, dans une situation bien particulière ou exceptionnelle, ou de manière plus durable dans le cas où les besoins du réseau évoluent. Par exemple, si les besoins en régulation de fréquence diminuent structurellement, on peut « reprogrammer » le BESS pour une autre application. Cette flexibilité est un avantage considérable pour la gestion de réseaux en plein évolution.

Si la combinaison d'application est pensée dès le départ, elle peut aussi améliorer le business case du projet de BESS et réduire les coûts pour le gestionnaire de réseau.

Il existe trois façons de combiner le BESS, qui sont abordées dans cette section.

## 1) Combinaison de deux applications en même temps

Dans ce cas, un BESS de la même taille (ou d'une taille légèrement supérieure) peut être utilisé pour deux applications en même temps. Cela signifie que les revenus des deux applications peuvent être obtenus avec un investissement en capital similaire à celui du cas d'utilisation unique. Par exemple, il est possible de combiner des applications de puissance active (par exemple, la régulation de fréquence ou le décalage temporel de l'énergie) avec des applications de puissance réactive (par exemple, la commande de tension) en utilisant le même BESS.

Si une application nécessitant une puissance active est considérée, pour laquelle une analyse de rentabilisation positive a été confirmée, par exemple la régulation de fréquence ou le décalage











temporel de l'énergie, on pourra vérifier si le même BESS pourrait être utilisé pour le contrôle de la tension à un coût supplémentaire limité.

En supposant que la même quantité de MW et de Mvar doive être fournie à tout moment, le système de conversion de puissance et le raccordement au réseau du BESS devront être surdimensionnés (MVA plus élevé). À un cos □ = cos 45° = 0,707, ce qui donne des MW et des Mvars égaux, le PCS et le raccordement au réseau devront être surdimensionnés de 41 % par rapport au BESS d'origine.

Avec une estimation des coûts de 200 k\$/MVA pour le PCS et le périmètre de raccordement au réseau, la fonctionnalité de contrôle de tension peut être ajoutée à un coût supplémentaire de 82 k\$/MVA par rapport au BESS initial utilisé uniquement pour les applications d'énergie active.

Pour un BESS de 30 MVA, par exemple, cela signifie le surdimensionnement du PCS et la connexion au réseau à 42,3 MVA (tout en gardant le même parc de batteries, donc les mêmes MWh) pour un surcoût de 2460 k\$.

Si l'on compare ce chiffre avec la première ligne du tableau de la section 7.2.3, on constate que l'utilisation des condensateurs reste encore beaucoup moins chère que les BESS (657 k\$ pour un condensateur de 30 Mvar) mais que les BESS pourraient éventuellement concurrencer les réactances (2332 k\$ pour une réactance de 30 Mvar).

## 2) Combinaison de deux applications à des moments différents

Dans ce cas, un même BESS est utilisé à certains moments pour une application et à d'autres moments pour une autre application. En théorie, il serait possible de combiner certaines applications de cette manière, par exemple le soutien de la tension et la réduction de la congestion du réseau si leurs besoins ne se produisent jamais en même temps. Cependant, la confirmation de cette possibilité nécessite une analyse détaillée de chaque cas, qui est hors du cadre de la présente étude.

Pour le cas d'un démarrage à l'aveugle, comme évoqué précédemment, il est clairement envisageable d'utiliser des BESS qui sont normalement dédiés à d'autres applications, lors de la reconstruction après une panne d'électricité.

## 3) Combinaison de deux applications par division d'un BESS plus grand

Il est également possible de combiner plusieurs applications sur un site BESS en additionnant les différents besoins en puissance et en énergie de chaque application. Dans ce cas, la puissance et l'énergie ne sont pas partagées entre les applications, mais le projet peut tout de même bénéficier de certaines économies d'échelle. À titre d'exemple, si deux applications











nécessitent chacune un BESS de 50 MW/200 MWh, on peut installer un seul système de 100 MW/400 MWh qui sera virtuellement divisé en deux systèmes. Cela permettra de réaliser des économies en termes de développement de projets, de coûts d'approvisionnement, etc. Étant donné que les économies sont relativement faibles, il est généralement nécessaire que chaque application autonome ait déjà une analyse de rentabilisation positive pour commencer.











#### 7.7. Autres résultats

# 7.7.1. Etude de stabilité dynamique

#### 7.7.1.1. Objectif

L'objectif est ici d'exécuter des simulations dynamiques pour évaluer le risque d'effondrement de fréquence dans le cas où l'événement monomode le plus important se produit. En analysant la liste des centrales et la diminution soudaine de la puissance active en cas de déclenchement d'une génération, l'événement le plus important s'avère être le déclenchement du générateur de l'unité de gaz CIPREL5 (Atinkou) en Côte d'Ivoire, car son déclenchement provoque également la réduction soudaine de la puissance générée par la turbine à vapeur qui fait partie du même cycle combiné. La puissance totale perdue est alors de 390 MW.

#### 7.7.1.2. Approche pour la stabilité dynamique

Pour le cas du soir de 2025 et celui de la mi-journée de 2025, les paragraphes suivants compareront deux cas de déclenchement du plus grand déclenchement de puissance monomode : 390 MW à CIPREL 5. L'objectif ici est de vérifier que le comportement fréquentiel est acceptable même dans des conditions pessimistes. Puisque les BESS sont connus pour contrôler la fréquence beaucoup plus rapidement que les centrales électriques, les conditions pessimistes sont représentées par un contrôle de fréquence basé sur les centrales électriques, (et non sur des BESS). Dans de nombreux grands systèmes interconnectés, environ une centrale électrique sur quatre règle la fréquence. A ce sujet, la situation actuelle du système WAPP n'est pas parfaitement documentée. Par conséquent, les deux cas suivants sont des hypothèses pures (pessimistes) et ne prétendent pas représenter le comportement dynamique actuel du système WAPP. Ceux-ci diffèrent comme suit :

- Le cas où une « longue liste de centrales électriques de contrôle » contrôle la fréquence
- Le cas où une « liste restreinte de centrales » contrôle la fréquence

# Cas de liste longue de centrales réglantes

Un sous-ensemble a été sélectionné pour chaque pays, presque au hasard puisqu'aucune donnée n'était disponible sur le sujet. Une liste de 29 unités sélectionnées comme contrôle de gestion est proposée :











Plant_CI KOSSOUG1	Plant_NG_EGBIN2 G1-G4		
Plant_GM BRIKAM1G1-G3	Plant_NG_GEREGU3 G1-G6		
Plant_GN AMARIA_G1	Plant_NG_JEBBA GS3 G1-G6		
Plant_GN FOMI_G1-G3	Plant_NG_KAINJI G1-G3		
Plant_GN GRKINKON_G	Plant_NG_OMOTOSHO G1-G2		
Plant_GN KALETA_G1-G3	Plant_NG_SHIRORO3 G1-G3		
Plant_GN KOUKOUTAMBA_G1-G2	Plant_NG_ZUNGERU G1-G4		
Plant_GN MORISANAKO_G	Plant_SN 0GT1CAPB_G1-G2		
Plant_GN SOUAPITI_G1-G4	Plant_SN 0GT1KOUN_G1-G2		
Plant_GW BISSAU1G3 sym_41_3	Plant_SN 0ST1CAPBG1		
Plant_ML GOUINA G1-G2	Plant_SN 0ST1KOUNG1		
Plant_ML MANANTALI_G1-G2	Plant_SN KAHONE3G1-G2		
Plant_NE GOUDELG12	Plant_SN KAYAR_11G1		
Bland_ne Kandath Ka1-G4	Plant_SN SAMBAN G3-G4		
Plant_ne Sulkad G1-G3			











# Le cas où une liste limitée de 4 centrales contrôle la fréquence comme suit :

Plant_NG_EGBIN2G1-G4
Plant_NG_GEREGU3 G1-G6
Plant_NG_KAINJI G1-G3
Plant_CI KOSSOUG1

Le modèle du réseau est très flexible : n'importe quelle liste de centrales électriques dispatchable peut être prise en compte pour le contrôle de fréquence.

Pour rappel de l'Application 1, les investissements BESS pour le contrôle de fréquence ne sont pas obligatoires : par contre, ils sont rentables à condition qu'ils remplacent la réserve primaire des centrales qui contrôlent actuellement la fréquence. Le chapitre sur l'Application 1 (BESS pour Réglage de la Fréquence) montre clairement que les BESS sont plus avantageux que les centrales thermiques pour contrôler la fréquence.

# 2025 Soir - déclenchement d'une unité de la centrale Ciprel 5 (Atinkou), Côte d'Ivoire (390 MW)

Avec la « longue liste de centrales réglantes », le comportement apparaît comme suit :

La fréquence a tendance à se stabiliser à 49,8 Hz, avec quelques oscillations non amorties (avant ou sans introduire dans le modèle les stabilisateurs de réseau Power Systems Stabilizers, qui sont présents dans certaines unités de production).











