

Définition et révision des règles et procédures détaillées de surveillance du marché (Activité 2)

EuropeAid/139149/DH/SER/Multi • Contract No 2018/395955

Rapport sur la définition et la révision des règles et procédures détaillées de surveillance du marché - Rapport Final



Décembre 2022



Funded by
the European Union



ECOWAS REGIONAL ELECTRICITY
REGULATORY AUTHORITY



A project implemented by Stantec

Le contenu de ce rapport relève de la seule responsabilité de STANTEC et ne peut en aucun cas être considéré comme reflétant les vues de l'Autorité Régionale de Régulation de l'Electricité de la CEDEAO (ERERA) ou de l'Union Européenne. Ce rapport est préparé uniquement pour l'usage et le bénéfice de l'Autorité Contractante. Il est le résultat d'une étude indépendante, et ni le bureau d'études, ni les auteurs n'acceptent ou n'assument une quelconque responsabilité ou obligation de diligence envers une tierce partie.

Key Expert

- KE 1 – Team Leader: **Idrissa NIASSE**

Non-Key Experts:

- NKE1 – **Uzoma ACHINANYA**
- NKE2 - **Ifey IKEONU**

Historique des documents:

Version	Préparée par:	Revue par :	Date	Description de la version
v.1.1	Uzoma ACHINANYA Ifey IKEONU	Idrissa NIASSE	01-06-2022 À 25-06-2022	Projet de rapport final sur la définition et la révision des règles et procédures détaillées de surveillance du marché
v.2.0	Uzoma ACHINANYA Ifey IKEONU	Idrissa NIASSE	08-12-2022 Au 16-12-2022	Projet de rapport final sur la définition et la révision des règles et procédures détaillées sur la surveillance des MRE V.2

Table of Contents

<i>1. Liste des acronymes et abréviations.....</i>	5
<i>2. Résumé exécutif</i>	7
<i>3. Introduction.....</i>	12
3.1. Contexte du projet.....	12
3.2 Objectifs des règles et procédures	16
3.3 Méthodologie.....	16
<i>4. Cadre politique et juridique de la surveillance du marché dans le marché régional de l'électricité de la CEDEAO.....</i>	16
4.1 Impératifs politiques de la surveillance du marché de l'électricité.....	16
4.2 Aperçu juridique de la surveillance du marché de l'électricité dans la CEDEAO.....	17
<i>5 Review of the ECOWAS Regional Electricity Market Design.....</i>	18
5.1. Paysage régional du marché de l'électricité	18
5.2. Structure du marché	19
5.3. Architecture du marché.....	27
5.4. Les règles du marché régional	28
5.5. Gouvernance du marché	30
<i>6. Analyse de la conception des marchés régionaux développés de l'électricité</i>	30
6.1. Introduction	30
6.2. Les objectifs de la conception	32
6.3. Les principes de la conception du marché.....	32
6.4. Structure du marché	33
6.5. Architecture du marché	36
6.6. Règle du marché.....	39
<i>7. Analyse comparative de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO avec les conceptions de marché des régions développées.....</i>	42
7.1. Comparaison entre les caractéristiques de conception.....	43
7.2. Complexité du marché de l'électricité.....	45
7.3. Principaux enseignements tirés de l'examen d'autres conceptions régionales du marché de l'électricité.....	45
<i>8. Défis pour la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO.....</i>	48
<i>9. Recommandations pour l'amélioration de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO.....</i>	49

9.1. Recommandations sur la conception globale du marché.....	50
9.2. Recommandations sur les impacts des énergies renouvelables.....	51
9.3. Recommandations sur la structure, l'architecture et les règles du marché.....	51
<i>10. Fonctions opérationnelles du marché régional de l'électricité de la CEDEAO et indicateurs associés.....</i>	52
10.1. Fonctions techniques.....	53
10.2. Fonctions commerciales.....	71
<i>11. Méthodologie et processus proposés (pour la collecte, la vérification, la validation et l'analyse des données) pour la surveillance du marché régional.....</i>	95
11.1. Données.....	96
11.2. Collecte des données.....	96
11.3. Vérification et validation des données.....	99
11.4. Analyse des données.....	100
11.5. Protection des données.....	100
<i>12. Cadre de coordination des principales parties prenantes participant à la surveillance du marché régional de l'électricité.....</i>	100
12.1. Coopération au niveau national et régional entre l'ARREC et les autorités réglementaires nationales.....	101
12.2. Coopération entre le gestionnaire de réseau/marché régional et les gestionnaires de réseau de transport/marché nationaux.....	101
12.3. Obligations des entités participant à la surveillance du marché.....	102
<i>13. Mise en application de la réglementation en matière de surveillance du marché.....</i>	105
13.1. Types de violations.....	105
13.2. Investigation of Alleged Breaches.....	105
13.3. Sanctions et pénalités.....	106
13.4. Recours contre les décisions de l'ARREC en matière de surveillance du marché régional de l'électricité.....	106

1. Liste des acronymes et abréviations

EZC	Ecart zone de contrôle
REL	Règlement extrajudiciaire des litiges
AGC	Automatic Generator Control
CTD	Capacité de transfert disponible
BA	Marché bi-latéral
CZC	Centre de la zone de contrôle
HFC	Heures de formation continue
DA	Day-Ahead market
GRTN	Gestionnaire du réseau de transport national
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
ARREC	Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO
LPC	Grands consommateurs d'électricité
PCM	Prix de compensation du marché
VCM	Volume de compensation du marché
CPM	Convention de participation au marché
MW	Méga-Watt
MWh	Méga-Watt heure
CNC	Centre national de contrôle
ANR	Agence nationale de régulation
PLR	Point de livraison du réseau
ME	Manuel d'exploitation
PX	Bourse de l'énergie
MRE	Marché régional de l'électricité
PMR	Procédures de marché régional
RMR	Règles du marché régional
GRT	Groupe régional de transport

OSM	Opérateur Système et de marché
TTMW	Méthodologie Tarifaire du Transport pour l'EEEOA
WAEMIS	Système d'information sur le marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest
EEEOA	Système d'Échange d'Énergie Électrique Ouest Africain
ME EEEOA	Manuel d'exploitation de l'EEEOA
WAPPITS	Réseau de Transport Interconnecté de EEEOA
PAUSTE	Procédures d'Accès et d'Utilisation des Services de Transport de l'EEEOA

2. Résumé exécutif

Contexte

Le marché de l'électricité de la CEDEAO a été lancé en juin 2017 et est actuellement en cours de développement pour permettre le fonctionnement durable d'un marché régional de l'électricité efficace, harmonisé et couplé. Le marché, qui a été conçu pour évoluer en trois phases, est actuellement dans la phase 1 où les transactions transfrontalières se font entièrement par le biais d'accords contractuels bilatéraux entre les États membres des pays limitrophes. La phase 2 du marché régional de l'électricité se traduira par un renforcement des échanges transfrontaliers, permettant l'introduction d'un marché du lendemain qui coexistera avec les transactions bilatérales, ainsi que l'admission de clients éligibles en tant que participants au marché.

La complexité croissante des dispositions du marché créera sans aucun doute plus de défis en ce qui concerne la conformité des participants au marché avec les règles du marché et d'autres documents de marché et créera le besoin de meilleurs outils et procédures pour la détection d'éventuelles fautes de marché. Il est donc prévu que l'ARREC, en tant que régulateur régional de l'électricité, en collaboration avec les autorités de régulation nationales, renforce ses efforts de surveillance, de supervision et de coopération afin de s'assurer qu'ils sont pleinement préparés à relever les défis d'une surveillance efficace des complexités du marché régional de l'électricité.

Un certain nombre de règlements, de règles et de documents de marché ont depuis été approuvés par l'ARREC pour le fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité. Ces règles et documents soulignent les fonctions opérationnelles compatibles avec la fiabilité du système électrique et le fonctionnement efficace du marché de l'électricité. Certains de ces documents de marché comprennent :

- Les règles du marché régional de l'électricité, 2015
- La Méthodologie de tarification du transport régional, 2015
- Le manuel d'exploitation de l'EEEOA, 2015
- Les procédures du marché régional de l'électricité, 2017
- Les Règles de pratique et de procédure de l'ARREC, 2017
- Les Procédures de demande d'admission sur le marché régional de l'électricité, 2018
- Le Modèle d'accord de participation au marché, 2018
- Procédures d'accès et d'utilisation du service de transport de l'EEEOA (PAUSTE), 2019
- Le Protocole régional de suivi et de rattachement de l'électricité de la CEDEAO, 2020

L'article 16 du règlement de l'ARREC donne à l'ARREC les pouvoirs nécessaires pour surveiller les opérations du marché régional de l'électricité afin de prévenir les abus et les distorsions du marché et lui donne les pouvoirs de sanctionner les défaillants. Plus précisément, l'article prévoit que l'ARREC doit "prévenir et/ou sanctionner les auteurs de pratiques anticoncurrentielles, d'abus de position dominante et de toute autre violation des règles de fonctionnement du marché ou des licences ou

autorisations et, si nécessaire, engager une procédure pour faire respecter ces règles en cas de non-exécution des sanctions".¹

L'objectif de ce rapport est d'aider l'ARREC à développer et à adopter des règles et procédures efficaces pour la surveillance du marché, afin de soutenir un marché régional de l'électricité efficace et fiable, basé sur les meilleures pratiques internationales et régionales, sous réserve des règles du marché régional (RMR). Le rapport traite des éléments de base de la surveillance du marché, de l'examen comparatif de la conception du marché de la CEDEAO, des rôles de l'ARREC, de l'OSM et des autres parties prenantes dans la surveillance du comportement des participants au marché en conformité avec les documents du marché, des obligations de rapport de toutes les parties prenantes ainsi que de l'application et des sanctions dans la surveillance du marché.

Éléments de la surveillance du marché

La surveillance du marché implique le contrôle de la conformité de tous les participants au marché, y compris les fournisseurs de services du marché, avec les politiques, les règlements et les procédures du marché tels que prévus dans les documents du marché. Le concept de surveillance du marché est utilisé pour contrôler et garantir l'intégrité du marché de l'électricité. Les responsabilités de l'entité de surveillance du marché (ou de l'autorité de surveillance du marché) consistent à observer le marché, à identifier les problèmes et à suggérer des améliorations ou à appliquer des sanctions. La surveillance du marché comprend l'évaluation des données de marché soumises. Un haut degré de transparence du marché de gros de l'électricité réduit les risques de distorsion du marché et d'interférence avec les signaux de prix et garantit que les consommateurs finaux paient un prix équitable pour l'électricité fournie.

Les principales activités de surveillance du marché sont les suivantes

- La détection des tentatives d'exercer un pouvoir de marché, de manipuler le marché et d'autres comportements frauduleux ;
- Le suivi de la performance du marché pour permettre le contrôle du développement du marché
- L'identification des imperfections de la conception du marché
- La surveillance des comportements des acteurs du marché (activités et transactions)
- Le contrôle des pannes de transmission et de production ;
- Les enquêtes sur les éventuelles violations des règlements, règles et procédures du marché de l'électricité ;
- L'application de la conformité, avec pour objectif principal d'obtenir la conformité et pas nécessairement d'imposer des sanctions.

La surveillance du marché implique le contrôle du comportement des participants au marché et des institutions du marché régional, afin de garantir le respect des dispositions techniques et commerciales des documents du marché. Elle implique également l'évaluation régulière et l'appréciation des documents de marché en ce qui concerne l'adéquation et l'efficacité du marché régional de l'électricité, ainsi que la conception du marché, afin de détecter toute faille susceptible d'entraîner une inefficacité significative ou une défaillance du marché. Les documents de marché peuvent être révisés si nécessaire pour garantir leur pertinence et leur adéquation.

La surveillance du marché, en particulier, joue un rôle important dans l'anticipation des vulnérabilités potentielles du marché de l'électricité. Il s'agit d'une mesure préventive visant à détecter et à

¹ Règlement C/REG.27/12/07 sur la composition, l'organisation, les fonctions et les opérations de l'ARREC.

décourager les abus de marché potentiels, y compris les manipulations de marché, les délits d'initiés et le pouvoir de marché (qui est la capacité de contrôler les prix, seul ou dans le cadre d'un accord collusoire, comme un cartel).

Conception du marché

Ce rapport traite de l'examen de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO, ainsi que d'un examen comparatif de la conception du marché de l'électricité dans certaines régions développées, en soulignant les principales leçons, les défis de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO et les recommandations pour l'amélioration de la conception du MRE de la CEDEAO. Il présente également les fonctions clés du marché régional de l'électricité, telles que prévues dans les documents de marché et met en évidence les indicateurs de suivi de la mise en œuvre des fonctions.

Ce rapport constitue également la base du projet de règles et procédures pour la surveillance du marché qui est présenté comme un livrable séparé. Les règles et procédures soulignent les activités interdites, les rôles des différentes parties prenantes, les obligations de rapport, la gestion des données ainsi que l'application et les sanctions.

Un élément clé de la surveillance du marché est l'examen de la conception du marché afin de s'assurer qu'il n'y a pas de failles dont les participants peuvent tirer profit pour manipuler et jouer le marché. Le processus de développement du marché régional a été initié par une conception du marché, qui se caractérise par la structure du marché (en examinant les acteurs du marché, en termes de nombre, de taille et de structure de financement des participants), l'architecture du marché (qui concerne les sous-marchés et les accords commerciaux), et les règles et procédures du marché (qui définissent les relations, ainsi que les droits et obligations des parties prenantes du marché).

Une bonne conception du marché commence par une compréhension approfondie des participants au marché, de leurs incitations et des problèmes économiques que le marché entend résoudre. La conception du marché doit s'inspirer des succès et des échecs passés des marchés réels dans le monde. Idéalement, la conception comprendra tous les ingrédients clés du succès et évitera les défauts qui ont conduit à des échecs du marché, comme l'ont observé les évaluations.

A bien des égards, la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO est conforme, dans les objectifs et les principes, aux normes de meilleures pratiques dans la conception des marchés de l'électricité. Il existe des différences dans la structure du marché, l'arrangement commercial et les règles du marché, mais celles-ci sont principalement le résultat des différences dans les niveaux de développement et de sophistication des marchés régionaux. Au fur et à mesure que le réseau électrique de la CEDEAO s'étend et que le marché se développe, la conception sera revue et la plupart de ces différences seront éliminées.

Cependant, afin de suivre l'évolution des tendances du développement du secteur de l'électricité dans le monde, le rapport a fait quelques recommandations sur l'amélioration de la conception actuelle du MRE. La conception du marché pour la région doit prendre en compte la variabilité de la consommation d'électricité et la production intermittente des sources d'énergie renouvelables (SER). Ceci est en considération de l'importance croissante et de la contribution grandissante des SER dans le mix de production global. Le marché doit être suffisamment flexible pour faire face aux défis posés par l'augmentation des niveaux de SER.

Comme dans d'autres marchés régionaux, les objectifs du marché régional de la CEDEAO doivent être définis dans une perspective à long terme et revus de temps en temps, à la lumière des changements

et des expériences réelles découlant de la réalité actuelle du marché régional de l'électricité en voie de maturité. Ceci est en accord avec le principe de l'évolution graduelle, sur lequel le marché régional de l'électricité de la CEDEAO est basé.

Il est également nécessaire de prendre en compte l'intérêt croissant du marché national de l'électricité où les consommateurs sont également producteurs d'électricité (c'est-à-dire les Prosumers), dans la conception du MER et de le prévoir dans la conception du marché.

Évaluation des activités opérationnelles du marché régional de l'électricité (MRE)

Les fonctions opérationnelles du MRE sont les Fonctions critiques qui ont un impact direct sur la fiabilité du système électrique interconnecté de l'EEEOA, ainsi que sur l'élaboration et le fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité. Ces fonctions sont également mises en évidence dans les réglementations primaires et secondaires pour la préparation et la définition du marché de l'électricité. Fondamentalement, les fonctions sont des groupes de tâches nécessaires pour maintenir la fiabilité du système électrique et le fonctionnement efficace du marché de l'électricité, et doivent donc être définies avant le démarrage du marché de l'électricité. Les indicateurs associés à ces groupes de fonctions sont les procédures d'exécution de ces fonctions. Ainsi, la disponibilité des procédures est une indication que la fonction sera mise en œuvre. Ces types d'indicateurs (c'est-à-dire la disponibilité des procédures) sont contrôlés principalement par observation et concernent les questions macro de la surveillance du marché.

Les fonctions opérationnelles du marché de l'électricité peuvent être divisées en deux catégories, à savoir les fonctions techniques (ou physiques) et les fonctions commerciales (ou marchandes). Les fonctions techniques du marché de l'électricité sont intégrées dans les domaines suivants : Les fonctions de production, de transport, d'exploitation du réseau et de distribution, et sont principalement responsables de la fiabilité et de la stabilité technique du système électrique régional. Ces fonctions comprennent les fonctions liées à l'exploitation et à la planification.

Les fonctions commerciales sont intégrées dans les opérations du marché de gros (comprenant les marchés bilatéraux, day-ahead, en temps réel, et les services auxiliaires), et les opérations du marché de détail. Ces fonctions sont responsables de l'élaboration, de la stabilité commerciale et du fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité. Il convient de noter que ces fonctions sont définies dans les règlements (primaires et secondaires), qui doivent être en place avant le démarrage du marché dans le cadre des conditions préalables.

Le rapport décrit les fonctions opérationnelles identifiées dans les documents du marché régional. Le rapport montre également les relations entre les fonctions du marché et les indicateurs associés, ainsi que les critères de référence, sur lesquels la surveillance du marché régional de l'électricité est basée. En tout, un total de vingt-trois (23) fonctions techniques et trente et une (31) fonctions commerciales ont été identifiées. Celles-ci sont contenues dans l'annexe 1 du rapport. Ces indicateurs fonctionnels serviront de base à la surveillance du marché régional de l'électricité au niveau macroéconomique.

Gestion des données

Tout comme les indicateurs pour la phase préparatoire du marché, il existe des indicateurs pour la mise en œuvre ou la phase opérationnelle du marché. Ces indicateurs se présentent sous la forme de données de marché (par exemple, des chiffres, des valeurs ou des niveaux de quelque chose par rapport à quelque chose d'autre) pour l'évaluation de la performance des participants au marché ou

du marché de l'électricité, pour les aspects granulaires ou les micro-questions de la surveillance du marché, contrôlés par la collecte, la validation et l'analyse des données.