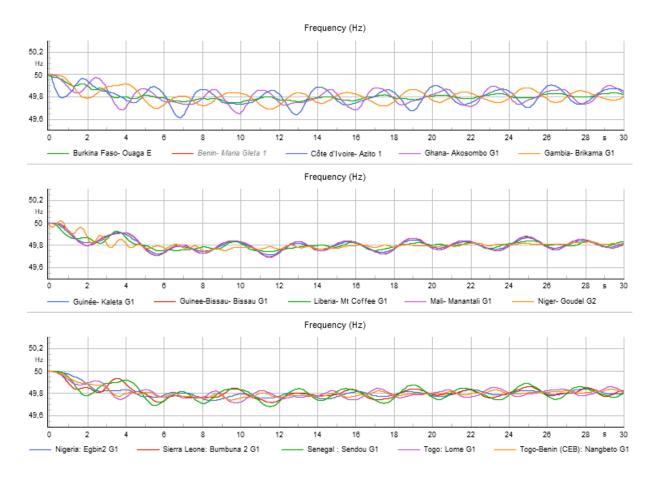


Figure 26: Comportement de la Fréquence après déclenchement de CIPREL5 390 MW (Atinkou, Côte d'Ivoire), longue liste de centrales réglantes











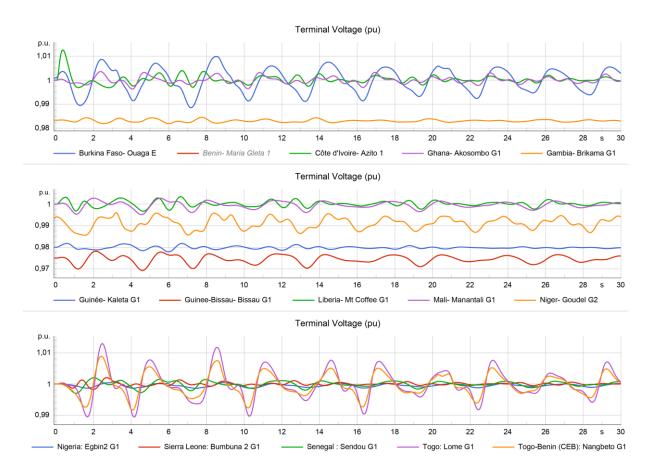


Figure 27: Comportement de la Tension après déclenchement de CIPREL5 390 MW (Atinkou, Côte d'Ivoire), longue liste de centrales réglantes

Lorsque les centrales contrôlant la fréquence sont celles de la **liste restreinte des centrales réglantes** (voir ci-dessus), le comportement est le suivant :











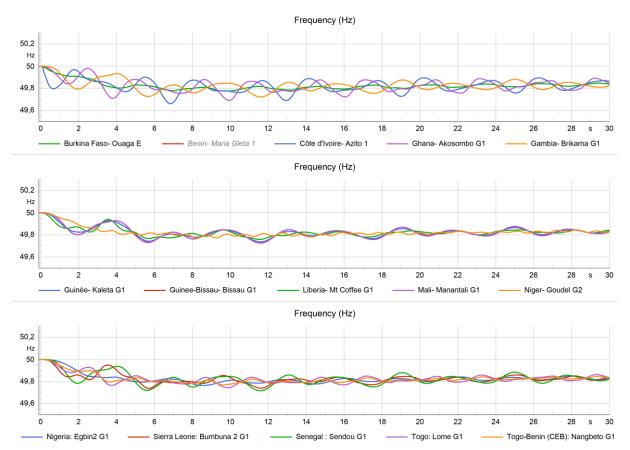


Figure 28 : Comportement en fréquence après déclenchement de CIPREL5 390 MW, liste restreinte de centrales réglantes

La fréquence a tendance à se stabiliser à 49,6 Hz, avec quelques oscillations non amorties.











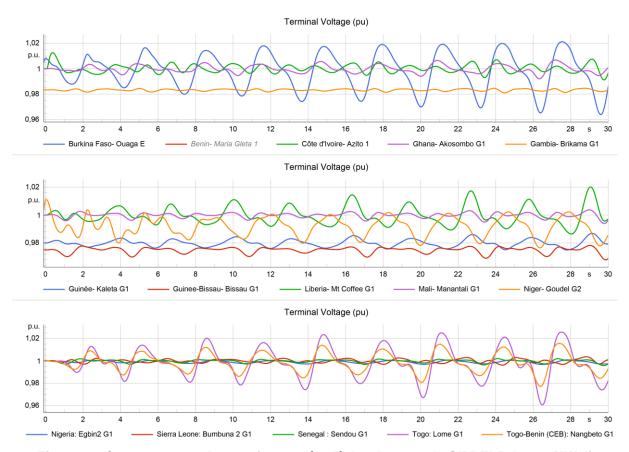


Figure 29: Comportement des tensions après déclenchement de CIPREL5 de 390 MW, liste restreinte de centrales réglantes











# 2025 Mi-journée - déclenchement d'une unité de la centrale Ciprel 5 (Atinkou), Côte d'Ivoire (390 MW)

Avec la « longue liste de centrales de contrôle », le comportement apparaît comme suit.

Figure 30 : Comportement en fréquence après déclenchement de CIPREL5 390 MW (Atinkou, Côte d'Ivoire)

La fréquence tend à se stabiliser à 49,8 Hz. Dans ce contexte, les tensions présentent également quelques oscillations. Ceux-ci restent dans des fourchettes acceptables, selon les courbes suivantes.

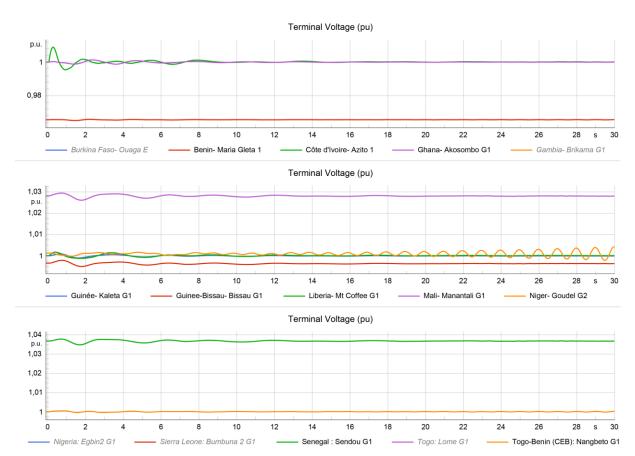


Figure 31': Comportement de la Tension après déclenchement de CIPREL5 390 MW (Atinkou, Côte d'Ivoire)











Lorsque seule la « **liste restreinte de centrales** » contrôle la fréquence, la régulation est moins efficace et le comportement montre une chute de fréquence plus importante, comme suit.

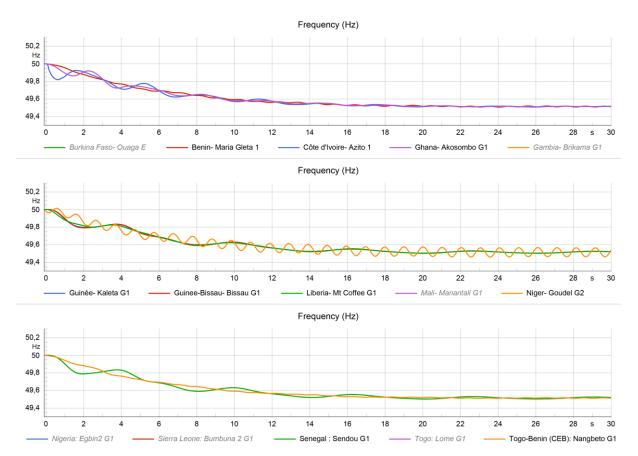


Figure 32 : Comportement en fréquence après déclenchement de CIPREL5 390 MW, liste restreinte de centrales réglantes

La fréquence a tendance à se stabiliser à 49,6 Hz, avec quelques oscillations non amorties.

Dans ce contexte de contrôle de fréquence moins efficace, les tensions présentent également des oscillations et certaines ne sont pas amorties, ce qui est un signe d'instabilité.











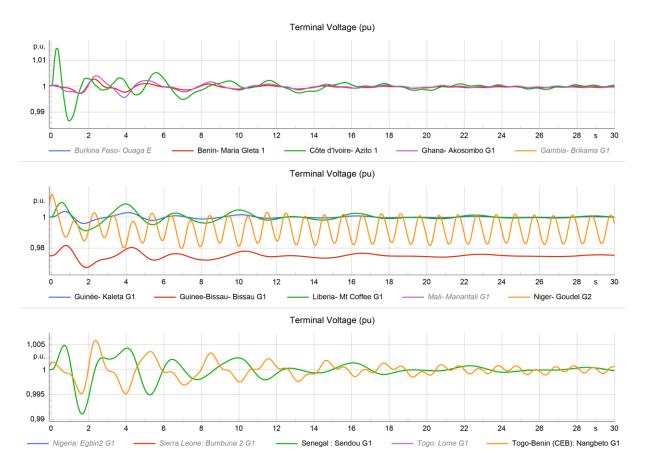


Figure 33 : Comportement de la tension après CIPREL5 déclenchement de 390 MW, liste restreinte de centrales réglantes

Cela conduit à affirmer que la concentration du contrôle de fréquence sur quelques centrales électriques seulement (comme ici 3 centrales au Nigeria et une en Côte d'Ivoire) n'est pas une option acceptable : le contrôle de fréquence doit être réparti sur l'ensemble de la zone WAPP.

#### **7.7.1.3.** Conclusion

Les simulations ont montré que pour les deux ensembles de centrales définies comme contrôlant la fréquence, la fréquence peut être maintenue au-dessus du niveau de 49,5 Hz.

Ce niveau est bien au-dessus du seuil de 49,0 Hz en dessous duquel le délestage automatique de fréquence (AFLS) commence à fonctionner et provoque une certaine quantité d'énergie non distribuée.

Lorsque la liste des centrales contrôlant la fréquence est limitée à quelques centrales, le comportement en tension présente des oscillations non amorties ou des oscillations croissantes, ce qui est un comportement inacceptable.