La collecte et l'analyse des données est un outil essentiel de la surveillance du marché car la détection des abus de marché est souvent basée sur l'analyse des données soumises par les participants au marché ou rassemblées par le surveillant du marché. La collecte de données fait référence au processus d'acquisition et de rassemblement d'un certain nombre d'ensembles de données. Il n'existe pas d'ensemble universellement accepté de statistiques et d'indices de surveillance du marché. En pratique, il existe un grand nombre de données et d'indices qui sont surveillés sur des échelles de temps variables. Ces données se composent à la fois d'informations du domaine public (par exemple, les résultats du marché de gros, les mesures du réseau, etc.) et d'informations confidentielles (telles que les informations sur les actifs des participants au marché et les prix des offres et des demandes). Les regroupements suivants servent de guide utile pour la gestion de la collecte des données, pour la surveillance du marché :

- Prix du marché,
- Conditions de la demande et du système ;
- Indices de structure du marché ;
- Indices des fournisseurs ;
- Indices de performance du marché.

Le rapport fournit des conseils sur les différents aspects de la gestion des données, y compris la collecte des données, la vérification et la validation des données, l'analyse des données et la protection des données. Le rapport fournit également des informations détaillées sur la collecte, l'analyse et l'utilisation des données pour la surveillance du marché, tout en soulignant l'importance de protéger les données commercialement sensibles et en obligeant l'OSM et ERERA à s'assurer que les données confidentielles sont dûment protégées et gardées confidentielles.

Cadre de coordination des principales parties prenantes participant à la surveillance du marché régional de l'électricité

La surveillance efficace du marché régional nécessitera la collaboration active des entités régionales et nationales, étant donné que les participants au marché régional sont tous agréés dans le cadre des lois nationales. Le marché régional est le résultat de l'établissement d'un niveau hiérarchique supérieur d'organisation de plusieurs marchés nationaux, de sorte que leurs interactions deviennent plus fortes et soumises à des règles communes bien définies.

Les interactions entre les participants au marché et les prestataires de services de marché de différents pays, ainsi que toute violation ultérieure des règles commerciales et techniques découlant de ces interactions, auront des conséquences transfrontalières touchant au moins deux pays ou plus. Cela signifie donc que les institutions nationales et régionales impliquées dans la régulation, l'exploitation des réseaux de transport et les opérations de marché doivent collaborer en permanence pour assurer le fonctionnement efficace du marché régional et freiner toute tentative de manipulation du marché et toute défaillance technique susceptible de compromettre le bon fonctionnement du marché.

Les régulateurs du secteur de l'électricité, tant nationaux que régionaux, doivent donc renforcer leurs efforts de surveillance, de supervision et de coopération pour traiter de tels problèmes chaque fois qu'ils sont observés. En outre, l'opérateur régional du système et du marché (OSM) aura un certain nombre de zones d'interface avec les GRT nationaux et les zones de contrôle pour traiter les questions de surveillance sur le marché régional. Ces zones d'interface devront également être renforcées.

Le rapport fournit les obligations de toutes les entités impliquées dans la surveillance du marché dans des domaines critiques tels que la collecte d'informations, les rapports, les enquêtes, les sanctions et la mise en application.

Application de la loi dans la surveillance du marché

La surveillance du marché est, dans la plupart des cas, un exercice ex post. Les ARN traitent les abus de marché qui peuvent avoir un impact sur le marché régional par le biais d'une enquête après coup. Lorsque des cas de violation ou d'infraction sont suspectés, ils sont transmis à l'OSM et à l'ARREC pour enquête et mise en application. Les outils généraux de conformité et d'application comprennent des audits de conformité, des enquêtes, des contrôles ponctuels et d'autres procédures pour l'identification des infractions et l'évaluation des sanctions pour non-conformité. Les sanctions et les pénalités sont des outils importants de la surveillance du marché car elles ont un effet dissuasif sur les abus du marché et la non-conformité.

Le rapport met en évidence la catégorisation des types d'infractions, les procédures d'enquête de l'OSM et de l'ARREC, les mesures d'exécution, y compris l'imposition de sanctions et de pénalités, ainsi que le droit de recours des participants au marché qui ne sont pas satisfaits des décisions de l'OSM ou de l'ARREC.

3. Introduction

3.1. Contexte du projet

Historiquement, l'électricité a été fournie par des monopoles géographiques verticalement intégrés, où les quatre segments de l'approvisionnement en électricité - production, transmission, distribution et vente au détail - sont fournis par la même entreprise. Dans la plupart des pays en développement, comme ceux de la CEDEAO, ces fournisseurs d'électricité monopolistiques sont détenus et exploités par l'État, sous la surveillance du gouvernement, par l'intermédiaire des ministères concernés. Dans cet arrangement, les coûts sont recouverts par un taux de rendement réglementé. Dans de nombreuses économies en développement, on est passé de ce modèle traditionnel à un modèle déréglementé, qui implique la séparation du monopole verticalement intégré en segments fonctionnels de l'industrie, l'introduction de la concurrence dans les segments de production et de fourniture et l'introduction d'un accès ouvert aux réseaux pour les tiers, afin de mieux répondre à la demande d'électricité en croissance rapide, d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement, d'atteindre une meilleure efficacité économique et de réduire les pertes et les coûts totaux du système.

La demande d'une électricité abordable, fiable, sûre et à faible teneur en carbone est en hausse dans le monde entier. Cette demande croissante est motivée par le désir de réduire les impacts sanitaires et environnementaux des services d'électricité (provenant des générateurs conventionnels) et d'étendre l'accès à l'énergie aux clients mal desservis et non desservis. En conséquence, les ressources énergétiques renouvelables variables à faible teneur en carbone ont été introduites dans le mix de production et augmentent leur part dans la production d'électricité au niveau mondial. Cependant,

l'augmentation de la pénétration de ces ressources aux rendements variables et imprévisibles a accru le problème des déséquilibres et nécessite donc des systèmes électriques capables de s'adapter rapidement pour équilibrer l'offre et la demande.

L'objectif primordial du marché de l'électricité est de fournir une électricité fiable à des prix abordables pour les consommateurs. Au fil des ans, les marchés de l'électricité ont évolué pour relever des défis économiques et techniques complexes afin d'atteindre cet objectif. À chaque seconde, l'offre et la demande d'électricité doivent être en équilibre. Pour atteindre cet équilibre, d'énormes ressources doivent être dépensées et les contraintes du réseau doivent être surmontées. En outre, le marché doit envoyer les bons signaux de prix pour motiver des investissements efficaces dans la production et le comportement des consommateurs. Au niveau mondial, le marché de l'électricité fait l'objet d'une restructuration massive pour permettre la réalisation des conditions susmentionnées, et le marché restructuré illustre l'importance et le pouvoir d'une conception efficace du marché.

Chaque marché de l'électricité passe par un processus de conception, et les bonnes conceptions ont toujours été très importantes. Les erreurs de conception peuvent entraîner des défaillances majeures du marché, comme l'ont montré les crises de l'électricité en Californie en 2000-1. Heureusement, grâce à la bonne gouvernance et aux progrès technologiques, la conception des marchés s'est améliorée au fil du temps. Les défauts ont été identifiés et largement corrigés. Cependant, la conception du marché de l'électricité est encore loin d'être statique. De nouveaux défis apparaissent avec la transformation en cours du secteur de l'électricité. L'expansion des énergies renouvelables, la production distribuée, etc. sont quelques-unes des forces motrices du changement. Les principales ressources renouvelables (solaire et éolienne) sont intermittentes, et la conception du marché doit être capable d'y faire face. Les marchés nationaux et régionaux actuels peuvent prendre en charge une part modérée de la production renouvelable, mais un changement majeur dans le mix de production dû aux ressources renouvelables nécessitera un ajustement de la conception du marché.

Chaque élément de la conception du marché de l'électricité est lié à une facette des besoins de fiabilité du système électrique, ainsi qu'à des mesures permettant un fonctionnement économiquement efficace et la concurrence, tout en limitant la possibilité de pouvoir sur le marché. Les règles qui régissent le fonctionnement de ces marchés évoluent constamment à mesure que de nouvelles technologies entrent sur le marché.

Les objectifs clés de la conception du marché de l'électricité sont conformes au but des marchés de l'électricité, c'est-à-dire la fourniture d'une électricité fiable au moindre coût pour les consommateurs. Ces objectifs clés sont les suivants :

- - **Efficacité du marché à court terme** : garantir la fiabilité du système électrique. La fiabilité nécessite une réserve pour satisfaire la demande lorsque l'incertitude de la demande et de l'offre conduirait autrement à une pénurie.
- - **Efficacité du marché à long terme** : veiller à ce que le marché fournisse les incitations appropriées aux investissements à long terme pour l'adéquation et la sécurité du système électrique. Cela reste l'aspect le plus difficile et le plus important des objectifs de conception du marché. La volonté de restructurer les marchés de l'électricité est née des mauvaises décisions d'investissement prises dans le cadre de la réglementation du taux de rendement. Des marchés restructurés fournissent de fortes incitations à des investissements judicieux.
- - **Simplicité** : d'ordinaire, les marchés de l'électricité sont complexes en raison des problèmes techniques et économiques complexes qui doivent être résolus. Malgré tout, les concepteurs s'efforcent de concevoir les marchés de l'électricité aussi simplement que possible.

-
- - **Transparence** : les marchés de l'électricité présentent un degré élevé de transparence. Les règles du marché, leur élaboration et leur révision sont accessibles au public. Les données du marché sont disponibles en temps réel et révisées périodiquement. Les processus de planification de l'expansion et de l'exploitation du réseau électrique présentent également un haut degré de transparence. La transparence permet d'identifier et de traiter les problèmes, elle favorise également l'efficacité de l'exploitation et des investissements.
 - - **Équité** : un élément clé de l'équité est l'égalité de traitement et le libre accès au marché. L'équité est encouragée par l'indépendance de l'opérateur du système et une structure de gouvernance qui inclut la représentation de toutes les parties prenantes.
 - - **Abordabilité** : la conception du marché ne doit pas seulement se concentrer sur la fiabilité, l'adéquation et la sécurité de l'approvisionnement en électricité, mais aussi sur l'abordabilité du service pour les consommateurs.
 - - **Efficacité du marché** : le marché de l'électricité doit être conçu de telle sorte que le signal de prix encourage non seulement les investissements dans la production d'électricité, mais aussi les consommateurs à consommer de l'électricité, tout en décourageant le gaspillage d'électricité. En outre, le marché doit être conçu de telle sorte que les comportements inappropriés des acteurs du marché soient intrinsèquement découragés.

Les marchés de l'électricité diffèrent dans leur conception selon les pays et les régions. Il existe deux grands types de marché conçus pour l'Afrique de l'Ouest. Il s'agit : a) du marché intégré dans lequel l'opérateur du système optimise de manière centralisée la programmation et la répartition des ressources, et b) d'un marché basé sur les échanges dans lequel les sociétés d'énergie échangent en temps réel et en temps différé à des prix qui compensent le marché. Le marché intégré est courant dans la région de la CEDEAO et dans d'autres régions en développement.

Le marché de l'électricité de la CEDEAO est actuellement en cours de développement pour permettre le fonctionnement durable d'un marché régional de l'électricité efficace, harmonisé et couplé. L'introduction du marché régional de l'électricité entraînera une augmentation des échanges transfrontaliers, avec un défi croissant pour la détection d'éventuelles irrégularités du marché. On s'attend donc à ce que les régulateurs de l'électricité, tant nationaux que régionaux, renforcent leur surveillance, leur supervision et leurs efforts de coopération pour s'assurer qu'ils restent en tête du jeu. Le processus de développement du marché régional a été initié par une conception du marché, qui est caractérisée par une structure de marché (en examinant les acteurs du marché, en termes de nombre, de taille et de structure de financement des participants), une architecture de marché (qui concerne les sous-marchés et les accords commerciaux), et des règles et procédures de marché (définissant les relations, ainsi que les droits et obligations des parties prenantes du marché). Un certain nombre de règlements, de règles et de documents de marché ont également été élaborés pour le fonctionnement du marché régional de l'électricité. Ces règles et documents soulignent les fonctions opérationnelles compatibles avec la fiabilité du système électrique et le fonctionnement efficace du marché de l'électricité. Certains de ces documents de marché comprennent :

- Les règles du marché régional de l'électricité, 2015
- Méthodologie de tarification du transport régional, 2015
- Le manuel d'exploitation de l'EEEOA, 2015
- Les procédures du marché régional de l'électricité, 2017
- Les Règles de pratique et de procédure d'ERERA, décembre 2017
- Les Procédures de demande d'admission sur le marché régional de l'électricité, 2018
- Le Modèle d'accord de participation au marché, 2018

-
- Les Procédures d'accès et d'utilisation du service de transport de l'EEEOA (PAUSTE), 2019
 - Le Protocole régional de suivi et de rapportage de l'électricité de la CEDEAO, 2020

L'essence de cette mission consiste pour le consultant à aider ERERA à développer et à adopter des règles et procédures efficaces pour la surveillance du marché, afin de soutenir un marché régional de l'électricité efficace et fiable, basé sur les meilleures pratiques internationales et régionales, sous réserve des règles du marché régional (RMR). Les procédures décrivent comment l'OMU s'acquittera de ses obligations en vertu des RMR en surveillant le comportement des participants au marché en conformité avec les règles, le manuel d'exploitation de l'EEEOA et les procédures de marché. À cette fin, il est important de :

- a. Examiner les documents de marché ci-dessus afin de déterminer les fonctions nécessaires au développement et à l'exploitation efficace d'un marché régional. Les fonctions viables, basées sur les meilleures pratiques, en dehors des documents de marché, doivent également être identifiées et proposées.
- b. Spécifier des indicateurs compatibles avec les fonctions identifiées, pour surveiller l'adéquation et l'efficacité des règles et procédures d'exploitation, ainsi que pour surveiller la performance et le comportement des participants au marché, par rapport aux dispositions de ces règles et procédures.

Ces indicateurs fonctionnels constitueront la base de la surveillance du marché régional de l'électricité au niveau macro. La surveillance du marché, en particulier, joue un rôle important dans l'anticipation des vulnérabilités potentielles du marché de l'électricité. Il s'agit d'une mesure préventive visant à détecter et à décourager les abus de marché potentiels, y compris les manipulations de marché, les délits d'initiés et le pouvoir de marché (qui est la capacité de contrôler les prix, seul ou dans le cadre d'un accord collusif, comme un cartel). La surveillance du marché implique le contrôle de la conformité de tous les participants au marché, y compris les fournisseurs de services de marché, avec les politiques, les règlements et les procédures du marché tels que prévus dans les documents de marché. Le concept de surveillance du marché est utilisé pour contrôler et garantir l'intégrité du marché de l'électricité. Les responsabilités de l'entité de surveillance du marché (ou de l'autorité de surveillance du marché) consistent à observer le marché, à identifier les problèmes et à suggérer des améliorations ou à appliquer des sanctions. La surveillance du marché comprend l'évaluation des données de marché soumises. Un degré élevé de transparence du marché de gros de l'électricité réduit les risques de distorsion du marché et d'interférence avec les signaux de prix et garantit que les consommateurs finaux paient un prix équitable pour l'électricité fournie. Un élément clé de la surveillance du marché est l'examen de la conception du marché pour s'assurer qu'il n'y a pas de failles, dont les participants peuvent tirer profit, pour manipuler et jouer le marché.

Ce rapport traite de l'examen de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO, ainsi que de l'examen de la conception du marché de l'électricité dans les régions développées. Il présente également une analyse comparative des deux conceptions de marché, en soulignant les principales leçons, les défis de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO et les recommandations pour l'amélioration de la conception du MRE de la CEDEAO. Le rapport présente également les fonctions clés du marché régional de l'électricité, telles que prévues dans les documents de marché, et met en évidence les indicateurs de suivi de la mise en œuvre des fonctions.

Ce rapport constitue également la base du projet de règles et procédures pour la surveillance du marché qui est présenté comme un livrable séparé. Les règles et les procédures soulignent les

Fonctions interdites, les rôles des différentes parties prenantes, les obligations de rapport, la gestion des données ainsi que l'application et les sanctions.

3.2 Objectifs des règles et procédures

Le mandat clé de l'ARREC, accordé par l'article 3 du règlement C/REG.27/12/07 sur la composition, l'organisation, les fonctions et les opérations de l'ARREC, est lié à la garantie d'un fonctionnement efficace et efficient du marché régional de l'électricité. Cela inclut la surveillance du niveau de transparence et de concurrence sur le marché de l'électricité, ainsi que le respect des règles du marché. Conformément à ce mandat, ce document décrit les indicateurs pour la surveillance du marché au niveau macro, les points de référence, les exigences de données précises pour la surveillance du marché au niveau micro, les procédures de collecte et de validation des données, les procédures de surveillance, et les actions réglementaires en cas de violation de l'une des réglementations du marché, sur le marché de l'électricité de la CEDEAO.

3.3 Méthodologie

- La méthodologie pour développer les règles et procédures pour la surveillance du marché régional comprend :
- L'examen de la conception du marché régional de l'électricité sur lequel le développement des documents du marché de l'électricité est basé. D'autres conceptions de marché régional ont également été examinées, pour les meilleures pratiques, afin de les comparer avec la conception du marché régional de la CEDEAO. Le résultat de la comparaison a mis en évidence certains défis à la conception du marché régional de la CEDEAO, ainsi que des recommandations pour relever ces défis.
- La Révision des documents du marché régional pour identifier les fonctions du marché pour un fonctionnement fiable du système électrique interconnecté de l'EEEOA, et les fonctions du marché pour un fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité, ainsi que les indicateurs associés pour la surveillance du marché au niveau macro.
- La Détermination des données pour la surveillance du marché au niveau micro, par des activités de données.
- L'Établissement des rôles et des relations des parties prenantes dans la surveillance du marché, y compris les enquêtes et les mises en application.