À condition que le contrôle de fréquence soit bien réparti sur l'ensemble du réseau de la CEDEAO, le réseau de 2025 peut donc être considéré comme sûr en ce qui concerne la stabilité dynamique.

#### 7.7.2. Etude de stabilité transitoire

#### 7.7.2.1. Objectif

L'objectif est de simuler la façon dont le système réagit à des événements forts tels que les courts-circuits. Compte tenu du délai d'action typique des protections et du temps d'activation du disjoncteur, le court-circuit simulé est d'une durée de 100 ms. L'emplacement des courts-circuits proposés se trouve à 50 % de certaines lignes d'interconnexion. Celles-ci seront évaluées sur le cas de midi car moins de centrales contrôlent le plan de tension, et donc il y a, à ce moment-là, moins de nœuds avec des tensions contrôlées (à l'inverse des distances plus longues, une impédance plus élevée entre ceux-ci, et une différence de phase potentiellement plus élevée entraînant plus de risque de perte de synchronisme, c'est-à-dire de décalage)

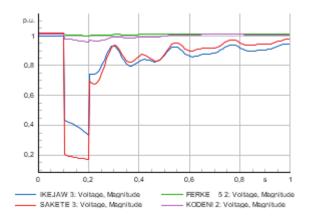
# **7.7.2.2.** Approche

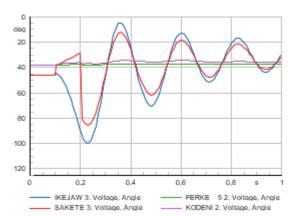
Les postes proposées à proximité des lieux de simulation des courts-circuits sont les suivantes :

- 1. Nigeria : Ikeja West (ligne vers Sakete, Bénin)
- 2. Côte d'Ivoire : Ferke (ligne vers Kodeni, Burkina Faso)
- 3. Mali: Kayes (ligne vers Bakel, Sénégal)
- 4. Guinée : Linsan (ligne vers Kamakwie, Sierra Leone)

# 7.7.2.3. Résultats pour 2025 Midi (Pic d'injection PV)

1. Nigeria : Ikeja West (ligne vers Sakete, Bénin)





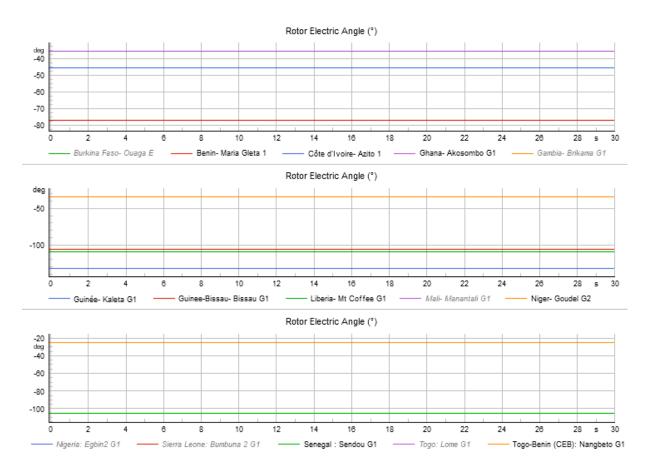






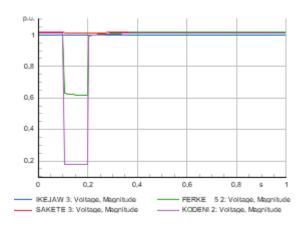


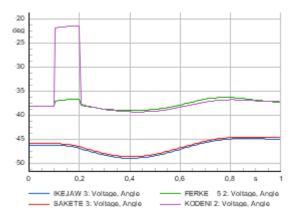




La stabilité transitoire est confirmée : il n'y a pas de perte de synchronisme.

# 2. Côte d'Ivoire : Ferke (ligne vers Kodeni, Burkina Faso)





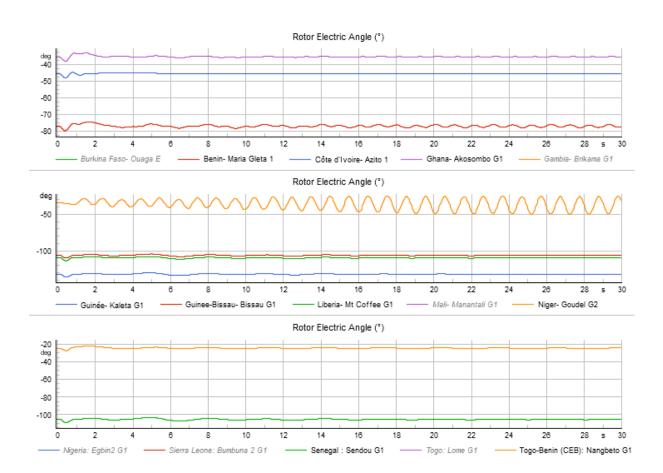






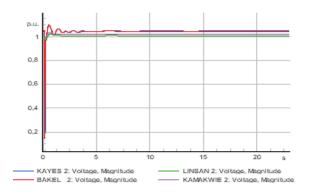


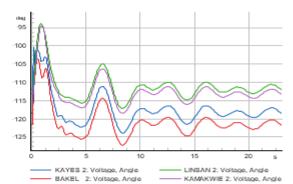




La stabilité transitoire est confirmée : il n'y a pas de perte de synchronisme.

# 3. Mali: Kayes (ligne vers Bakel, Sénégal)





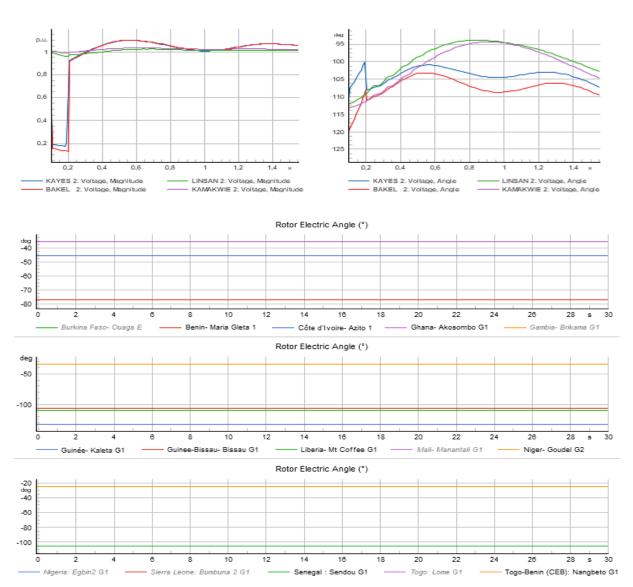






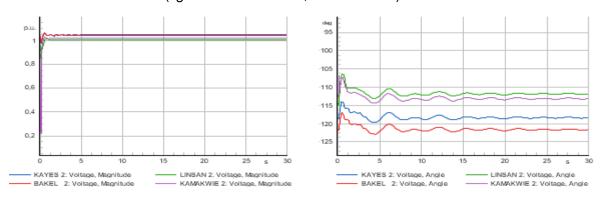






La stabilité transitoire est confirmée : il n'y a pas de perte de synchronisme.

# 4. Guinée : Linsan (ligne vers Kamakwie, Sierra Leone)



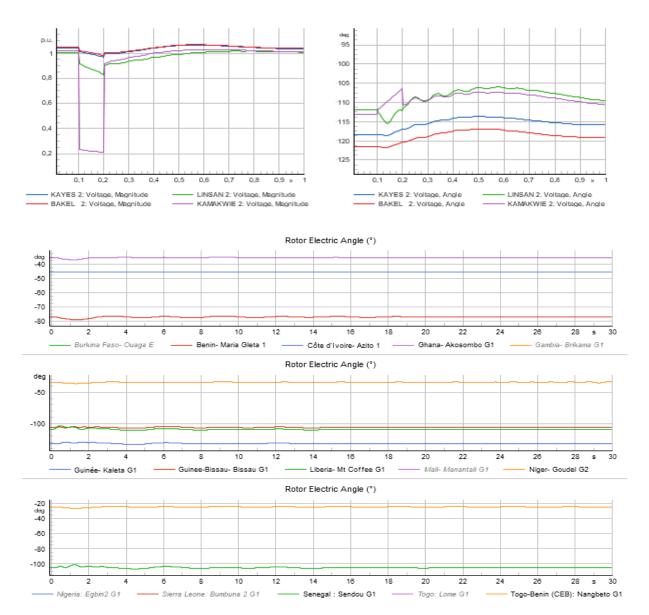












La stabilité transitoire est confirmée : il n'y a pas de perte de synchronisme





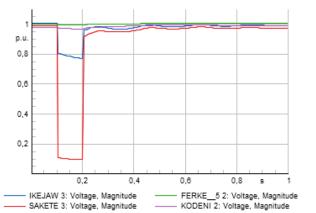


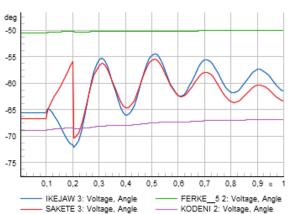


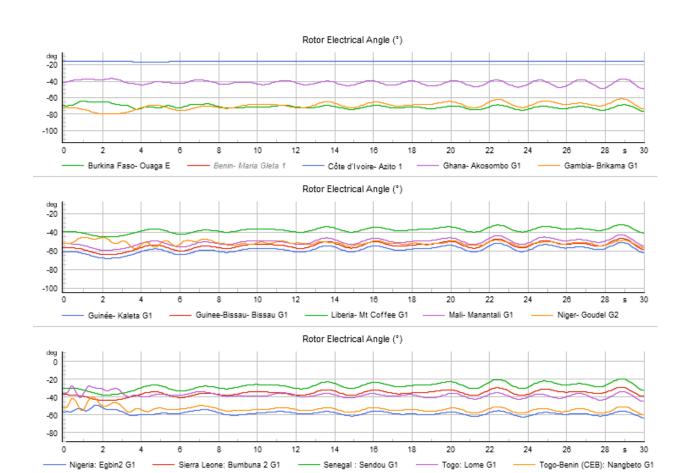


## 7.7.2.4. Résultats pour 2025 Soir (Pic de charge)

1. Nigeria : Ikeja West (ligne vers Sakete, Bénin)







La stabilité transitoire de cet événement est confirmée. De légères oscillations apparaissent, ce qui montre l'intérêt d'une analyse plus détaillée des données dynamiques et d'une modélisation et d'un réglage PSS. A noter que dans le cas où une unité (BJ\_BIOM\_KA) absorbe de la