4. Cadre politique et juridique de la surveillance du marché dans le marché régional de l'électricité de la CEDEAO

4.1 Impératifs politiques de la surveillance du marché de l'électricité

Le Protocole sur l'énergie de la CEDEAO a été promulgué en 2003 par les chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO et sert de document de politique générale sur lequel repose le développement et le bon fonctionnement du marché régional de l'électricité. Le Protocole fournit non seulement la base pour la facilitation des investissements et du commerce sur le marché régional de l'électricité mais promeut aussi spécifiquement le libre-échange par l'interdiction des règles et pratiques anti-discriminatoires ainsi que des comportements anticoncurrentiels des parties contractantes.

Plus précisément, l'article 6 (1) du protocole sur l'énergie prévoit que "chaque partie contractante s'efforce d'atténuer les distorsions du marché et les obstacles à la concurrence dans l'activité économique du secteur de l'énergie"². L'article 6, paragraphe 2, du protocole donne aux acteurs étatiques le pouvoir de surveiller et d'appliquer les lois contre les comportements anticoncurrentiels dans leurs juridictions respectives et prévoit spécifiquement que "chaque partie contractante veille à ce que, dans sa juridiction, elle dispose et applique les lois nécessaires et appropriées pour lutter contre les comportements anticoncurrentiels unilatéraux et concertés dans l'activité économique du secteur de l'énergie"³.

Des dispositions plus détaillées sont prévues dans d'autres sous-articles de l'article 6 pour assurer la coopération de toutes les parties concernées dans la région afin de surveiller et de faire respecter les règles et règlements établis pour assurer le fonctionnement efficace du marché et l'interdiction de tous les comportements anticoncurrentiels, des distorsions du marché et d'autres activités qui entraveront le développement durable du marché.

L'article 7 du protocole prévoit également le transit sans entrave des produits énergétiques dans la région et interdit toute action ou pratique qui interdit ou limite ces transits. Il prévoit également un mandat pour l'application de cette disposition par les institutions régionales et nationales compétentes.

4.2 Aperçu juridique de la surveillance du marché de l'électricité dans la CEDEAO

Le mandat légal de l'ERERA en tant que régulateur régional est clairement établi dans le règlement de la CEDEAO C/REG.27/12/07 sur la composition, l'organisation, les fonctions et les opérations de l'ARREC. Les pouvoirs de l'ARREC en tant que régulateur régional en matière de contrôle et de surveillance du marché sont prévus par ce règlement.

L'article 16 (3) du règlement prévoit ce qui suit :

"ERERA est responsable de la régulation technique de la mise en commun régionale de l'énergie et de la surveillance des opérations du marché régional telles que :

(a) le respect des réglementations techniques et commerciales, plus particulièrement les conditions d'accès au réseau de transport interconnecté, l'entrée des opérateurs sur le marché et le développement des infrastructures de transport ;

(b) la prévention et la sanction des pratiques anticoncurrentielles, des abus de position dominante et des conditions susceptibles d'affecter le bon fonctionnement du marché régional de l'électricité."⁴

L'article 18 du règlement donne également à l'ARREC les pouvoirs nécessaires pour s'assurer que les dispositions de l'article 16 sont respectées en prévoyant que l'ERERA "prévient et/ou sanctionne les auteurs de pratiques anticoncurrentielles, d'abus de position dominante et de toute autre violation des règles de fonctionnement du marché ou des licences ou autorisations et, si nécessaire, engage une procédure pour faire respecter ces règles en cas de non-exécution des sanctions".⁵

² Article 6 (1), Protocole sur l'énergie de la CEDEAO, 2003

³ Article 6 (2), ECOWAS Energy Protocol 2003

⁴ Article 16(3) du règlement C/REG.27/12/07 relatif à la composition, l'organisation, les fonctions et le fonctionnement de l'ERERA

⁵ Article 18(3) Règlement C/REG.27/12/07 relatif à la composition, l'organisation, les fonctions et le fonctionnement de l'ERERA.

Les dispositions légales ci-dessus fournissent à ERERA la base légale pour la promulgation des Règles et Procédures pour la Surveillance du Marché Régional de l'Electricité de la CEDEAO.

5 Review of the ECOWAS Regional Electricity Market Design

The design of electricity market is characterised by the structure of the market, its architecture and the rules governing the operation of the market. The review of the regional electricity market design is therefore carried out along these design characteristics. It is however instructive to start this exercise with the review of the regional electricity market landscape, to understand the composition of the market, capacities and sizes of the elements of the market.

5.1. Paysage régional du marché de l'électricité

Le marché régional de l'électricité est constitué du système électrique régional et des dispositions qui permettent la vente et l'achat d'électricité entre les vendeurs et les acheteurs de la région. Le système électrique régional est une combinaison de centrales électriques produisant de l'électricité (c'est-à-dire, les générateurs), de sous-stations à haute tension et de lignes électriques transformant et transportant l'électricité en vrac autour et à travers les pays membres de la CEDEAO (c'est-à-dire, le système de transmission) et de sous-stations et lignes à moyenne/basse tension transformant et fournissant des services électriques aux foyers individuels et aux entreprises (c'est-à-dire, le système de distribution). Actuellement, les services de production, de transmission et de distribution dans la plupart des pays de la CEDEAO sont fournis par des sociétés d'électricité réglementées et verticalement intégrées. En outre, certains des réseaux nationaux sont physiquement connectés aux systèmes des pays voisins pour permettre l'importation et l'exportation d'énergie électrique à travers les frontières nationales, le cas échéant. Le système de transmission régional est exploité par le Système d'Échange d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA), qui est un groupe de services publics et de compagnies d'électricité.

Au cours des dernières années, les secteurs de l'électricité de certains pays de la CEDEAO ont entamé un processus de restructuration. En outre, le marché régional de l'électricité a été mis en place pour se développer par étapes. Avec la restructuration des entreprises d'électricité et le développement du marché régional de l'électricité de la CEDEAO, il est prévu que l'électricité soit achetée par le biais d'un marché de gros concurrentiel géré par un opérateur de marché du système régional (OSM) pour la région, et un opérateur de marché (OM) pour chaque pays participant. Les OSM/OM fonctionnent conformément aux accords de participation au marché conclus avec les participants au système, notamment les fournisseurs de services de distribution et les propriétaires de réseaux de transport. Ces accords sont approuvés par, et continueront d'être supervisés par, les autorités réglementaires nationales (ARN) pour les marchés nationaux et le régulateur régional, l'ARREC, pour le marché régional.

Actuellement, les transactions d'électricité sont basées sur des contrats bilatéraux entre les entreprises de services publics des États membres. La lenteur de l'évolution du commerce régional est principalement due au manque de liaisons de transmission et à la pénurie de capacité de production. Une capacité de transmission adéquate pour interconnecter les pays et au sein des systèmes électriques de chaque pays est nécessaire pour encourager un commerce régional efficace. Les éléments fonctionnels du système électrique régional sont présentés brièvement ci-dessous.

5.1.1. Production

La capacité de production installée du système électrique de la CEDEAO est d'environ 24 073,1 mégawatts (MW), fournis par les États membres. Il n'y a pas de provision pour la marge de réserve

dans cette capacité de production, car il y a toujours un manque de capacité dans la région. La marge de réserve est la quantité de capacité de production électrique qui dépasse la demande de pointe prévue pour l'électricité. Dans certains pays, la consommation électrique réelle est inférieure à la capacité de production installée en raison de contraintes de réseau, par exemple au Nigeria.

5.1.2. Système de transport

Le système de transport dans la région consiste en une interconnexion de sous-stations et de lignes à haute tension. Les tensions de transmission dans la région varient entre 66 kilovolts (kV) et 330 kV. Les systèmes électriques nationaux et régionaux sont constitués de nombreux centres de charge et de sources d'approvisionnement en électricité reliés par des installations de transmission. Parfois, la demande de charge, l'offre de production et les installations de transmission interagissent et empêchent la libre circulation de l'électricité, une condition appelée congestion. La congestion est une caractéristique plus courante dans les réseaux nationaux que dans les interconnexions régionales.

5.1.3. Système de distribution

Les réseaux de distribution de la région sont conçus comme des réseaux radiaux ou en boucle. Un réseau de distribution radial est constitué d'un certain nombre de circuits primaires s'étendant radialement à partir de sous-stations d'interface connectées au système de transport d'électricité. Chaque circuit dessert les clients d'une zone particulière, et la défaillance d'un circuit entraîne normalement la perte de l'approvisionnement des clients de ce circuit. On trouve le plus souvent un système en boucle dans les zones métropolitaines à forte densité de charge de la région. Avec plusieurs alimentations sur la boucle, la plupart des clients ne sont pas affectés par les défaillances d'un circuit.

Les entités chargées des services de distribution d'électricité possèdent les fils et les circuits qui desservent la plupart des clients, elles répondent aux demandes de service et de maintenance des clients et elles fournissent également la majeure partie des services de mesure et de facturation.

5.2. Structure du marché

Les compagnies d'électricité de la plupart des Etats membres de la CEDEAO sont intégrées verticalement. Il est probable que cette situation perdure pendant un certain temps, en raison de la petite taille de ces sociétés et des perspectives d'économies d'échelle. Le seul aspect de la dissociation attendu à court terme est la dissociation des coûts de la société d'électricité le long des lignes fonctionnelles pour permettre la transparence et l'attribution efficace des coûts nécessaires aux études du coût du service et à la détermination des tarifs sur le marché de l'électricité. Cette séparation des coûts est également mandatée par la Directive C/DIR.1/06/13 de la CEDEAO sur l'organisation du marché régional de l'électricité.

La structure du marché régional de l'électricité traite des questions autour :

- Des phases de développement du marché, y compris les conditions préalables au passage d'une phase à l'autre.
- Des participants au marché
- De la structure de financement
- Du mix technologique de production
- Des fournisseurs de services du marché
- Du réseau de transport régional

5.2.1. Phases du marché

Le marché régional de l'électricité de la CEDEAO a été conçu pour se développer en trois phases, à savoir la phase 1, la phase 2 et la phase 3. Pendant les transitions de la phase 1 à la phase 3, le marché est conçu pour croître dans toutes les caractéristiques de conception - la structure du marché devrait devenir plus robuste, l'architecture du marché et l'arrangement commercial devraient s'étendre, et les règles du marché devraient également évoluer pour capturer les changements dans la structure du marché et dans l'architecture du marché / arrangement commercial pendant la période intermédiaire. En discutant des différentes étapes du développement, on fait référence aux différents niveaux de concurrence dans la production et le commerce de gros, ainsi qu'à l'expansion du développement de l'infrastructure régionale. Ces étapes du développement du marché sont incluses dans la conception du marché régional. La situation actuelle, dans laquelle certaines transactions sont effectuées en utilisant l'infrastructure de transmission existante et négociées au cas par cas, devrait évoluer à travers différentes étapes jusqu'à ce que l'étape finale comprenant un marché liquide et compétitif, avec différents produits à échanger, soit atteinte.

5.2.2. Participants au marché

Au cours de la phase 1, les participants au marché régional seront les entités approuvées par les pays, une entité par pays, représentant le secteur électrique du pays. Ceci est dû au fait que la plupart des entreprises d'électricité de la région sont des entreprises verticalement intégrées, détenues et gérées par l'État. Un IPP avec un accord transfrontalier peut être considéré comme un participant au marché dans cette phase. Cependant, pour un pays comme le Nigeria, où les actifs de production et de distribution ont également été horizontalement dégroupés et privatisés, n'importe laquelle des sociétés de distribution ou de production peut être enregistrée comme participant, et il peut y avoir plus d'une entité sur le marché du pays. En termes d'acteurs du marché, les participants sont les producteurs et les participants de charge, tels que les sociétés de distribution, les entités de service de charge, les clients éligibles, etc.

5.2.3. Technologie et propriété de la production

Les considérations clés pour la structure du marché de l'électricité sont les propriétés du marché étroitement liées à la technologie et à la propriété des éléments de production, de transmission et de distribution de l'électricité. D'après la conception du marché, la production d'électricité dans la région sera assurée par les générateurs thermiques (c'est-à-dire le gaz, le pétrole, le diesel, le charbon et le nucléaire), les générateurs hydroélectriques et les sources d'énergie renouvelables. Actuellement, la répartition des technologies de production d'électricité en Afrique de l'Ouest est la suivante :

- Principalement thermique (gaz, pétrole et diesel)
- Une Contribution substantielle de l'hydroélectricité
- La contribution des sources d'énergie renouvelables est faible, mais leur pénétration augmente.
- La production de charbon et d'énergie nucléaire est inexistante dans le mix énergétique de la région pour le moment, mais devrait faire partie du futur mix énergétique, étant donné les importants gisements de charbon et d'uranium dans la région. L'utilisation du charbon pourrait toutefois être entravée par les préoccupations liées aux énergies propres.

En termes de propriété, la structure du marché régional de la CEDEAO est la suivante :

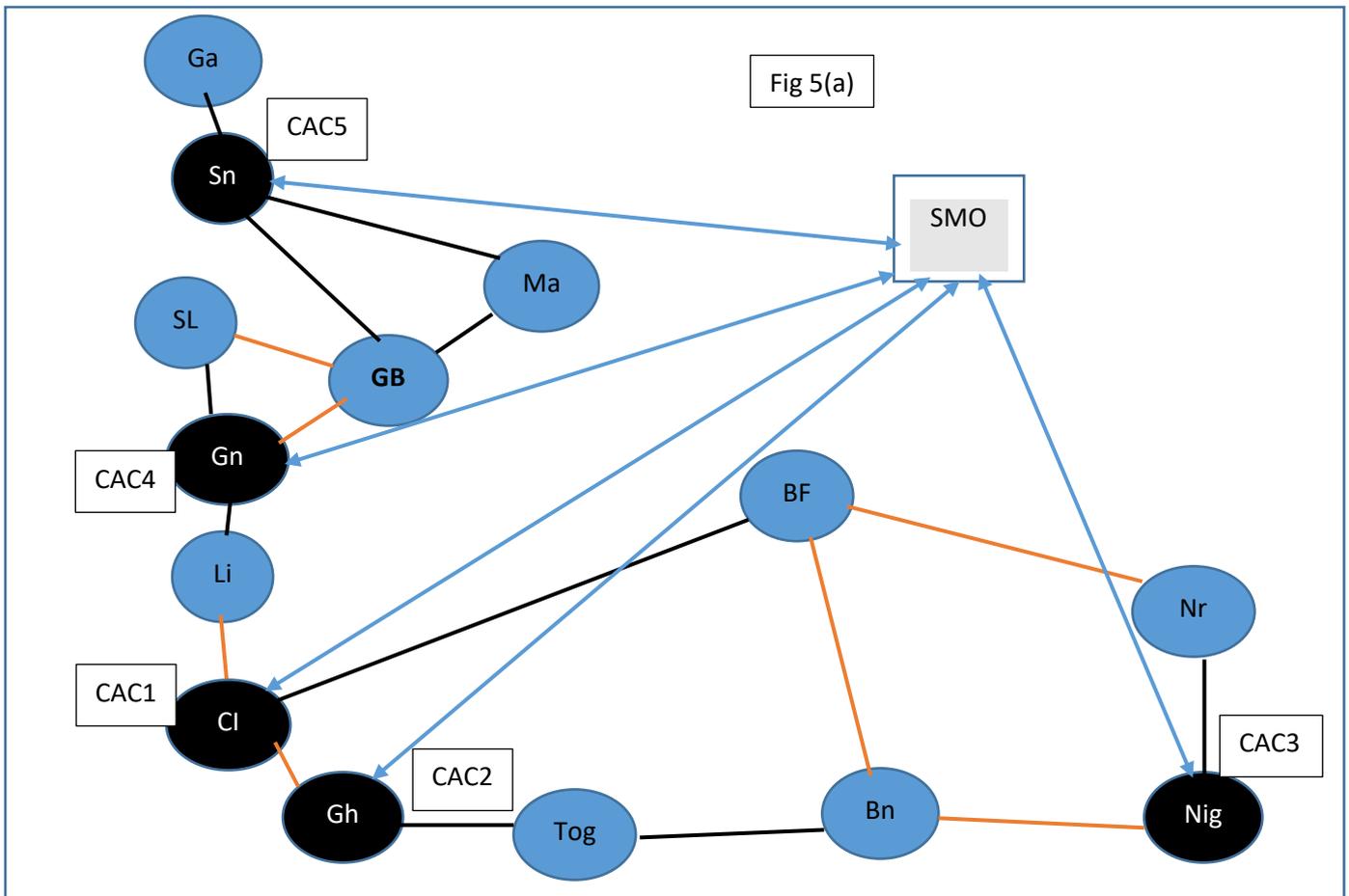
-
- Certaines des centrales à gaz sont 100% privées ou 100% publiques, tandis que d'autres sont en partie publiques et en partie privées. Conformément à la conception du marché, les centrales privées domineront le paysage à l'avenir.
 - Les centrales hydroélectriques sont détenues à 100% par les gouvernements et le resteront pendant longtemps.
 - Certaines sociétés de distribution sont clairement délimitées, comme au Nigeria, au Ghana et en Côte d'Ivoire. Dans la plupart des pays, les sociétés de distribution sont intégrées dans les services publics verticalement intégrés, comme au Togo, au Bénin, en République du Niger, au Mali, etc. Au Nigeria, les sociétés de distribution sont en partie privées et en partie publiques, alors qu'elles sont détenues à 100% par l'État dans d'autres pays. La conception du marché prévoit une plus grande dissociation des services publics et la privatisation d'un plus grand nombre de sociétés de distribution à mesure que le marché régional se développe.
 - Le réseau de transmission, les opérations du système et les opérations du marché sont détenus et administrés par les gouvernements. La conception du marché prévoit l'émergence d'un réseau de transmission financé et détenu par le secteur privé, mais les fonctions d'exploitation du système et d'exploitation du marché resteront la propriété et la gestion du gouvernement.

La réglementation doit garantir qu'aucun des producteurs n'est suffisamment important pour constituer une menace pour la santé du marché de l'électricité. Même avec cette condition garantie par la réglementation, les participants doivent être contrôlés régulièrement pour s'assurer qu'il n'y a pas de déviations par rapport aux normes.