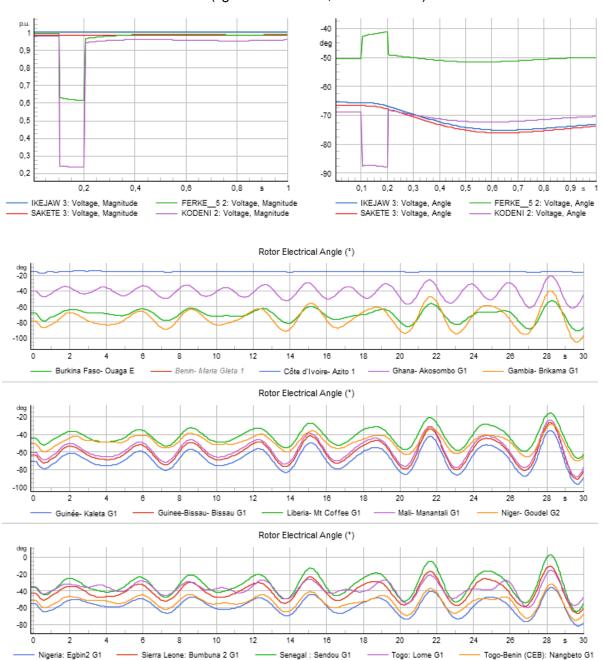






puissance réactive (ici 5 Mvar), il s'avère qu'elle perd son synchronisme à t= 14,3 s. La simulation ci-dessus est réalisée avec le générateur en mode PQ, de sorte qu'il n'absorbe pas la puissance réactive. En conséquence, cette unité ne perd pas le synchronisme.

# 2. Côte d'Ivoire : Ferke (ligne vers Kodeni, Burkina Faso)



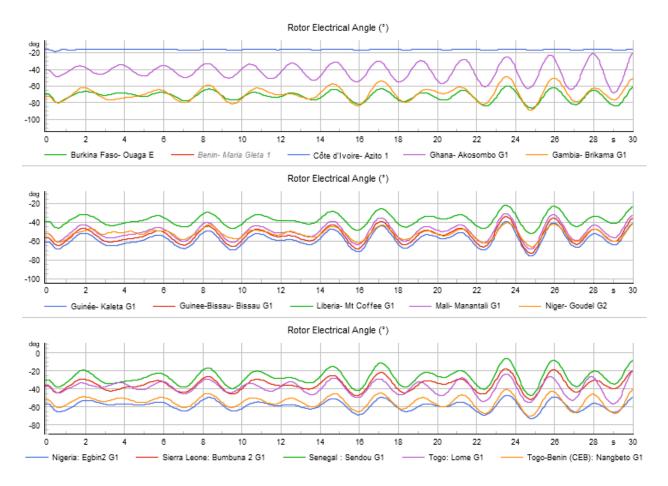












La stabilité transitoire de cet événement est confirmée, mais des oscillations apparaissent, ce qui montre l'intérêt ou la nécessité d'une analyse plus détaillée des données dynamiques et d'une modélisation et d'un réglage PSS.



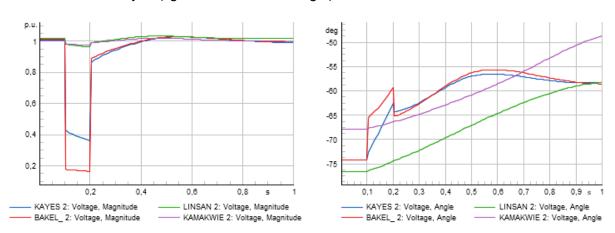


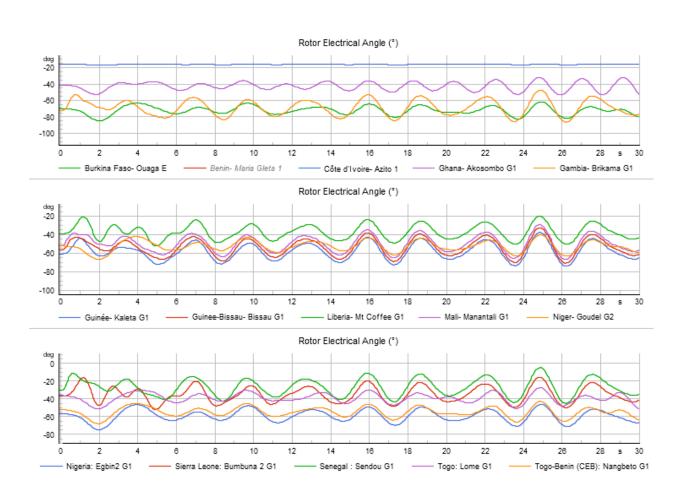






# 3. Mali: Kayes (ligne vers Bakel, Sénégal)





La stabilité transitoire de cet événement est confirmée, mais des oscillations apparaissent, ce qui montre l'intérêt ou la nécessité d'une analyse plus détaillée des données dynamiques et d'une modélisation et d'un réglage PSS.



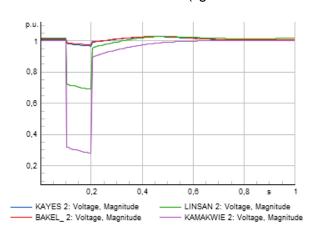


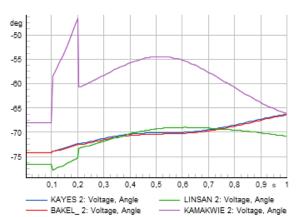


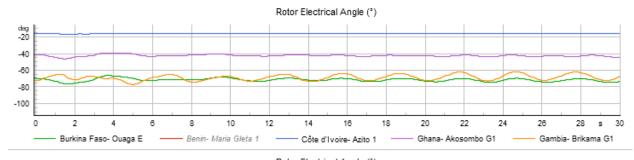


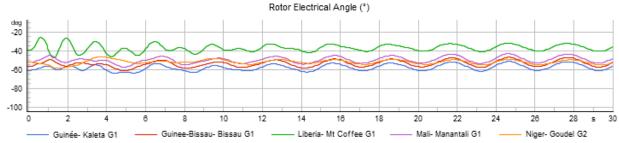


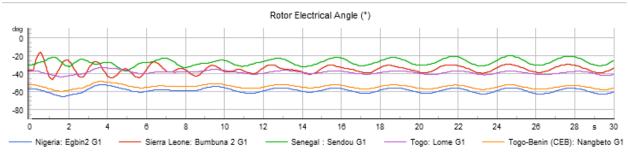
# 4. Guinée : Linsan (ligne vers Kamakwie, Sierra Leone)











La stabilité transitoire de cet événement est confirmée, mais des oscillations apparaissent, ce qui montre l'intérêt ou la nécessité d'une analyse plus détaillée des données dynamiques et d'une modélisation et d'un réglage PSS.











#### 7.7.2.5. Conclusion

Pour le scénario de midi 2025, tous les cas de court-circuit simulés prouvent que la stabilité transitoire est préservée : les simulations ont montré qu'aucune perte de synchronisme (décalée) n'apparaît dans le réseau modélisé.

Pour le scénario du soir 2025, tous les cas de court-circuit simulés prouvent que la stabilité transitoire est préservée (les simulations ont montré qu'aucune perte de synchronisme (déphasée) n'apparaît dans le réseau modélisé) mais des oscillations apparaissent et doivent être étudiées :

- Tout d'abord en améliorant la collecte des données concernant les paramètres dynamiques des unités de production : y compris les paramètres du générateur, les points de fonctionnement et leurs limites, et la présence ou non du PSS (et le cas échéant ses paramètres et son affinage).
- 2) Deuxièmement, si la présence d'oscillations est confirmée, il convient d'étudier l'amélioration de l'ajustement du PSS et l'analyse des flux transfrontaliers sur les oscillations: les conclusions peuvent être qu'au-delà d'un seuil donné de flux de puissance transfrontaliers, des oscillations apparaissent. Dans ce cas, le système WAMS récemment installé peut être utilisé par les dispatcheurs comme un outil d'avertissement indiquant la nécessité de réduire certains flux transfrontaliers. Une telle analyse dépasse le cadre de la présente étude.