5.2.4. Structure de financement

En ce qui concerne la structure de financement, à l'exception du Nigeria, la plupart des actifs d'approvisionnement en électricité sont détenus par les gouvernements, qui sont responsables de la fourniture du capital d'investissement. Pour les sociétés de production et de distribution au Nigeria et quelques IPP dans d'autres pays, le financement des investissements est assuré par la dette des banques commerciales et par les contributions en capital des actionnaires. Le ratio dette/fonds propres (Gearing) est une décision réglementaire visant à garantir un taux de rendement équitable pour les opérateurs et les consommateurs. La conception du marché prévoit une augmentation des investissements et de la participation du secteur privé sur le marché régional de l'électricité

La structure du marché régional de l'électricité peut être représentée par les figures suivantes :



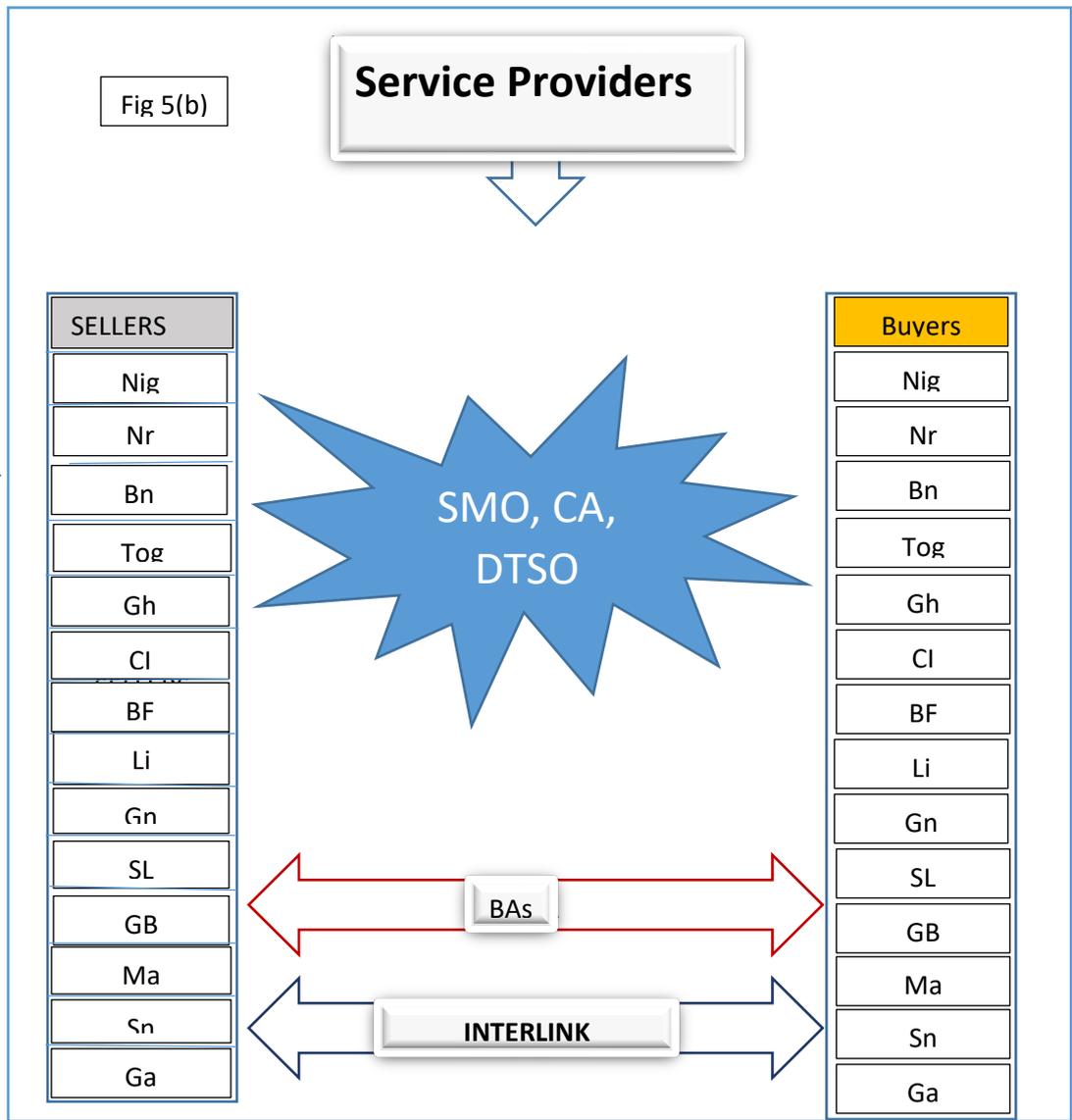
légende

Nig = Nigéria, Nr = Niger, Bn = Bénin Republic, Tog = Togo, Gh = Ghana, BF = Burkina Faso, Côte d'Ivoire
 Li = Libéria, Gn = Guinée, GB = Guinée Bissau, Ma = Mali, SL = Sierra Léone, Sn = Sénégal, Ga = Gambie

- Interconnexion entre zones de contrôle
- Interconnexion intra-zone de contrôle
- Lien de communication entre le CAC et l'OSM

La figure 5(a) ci-dessus montre les quatorze marchés et systèmes nationaux de la région de la CEDEAO avec leurs interconnexions inter et intra zones de contrôle, et les liens de communication bidirectionnelle entre les centres de zone de contrôle (CAC / CZC) et le SMO / OSM. Le Cap-Vert, qui est le 15ème pays de la CEDEAO, est exclu car il est une île et n'est pas interconnecté.

La figure 5(b) ci-dessous montre la structure du marché régional de l'électricité avec les vendeurs et les acheteurs comme participants au marché, et l'opérateur du marché du système (SMO / OSM), les opérateurs du réseau de transport national (DTSO / GRT) et les zones de contrôle comme fournisseurs de services du marché. La figure montre également l'interconnexion de transmission permettant les transactions transfrontalières, ainsi que l'instrument pour les transactions (accords bilatéraux).



La figure 5(b) montre qu'il peut y avoir des acheteurs et des vendeurs dans le même pays. En fait, il peut y avoir plusieurs de ces participants dans chaque pays. La taille des participants sera réglementée afin de garantir qu'aucun d'entre eux n'est suffisamment important pour influencer les prix et les quantités du produit sur le marché régional.

Alors que les responsabilités des vendeurs consistent à produire, vendre et injecter de l'électricité dans le réseau régional, les acheteurs sont chargés d'acheter et d'enlever l'électricité des vendeurs en utilisant les accords bilatéraux. Les rôles des fournisseurs de services de marché dans le marché régional de l'électricité sont les suivants:

5.2.5. Fournisseurs de services de marché

5.2.5.1. L'opérateur de marché du système (OSM)

L'OSM est le prestataire de services du marché régional responsable devant le régulateur régional (ARREC) et désigné pour jouer le rôle d'administrateur des règles du marché et des procédures opérationnelles de l'EEEOA. L'OSM assure la stabilité technique du marché régional de l'électricité et la stabilité commerciale du marché de l'électricité, qui sont ses principales responsabilités. L'OSM effectue également la programmation de la production à l'avance et l'opération de répartition en temps réel sur le marché.

Selon la conception du marché, l'OSM est également chargé d'assumer les rôles suivants sur le marché régional de l'électricité, lorsqu'il sera entièrement développé (c'est-à-dire dans la phase 2) :

- L'Administration quotidienne du marché régional (marché bilatéral, marché day-ahead, etc.)
- L'Administration du marché day-ahead (réception des offres et des soumissions, compensation du marché, établissement du programme de transaction transfrontalière du lendemain, etc.)
- Le Règlement des frais du marché, y compris d'autres frais tels que les frais de services, les paiements de transmission, les frais de réglementation, etc.
- Le Règlement des déséquilibres
- La Surveillance des flux de charge et mesures à prendre en cas d'écarts (coordination des zones de contrôle / efforts des GRT pour maintenir les flux).
- Le Suivi et surveillance du marché
- L'Administration des contrats
- La Gestion des litiges à un niveau opérationnel pour résoudre les litiges opérationnels
- La Gestion du marché Day - Ahead (programmation)
- L'Administration des relevés de compteurs et des bases de données commerciales
- La Gestion des processus de règlement, de facturation, de paiement, y compris les transactions du marché day-ahead
- L'Administration générale de l'institution (RH, administration financière, etc.)
- La Collaboration avec d'autres institutions régionales (Secrétariat général de l'EEEOA, l'ARREC)

Ces fonctions sont typiques de l'opérateur de marché, mais l'OSM remplit également certaines fonctions typiques de l'opérateur de système. Ces fonctions comprennent :

- La planification opérationnelle des Interconnecteurs et la gestion de la congestion.
- La Coordination avec les zones de contrôle pour l'utilisation des Interconnecteurs, et assurer une utilisation optimale.
- La Vue d'ensemble des flux dans les Interconnecteurs, et collaboration avec les Zones de Contrôle pour maintenir les flux programmés.
- L'Allocation de la capacité de transport dans les Interconnecteurs. Afin d'éviter qu'un participant au marché qui s'est vu attribuer une capacité de transmission ne l'utilise pas et bloque cette capacité ou la vende, les conditions suivantes sont prévues dans le document de conception :
 - La capacité de transmission attribuée ne peut pas être transférée

-
- La capacité de transmission attribuée doit être utilisée par celui à qui elle a été attribuée (une partie au contrat bilatéral).
 - Si la capacité de transmission attribuée à un participant n'est pas utilisée ou partiellement utilisée, le participant doit le déclarer à l'OSM et la rendre disponible pour d'autres. C'est pour cette raison que les parties aux contrats bilatéraux doivent communiquer quotidiennement avec l'OSM sur l'utilisation qu'elles feront de la capacité de transmission, afin de s'assurer que la capacité inutilisée est utilisée.
 - L'OSM et l'ARREC ont le pouvoir de surveiller et d'enquêter sur le comportement des acteurs du marché en ce qui concerne la manière dont ils utilisent la capacité de transport qui leur est attribuée, et s'ils déclarent correctement ex ante l'utilisation de cette capacité. Cela va jusqu'à la surveillance du marché pour prévenir les abus sur le marché.