Sachant que les protections de distance et les protections différentielles installées sur les lignes de transportéliminent les courts-circuits en 100 ms environ, les simulations ci-dessus permettent de conclure que :

- Le réseau de la CEDEAO de 2025 peut être considéré comme sûr en ce qui concerne (spécifiquement) la stabilité transitoire.
- Dans le cas où les générateurs absorbent une quantité importante de puissance réactive (Mvar), des pertes de synchronisme peuvent se produire: des moyens spécifiques doivent alors être envisagés et comparés, y compris l'ajout de réactances de shunt.
- Les oscillations de basse fréquence apparaissent avec une période d'environ 3 s et doivent être étudiées plus en détail (voir ci-dessus), mais elles ne sont pas du type « oscillations interzones » car il n'y a aucun signe qu'une zone oscille « contre » une autre (c'est-à-dire en opposition de phase).

## 7.7.3. Analyse du code de réseau

Les BESS sont requis de suivre les exigences imposées aux « inverter-based generation unit » tels que définis dans le code de raccordement (section CC 1.2.1). Ces exigences sont relativement similaires aux exigences européennes (code de réseau européen RfG -

\_











Requirements for Generators) et donc ne posent pas de problème particulier pour les convertisseurs utilisés pour les BESS. Les remarques suivantes peuvent être formulées.

#### LFSM-O et LFSM-U

Les unités de production et de stockage sont requises pour faire varier leur production, à la hausse ou à la baisse, en cas de déviation importante et anormale de la fréquence. Le grid code du WAPP prévoit que chaque opérateur de réseau définisse la fréquence à laquelle ces modes doivent s'activer, entre 50.2Hz et 50.5Hz pour le LFSM-O et entre 49.5Hz et 49.8Hz pour le LFSM-U. Pour éviter un impact sur le fonctionnement des BESS, il conviendra de s'assurer que la fréquence reste suffisamment proche de 50Hz pour que l'activation du LFSM-O ou LFMS-U reste exceptionnelle.

#### Inertie synthétique

Le grid code du WAPP prévoit la possibilité pour les gestionnaires de réseau d'imposer des exigences en matière d'inertie synthétique pour les unités de production à base d'onduleurs, dont les BESS. Si les BESS capables de fournir de l'inertie synthétique sont de plus en plus courants, il conviendra pour les gestionnaires de réseau d'évaluer la nécessité de cette imposition en tenant compte de l'impact qu'elle pourrait avoir sur l'attractivité du marché pour les fournisseurs de matériels.

#### Choix des paramètres par les gestionnaires de réseaux

La plupart des paramètres prévus dans le grid code peuvent être choisis ou modifiés par chaque gestionnaire de réseau. Une analyse détaillée devra être faite par pays, en fonction de la situation locale du réseau, afin de trouver un bon équilibre entre la sécurité du réseau (exigences plus fortes) et la possibilité pour un maximum d'équipementiers de remplir ces conditions (exigences moins fortes). Le risque est de constater des coûts de BESS nettement plus élevés dans certains pays, si les équipementiers doivent adapter leur matériel pour respecter des exigences non standard.

#### Conclusion concernant le grid code

Le grid code du WAPP ne présente pas de spécificité ou d'exigence technique particulière à prendre en compte au niveau de cette étude à l'échelle du WAPP, et les hypothèses notamment économiques peuvent se baser sur des équipements BESS qui répondent aux standards internationaux. Evidemment, la réalisation concrète de projets de BESS nécessitera une analyse











plus approfondie des exigences en matière de grid code, et en particulier les exigences spécifiques aux gestionnaires de réseau concernés par ces projets concrets.

# 7.7.4. Potentiel pour le photovoltaïque avec une électronique de pointe

Pour l'application contrôle de la tension « voltage control, » l'ajout de BESS pourrait potentiellement être évité en adaptant des parcs photovoltaïques ou éoliens, notamment au niveau de leur électronique de puissance. En effet, avec un surdimensionnement des onduleurs et en choisissant des équipements électroniques flexibles au niveau de leur facteur de puissance, il est possible de fournir ou d'absorber de l'énergie réactive, même lorsqu'il n'y a pas de vent ou de soleil.

Pour l'application contrôle de fréquence « frequency control », la contribution des parcs solaires et éoliens peut aussi être envisagée mais en général uniquement à la baisse, c'est-à-dire en bridant la production pour rétablir la fréquence. La régulation à la hausse requiert de brider l'unité de production en permanence afin de pouvoir augmenter la production au moment voulu. Cela n'est en général pas intéressant économiquement et, de toute façon, cette puissance n'est pas disponible s'il n'y a pas de vent ou de soleil.











# 8. PLAN DE MISE EN ŒUVRE BESS pour 2025 et 2030

## 8.1. Résumé des tailles BESS recommandées à l'horizon 2025 et 2030

Les tableaux ci-dessous récapitulent les tailles de batterie recommandées par application et par pays pour 2025 et 2030

Tableau 31 : Récapitulatif des tailles de batterie recommandées 2025

2025	Contrôle de fréquence (MW - 1h)	Contrôle de la tension	Décalage horaire de l'énergie (MW - 4h)	Réduction de la congestion des transmissions	Démarrage à l'aveugle
Côte d'Ivoire	63.5				
Burkina Faso	12				
Togo	10.2				
Bénin	8.8				
Ghana	95.8				
Nigéria	377.2				
Niger	8.9				
Guinée	13.2				
Sierra Leone	10.8				
Libéria	4.5				
Mali-Sénégal- Mauritanie	8.8				
Mali	19.1				
Sénégal	33.4				
Gambie	3.8		120		
Guinée-Bissau	3				











# Tableau 32: Récapitulatif des tailles de batterie recommandées 2030

2030	Contrôle de fréquence (MW - 1h)	Contrôle de la tension	Décalage horaire de l'énergie (MW - 4h)	Réduction de la congestion des transmissions (MW – 4h)	Démarrage à l'aveugle
Côte d'Ivoire	63.5				
Burkina Faso	12		25		
Togo	10.2				
Bénin	8.8				
Ghana	95.8				
Nigéria	377.2			22	
Niger	8.9				
Guinée	13.2				
Sierra Leone	10.8				
Libéria	4.5				
Mali-Sénégal- Mauritanie	8.8				
Mali	19.1		55		
Sénégal	33.4				
Gambie	3.8		147		
Guinée-Bissau	3				

# 8.2. Coût estimatif du projet

A préciser et réaliser des cas bien déterminées et convenus.











# 9. CONCLUSIONS

# 9.1. Application 1 : Contrôle de fréquence

L'évaluation a démontré la viabilité économique de l'investissement dans BESS pour fournir des services de contrôle de fréquence, ce qui contraste avec les investissements dans les turbines à gaz. En se concentrant sur le coût d'investissement d'une batterie d'une heure, nos résultats ont montré des économies potentielles substantielles de 82 % et 87 % par rapport aux investissements dans les turbines à gaz d'ici 2025 et 2030, respectivement. De plus, l'exploration de l'allongement de la durée de vie de la batterie pour d'éventuelles applications supplémentaires a révélé que BESS conserve son avantage économique, même avec des investissements de 4 heures.

# 9.2. Application 2 : Contrôle de la tension

La comparaison des BESS et des réactances montre clairement qu'un BESS ne peut pas être et ne peut pas devenir rentable pour agir uniquement pour le contrôle de la tension, car son coût n'est pas compétitif par rapport aux coûts des réactances, même si l'on considère la réduction future des coûts d'investissement des BESS.

Cependant, la capacité de contrôle de la tension du BESS sera d'un intérêt significatif dans le cadre des applications combinées du BESS telles que le transfert d'énergie et le contrôle de la tension, ou le contrôle de fréquence et le contrôle de la tension : le placement du BESS à des endroits où un grand banc de condensateurs ou une grande capacité de réactance devrait autrement être installé permettra de réaliser les économies correspondantes de condensateurs ou de CAPEX de réactance.

## 9.3. Application 3 : Décalage de l'énergie (arbitrage)

La faisabilité de la mise en œuvre de l'application du décalage de l'énergie semble limitée d'ici 2025 mais plus appropriée d'ici 2030. Ces résultats s'alignent sur des études internationales similaires à l'échelle du système, suggérant souvent la viabilité des BESS marchands après 2030, en fonction de la pénétration des énergies renouvelables, en particulier de la capacité photovoltaïque. Il est essentiel de reconnaître les limites inhérentes à ces résultats, liées aux données et aux simplifications du processus de simulation. Une représentation plus granulaire peut se traduire par des investissements relativement plus élevés dans les BESS. L'étude a également pris l'hypothèse d'une relative stabilité des prix des combustibles fossiles et a











considéré l'investissement dans la capacité thermique comme certain. Une orientation pour les travaux futurs pourrait être d'envisager le remplacement d'une partie de cette capacité thermique par le photovoltaïque en combinaison avec le stockage.

D'après les résultats par pays, la Gambie présente un potentiel important d'investissement dans les BESS à la fois en 2025 et en 2030, tandis que le Mali et le Burkina Faso présentent également des structures de coûts marginaux favorables, propices à la promotion des BESS après 2030. En outre, le rôle complémentaire des interconnexions avec les BESS est remarquable, car une plus grande pénétration de l'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2030 est contrebalancée par une augmentation des capacités de transfert nettes (NTC).

Enfin, en tenant compte de la sensibilité, on peut observer ce qui suit :

- 1. Le choix du taux d'actualisation est d'une importance cruciale et une cohérence entre les différentes études est nécessaire pour comparer différentes solutions sur la même base. En particulier, la sensibilité au taux d'actualisation en 2025 met en évidence la rentabilité potentielle des investissements BESS au Mali, ce qui suggère un examen plus approfondi des applications supplémentaires dans le cadre d'une modélisation financière complète.
- Les variations des dépenses d'investissement soulignent la nécessité d'une planification minutieuse des investissements, avec des scénarios de faibles dépenses d'investissement transformant les investissements BESS en entreprises rentables dans plusieurs pays en 2025 et 2030.
- 3. La sensibilité aux prix des combstibles démontre l'impact sur la rentabilité des investissements BESS, soulignant la nécessité d'une analyse de sensibilité robuste (en tenant compte de l'effet de la variation des prix sur l'énergie arbitrée) pour assurer la rentabilité de chaque pays.

# 9.4. Application 4 : Réduction de la congestion du réseau de transport

L'utilisation des batteries comme outil de décongestion du réseau électrique offre des avantages non négligeables, notamment en évitant des investissements coûteux dans des renforcements de lignes. Une analyse du coût des renforcements nécessaires au cours des prochaines années permet de déterminer les investissements prioritaires parmi lesquels l'installation de lignes et l'installation de batteries. Sur la base du coût des renforcements et de la surcharge à atténuer, les batteries sont stratégiquement positionnées pour optimiser l'utilisation des lignes existantes et reporter l'investissement dans de nouvelles lignes électriques coûteuses.











L'efficacité de cette méthode est étroitement liée à la topologie spécifique du réseau, à la puissance des batteries nécessaires et au niveau des surcharges identifiées dans le modèle (luimême lié à la répartition supposée de la production). Les cas les plus prometteurs sont ceux où le renforcement de réseau requis serait coûteux, la surcharge est limitée (d'où un BESS de faible dimensionnement, faible coût), et de préférence la croissance de la charge est faible (reportant ainsi de nombreuses années la nécessité d'un renforcement). Ceci est décrit par le graphique suivant.

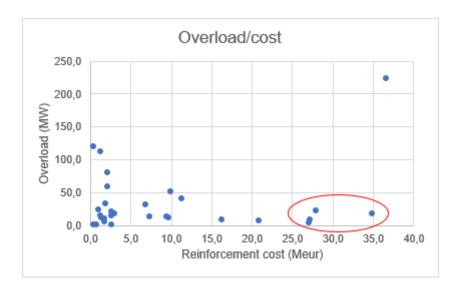


Figure 30:le renforcement de réseau requis serait coûteux, la surcharge est limitée (d'où un BESS de faible dimensionnement, faible coût),

De cette analyse, il ressort des résultats très encourageants pour 2030 tels que :

- Installation d'un BESS de 10 MW/20 MWh au poste JERICHO 1 pour éviter la congestion (surcharge) de la ligne **NG AYEDE 1 JERICHO 1** au Nigeria
- Installation d'un BESS de 12 MW/24 MWh au poste PAPALANTO 1 en 2030 pour éviter la congestion (surcharge) de la ligne **NG\_PAPALANTO 1 OTTA 1** au Nigeria.

Dans ces deux cas, l'installation d'un BESS semble rentable même s'il n'y a pas de différence de prix entre le temps de charge (généralement à midi lorsque le photovoltaïque génère de l'électricité, ou pendant la nuit lorsque le coût est faible), et le temps de décharge (généralement le temps de charge de pointe, le soir). Pour les autres cas analysés, la rentabilité n'intervient qu'une fois qu'au moins une différence donnée de prix du MWh est observée.

En conclusion, ce sont des endroits où des renforcements très coûteux peuvent être évités en installant des batteries d'une puissance d'environ 10MW et d'une capacité de 2 heures. De tels cas doivent toutefois être discutés avec le gestionnaire de réseau, notamment pour confirmer











l'apparition de la congestion et vérifier qu'il n'existe pas pour l'opérateur d'options moins coûteuses comme un éventuel redispatching.

# 9.5. Application 5 : Démarrage «black start»

Le démarrage «black start» en tant qu'application autonome n'a pas de sens économique en raison des dépenses d'investissement élevées de BESS. Cependant, le BESS installé pour d'autres applications pourrait certainement s'avérer utile lors de la reconstruction en cas de panne de courant et d'effondrement de réseau.

## 9.6. Autres résultats :

#### 9.6.1. Stabilité dynamique

La stabilité dynamique est ici analysée pour l'événement de déséquilibre de puissance active le plus contraignant : le déclenchement de la centrale CIPREL 5 (Atinkou) de 390 MW en Côte d'Ivoire.

Les simulations ont montré que pour les deux ensembles de centrales définies comme contrôlant la fréquence, la fréquence peut être maintenue au-dessus du niveau de 49,5 Hz.

Ce niveau est bien au-dessus du seuil de 49,0 Hz en dessous duquel le délestage automatique en fréquence (AFLS) commence à fonctionner et provoque une certaine quantité d'énergie non distribuée.

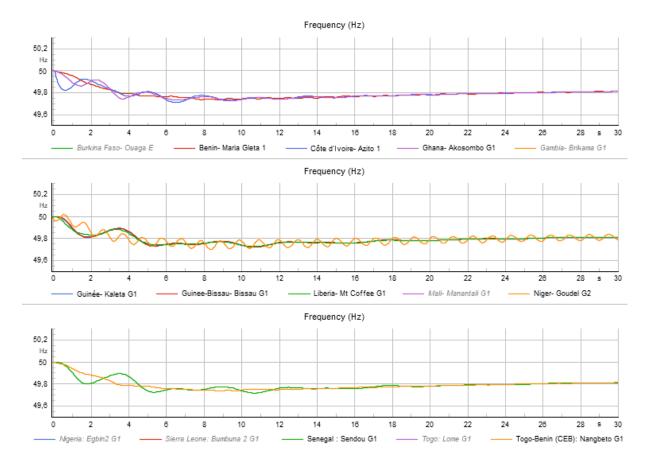












À condition que le contrôle de fréquence soit réparti sur l'ensemble du réseau de la CEDEAO, le réseau de 2025 peut donc être considéré comme sûr en ce qui concerne la stabilité dynamique

#### 9.6.2. Stabilité transitoire

Pour le scénario de midi 2025, tous les cas de court-circuit simulés prouvent que la stabilité transitoire est préservée : les simulations ont montré qu'aucune perte de synchronisme (décalée) n'apparaît dans le réseau modélisé.

Pour le scénario du soir 2025, tous les cas de court-circuit simulés prouvent que la stabilité transitoire est préservée (les simulations ont montré qu'aucune perte de synchronisme (déphasée) n'apparaît dans la réseau modélisée) mais des oscillations apparaissent et doivent être étudiées :

- Tout d'abord en améliorant la collecte des données concernant les paramètres dynamiques des unités de production : y compris les paramètres du générateur, les points de fonctionnement et leurs limites, et la présence ou non du PSS (et le cas échéant ses paramètres et son affinage).
- Deuxièmement, si la présence d'oscillations est confirmée, il convient d'étudier l'amélioration de l'ajustement du PSS et l'analyse des flux transfrontaliers sur les











oscillations : les conclusions peuvent être qu'au-delà d'un seuil donné de flux de puissance transfrontaliers, des oscillations apparaissent. Dans ce cas, le système WAMS récemment installé peut être utilisé par les dispatcheurs comme un outil d'avertissement indiquant la nécessité de réduire les flux transfrontaliers spécifiques. Une telle analyse dépasse le cadre de la présente étude.

Sachant que les protections de distance et les protections différentielles installées sur les lignes de transportéliminent les courts-circuits en 100 ms environ, les simulations ci-dessus permettent de conclure que :

- Le réseau de la CEDEAO de 2025 peut être considéré comme sûr en ce qui concerne (spécifiquement) la stabilité transitoire.
- Dans le cas où les générateurs absorbent une quantité importante de puissance réactive (MVAR), des pertes de synchronisme peuvent se produire: des moyens spécifiques doivent alors être envisagés et comparés, y compris l'ajout de réactances de shunt
- Les oscillations de basse fréquence apparaissent avec une période d'environ 3 s et doivent être étudiées plus en détail (voir ci-dessus), mais elles ne sont pas du type « oscillations interzonales » car il n'y a aucun signe qu'une zone oscille « contre » une autre (c'est-à-dire en opposition de phase).











# 10. RECOMMANDATIONS

# 10.1. Études de pré-investissement proposées BESS à l'horizon 2025 et 2030

Il est nécessaire de réaliser d'autres études préalables à l'investissement afin de confirmer les études de faisabilité des projets BESS proposés. Dans le cadre des rôles et responsabilités des principales parties prenantes, les pays où les projets BESS sont identifiés devraient être soutenus pour étudier plus en détail les projets BESS proposés avec le soutien des bailleurs. Toutes les entités régionales du secteur de l'énergie telles que le WAPP, l'ARREC et le CEREEC pourraient également être impliquées.

# 10.2. Investissement dans la production d'électricité pour soutenir le déploiement du BESS

Les projets solaires photovoltaïques avec BESS intégré offrent évolutivité et flexibilité pour répondre à la demande croissante d'électricité de la région de la CEDEAO. Au fur et à mesure que la charge augmente au fil du temps en raison de la croissance démographique et de l'expansion industrielle, le BESS peut être étendu ou ajouté aux installations solaires existantes à la fois en tant que système sur réseau ou hors réseau pour répondre efficacement à la demande croissante. De plus, en déployant l'énergie solaire photovoltaïque avec BESS, les services publics et les gestionnaires de réseau peuvent éviter ou retarder les investissements dans de nouvelles capacités de production conventionnelles et d'infrastructures de transport pour répondre à la charge croissante. De plus, les BESS peuvent agir comme des ressources distribuées qui retardent la nécessité de mises à niveau coûteuses de l'infrastructure, ce qui se traduit par des économies de coûts pour les services publics et les contribuables. En conséquence, il est nécessaire que plusieurs parties prenantes (ministères des pays de la CEDEAO, services publics, secteur privé, WAPP, ECREEE, ARREC, etc.) collaborent et promeuvent la réalisation des investissements de production nécessaires qui peuvent être soutenus par le BESS.

Dans le contexte de l'investissement, la mise en œuvre de la transition énergétique avec l'application BESS uniquement (sans les projets d'énergie renouvelable tels que le photovoltaïque) semble limitée d'ici 2025 mais plus appropriée si elle est associée au











photovoltaïque et à d'autres énergies renouvelables. Si le coût futur du photovoltaïque et du BESS continue de baisser par rapport à l'augmentation du coût des énergies fossiles, le remplacement d'une partie de la capacité thermique par le photovoltaïque en combinaison avec le stockage sera inévitable.





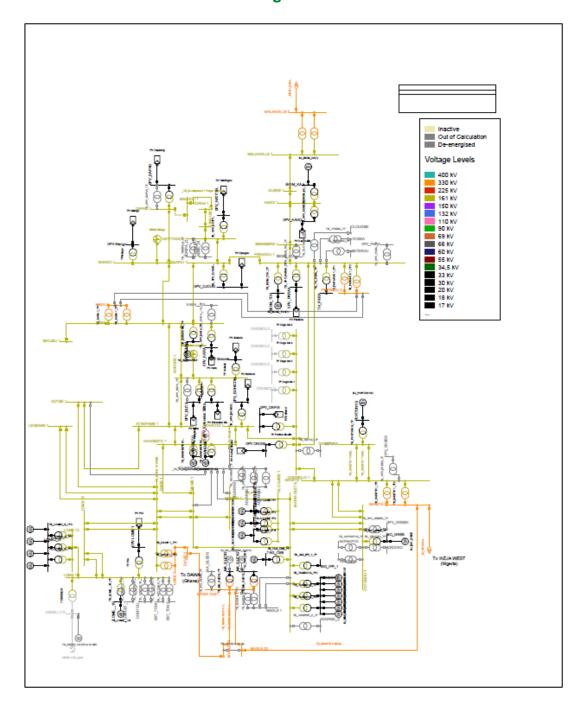






# 11. ANNEXES

# 11.1. Annexe 1 – 2025 Diagrammes unifilaires



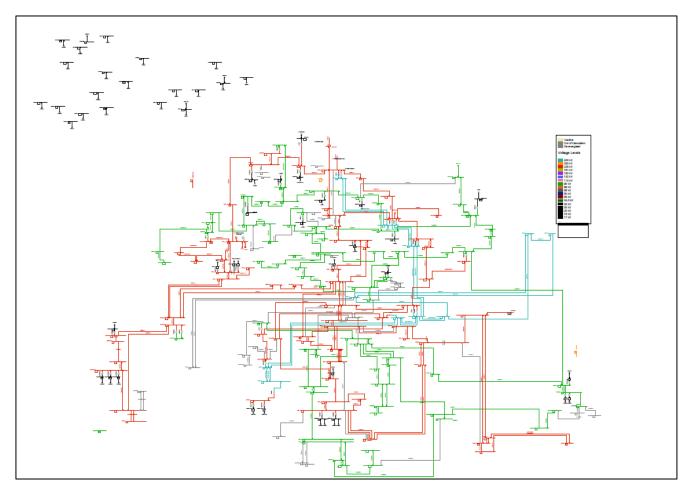


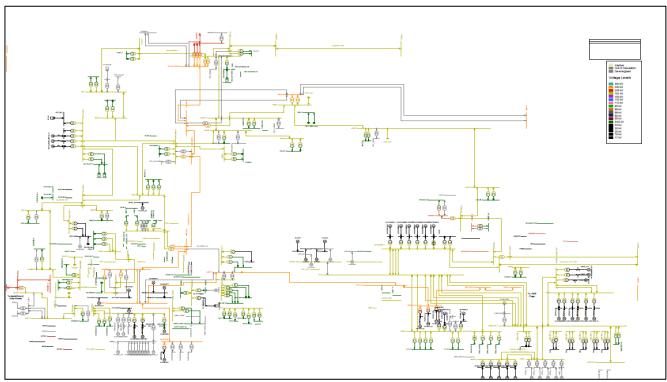












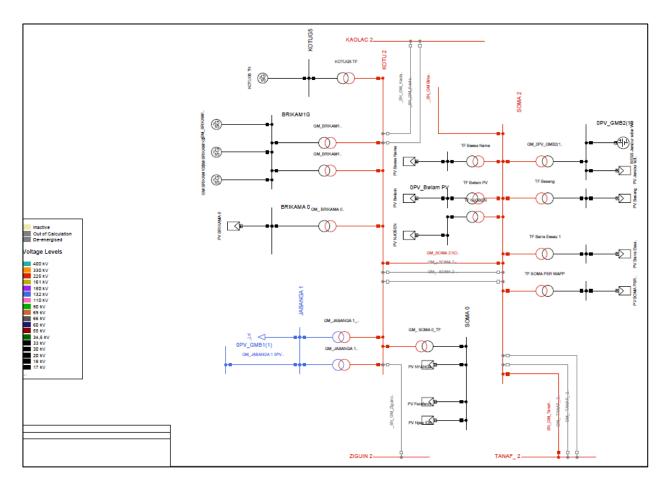












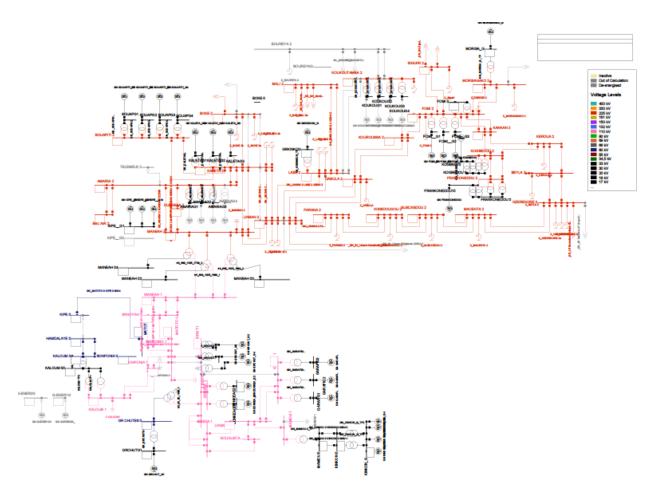












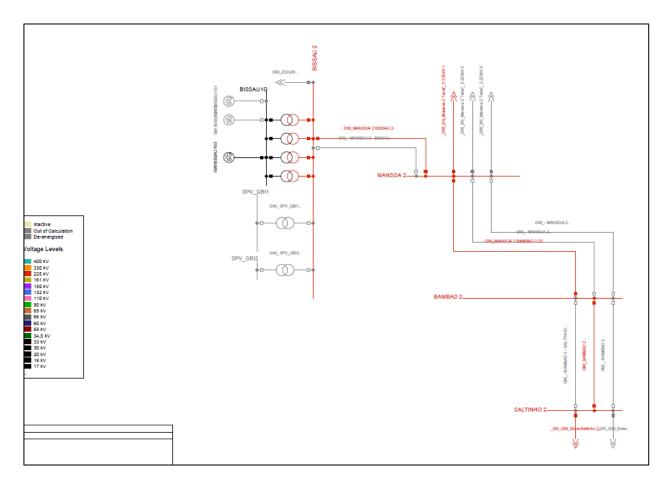












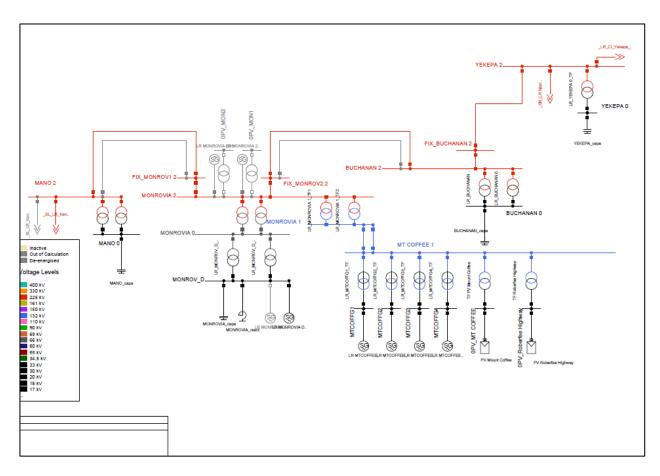












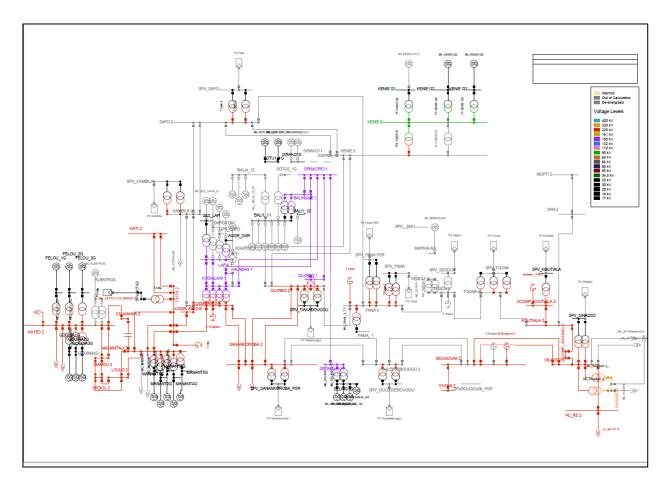












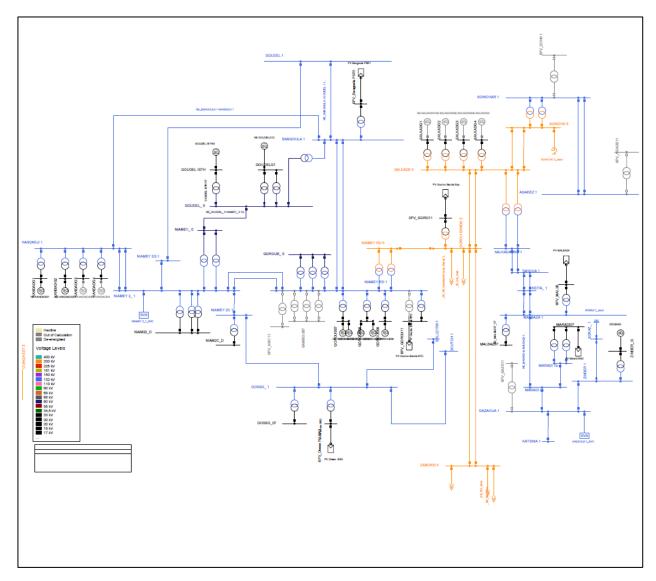


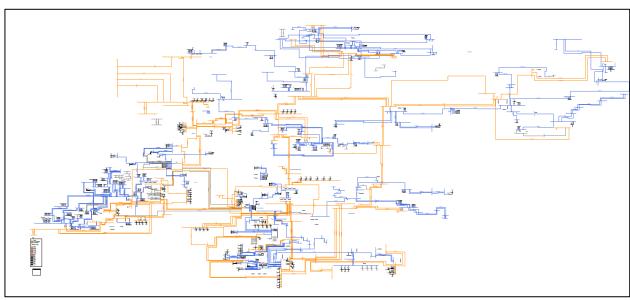












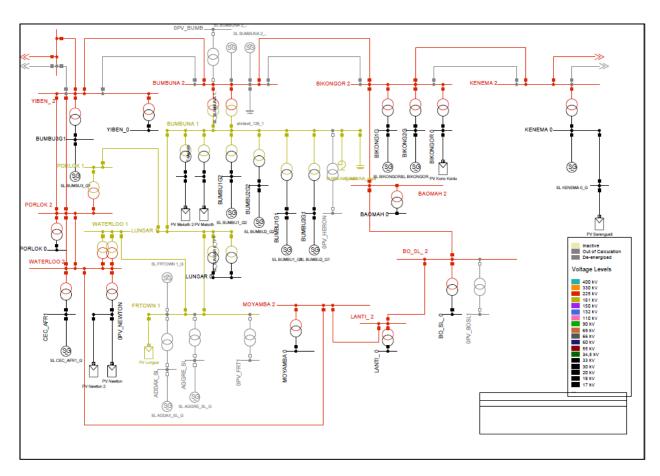












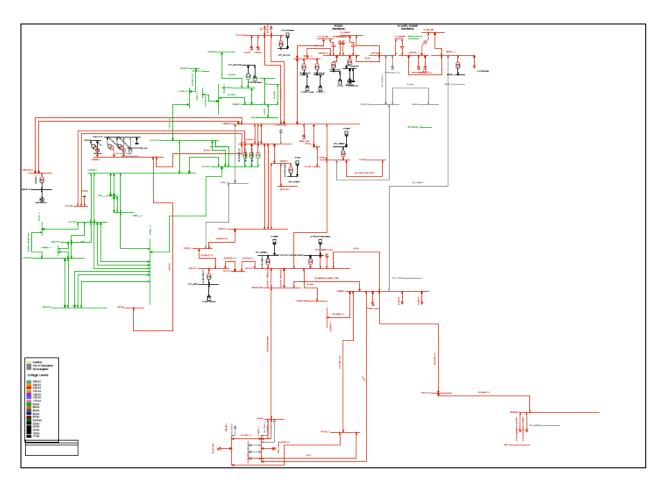












151



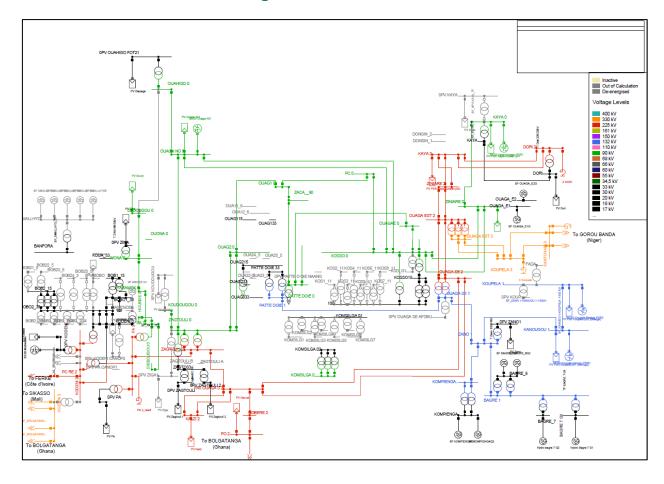








## 11.2. Annexe 2 – 2030 Diagrammes unifilaires



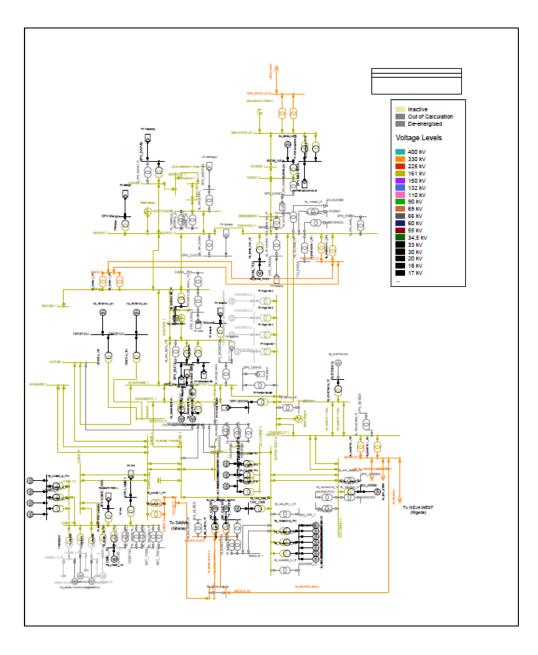












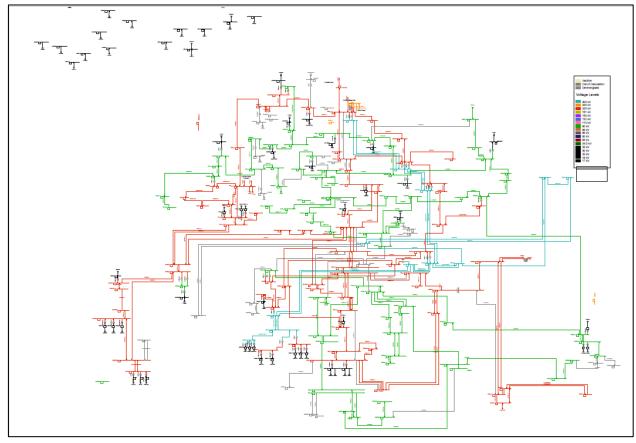


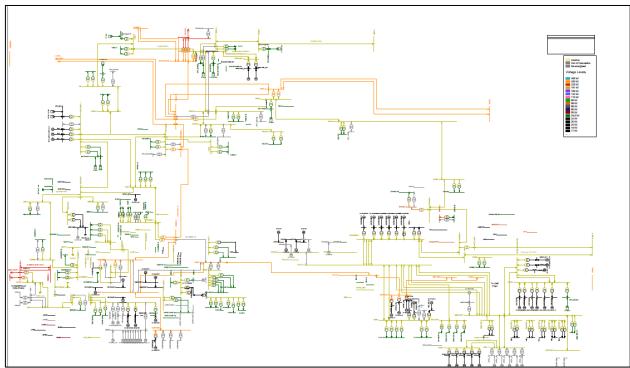












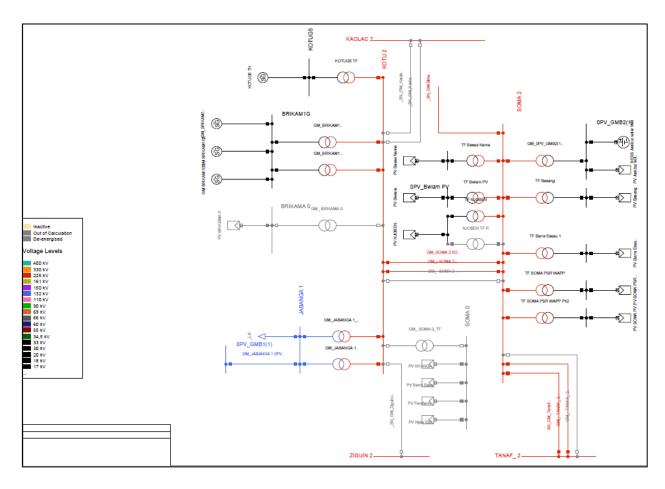












155