Il convient également de souligner que l'OSM peut déléguer n'importe laquelle de ses fonctions à une personne ou un organisme compétent pour exercer ladite fonction. Cette délégation se fait avec l'accord préalable de l'ARREC, et toute fonction exercée par un délégué est considérée comme étant exercée par l'OSM.

L'OSM fait rapport à l'ARREC et au Conseil exécutif de l'EEEOA comme suit :

- Un rapport annuel d'activités comprenant les performances du marché, les états financiers et les litiges opérationnels au plus tard le 30 juin de l'année suivante.
- Un rapport résumé sur l'évolution du marché à produire tous les quatre mois
- Tout autre rapport sur des questions spécifiques qui pourrait être demandé par le Conseil exécutif de l'EEEOA ou par l'ARREC.

Les rapports ci-dessus, ainsi que tout autre rapport nécessaire au bon fonctionnement du marché, qui n'est pas confidentiel, seront mis à la disposition des participants au marché et des régulateurs nationaux par l'OSM sur son site web⁶.

Aux fins de la surveillance du marché, l'OSM, dans les six mois suivant l'approbation de la RMR, doit élaborer et soumettre à l'approbation de l'ARREC la procédure de surveillance du marché, dont le but est d'établir le mécanisme par lequel l'OSM vérifiera que tous les participants se conforment aux règles et aux procédures du marché. La procédure de surveillance du marché doit préciser :

- Les processus de surveillance de l'OSM pour évaluer la conformité de tous les participants avec les RMR et les procédures de marché ;
- Un processus permettant aux participants de signaler les violations de la RMR ou des procédures de marché ;
- Les processus d'enquête sur les violations présumées du RMR ou des procédures de marché ;
- La procédure d'introduction d'une procédure relative aux violations des règles du marché devant l'ARREC, conformément à la procédure de résolution des litiges d'ERERA.

Lorsque des violations du RMR ont été identifiées ou lorsqu'il y a une crainte raisonnable que le RMR ait été violé, toute la documentation relative à l'affaire sera fournie à ERERA pour qu'elle se prononce et prenne les mesures nécessaires⁷.

⁶ Art. 19 (Reporting) "Regional Market Rules for West African Power Pool", August, 2015

⁷ Art. 20 (Market Monitoring), "Regional Market Rules for West African Power Pool", August, 2015

Les procédures de surveillance du marché ont depuis été développées par le SMO et ont été approuvées par l'ARREC en 2020.

5.2.5.2. Zones de contrôle (ZC)

Les Zones de Contrôle (ZC) sont des groupes de segments des systèmes électriques nationaux des Etats membres de la CEDEAO, établis pour faire partie des institutions du marché régional à des fins opérationnelles. Les Zones de Contrôle sont également responsables devant le Régulateur Régional (ARREC). Conformément aux dispositions du manuel d'exploitation de l'EEEOA, il existe cinq zones de contrôle au sein du marché de l'électricité de la CEDEAO, énumérées ci-dessous :

- Côte d'Ivoire-Burkina-Faso, avec la Côte d'Ivoire comme opérateur.
- Ghana-Togo-Bénin, avec le Ghana comme opérateur
- Nigeria-Niger, avec le Nigeria comme opérateur
- Guinée - Liberia - Sierra Leone, avec la Guinée comme opérateur
- Sénégal - Mali - Gambie - Guinée Bissau, avec le Sénégal comme opérateur.

Les zones de contrôle ne prennent pas part aux aspects commerciaux des échanges dans la région. Elles sont indépendantes des acheteurs et des vendeurs sur le marché et ne doivent pas faire de discrimination dans les opérations de répartition. La principale responsabilité de la zone de contrôle est de coordonner les opérations avec les gestionnaires de réseaux de transport nationaux (GRTN) dans leurs zones de manière à ce que les flux dans les interconnexions avec les autres zones de contrôle soient maintenus conformément au calendrier. Les autres rôles opérationnels des Zones de Contrôle dans le Marché Electrique Régional sont les suivants :

- Coordination des opérations avec les GRT nationaux dans leurs zones spécifiques, de manière à ce que les flux dans les interconnecteurs soient maintenus conformément au calendrier.
- Assurer le maintien de flux continus inter- et intra-Zones.
- - Assurer la sécurité des opérations dans la zone de contrôle
- Maintenir une communication constante avec l'OSM pour assurer les flux dans les interconnecteurs.
- Collaborer avec le l'OSM sur la planification opérationnelle des interconnexions.
- Coordonner avec les zones de contrôle voisines et les GRT de sa zone en cas d'urgence.
- Se conformer aux procédures de restauration de l'OSM en cas d'urgences dans la zone de contrôle.
- Les Zones de Contrôle rendront compte périodiquement à l'OSM dans les délais spécifiés par l'OSM. Le contenu des rapports périodiques sera établi par l'OSM.

5.2.5.3. Gestionnaires de réseaux de transport nationaux (GRTD)

Les GRT sont les gestionnaires de réseaux de transport pour les réseaux électriques des différents États membres. Les GRT sont également désignés pour jouer un rôle dans le marché régional de l'électricité (REM). Pour les réseaux électriques nationaux, les GRT sont responsables devant les autorités de régulation nationales (ARN), tandis qu'ils sont responsables devant ERERA pour le marché régional de l'électricité.

- Les tâches principales des GRT nationaux en ce qui concerne les opérations du marché régional sont d'assurer que :
- Les flux convenus au niveau régional sont maintenus dans les interconnexions sous sa responsabilité.

-
- Les paramètres techniques (tels que la tension, la fréquence, la charge, etc.) sont maintenus dans les interconnexions sous sa responsabilité
 - Le système national est exploité en toute sécurité pour éviter d'avoir des impacts indus sur les systèmes voisins.
 - L'assistance en cas d'urgence pour les systèmes voisins est fournie dans la mesure du possible.
 - Les communications requises sont maintenues avec la zone de contrôle responsable de sa région et les instructions sont dûment respectées.
 - Les communications requises sont maintenues avec l'OSM.

5.3. Architecture du marché

L'architecture du marché consiste en la carte des sous-marchés qui composent le marché de l'électricité, ainsi que les types de transactions et de contrats qui animent le marché. Selon la conception, la liste de ces sous-marchés pour le marché régional de l'électricité de la CEDEAO, lorsque le marché sera entièrement développé, comprend :

- a. Le Marché bi-latéral (marché de gré à gré) : Il s'agit du type de contrat qui animera principalement le Marché régional de l'électricité et qui est responsable d'environ 85% du total des transactions sur le marché de gros de l'électricité. Sur ce marché, les échanges se feront par le biais de contrats bilatéraux, qui peuvent être à long, moyen ou court terme. Le régulateur approuvera les modèles à utiliser pour les échanges, et les participants au marché feront tous les efforts raisonnables pour utiliser les modèles, car ceux-ci minimiseront les coûts de transaction et simplifieront le travail de l'OSM. Les modèles d'accords pour le REM ont déjà été approuvés par l'ARREC.
- b. Le marché Spot ou Balancing (marché de livraison immédiate), composé du marché Day-ahead, Intra-day et Real-time. Le marché spot constituera environ 15% du total des transactions du marché régional de l'électricité. Le marché spot est nécessaire pour s'assurer que les générateurs qui ne peuvent pas être contractés dans le cadre des accords bi-littéraires sont prévus sur le marché de l'électricité, ce qui incitera les développeurs de générateurs. Ces générateurs seront utilisés pour les services d'équilibrage.

Alors que sur le marché day-ahead, les participants soumettent des offres et des demandes d'énergie et de réserves pour chaque heure du jour suivant, le marché en temps réel est un marché basé sur les offres, avec une répartition économique sous contrainte de sécurité, qui se déroule au moins toutes les 5 minutes tout au long de la journée. Le résultat du marché en temps réel est la répartition physique efficace des ressources, ainsi que les prix de 5 minutes à chaque emplacement.

- c. Les Marchés de capacité : L'objectif du marché de capacité est de s'assurer qu'une capacité suffisante est construite et maintenue pour répondre aux besoins futurs d'adéquation de la région. Les marchés de capacité sont nécessaires pour garantir que les ressources nécessaires à la fiabilité à long terme puissent récupérer le coût total de la construction et de l'exploitation de grandes installations de production.
- d. Le Marché des services auxiliaires : Il s'agit du marché des services de puissance réactive pour le contrôle de la tension, du marché des services de puissance de

réserve pour le contrôle de la fréquence, et du marché des services Black Start pour le redémarrage du réseau en cas de défaillance totale ou partielle du réseau.

5.4. Les règles du marché régional

Les règles du marché sont un manuel de codes commerciaux pour le fonctionnement efficace et transparent du marché régional de l'électricité. Il est élaboré par l'EEEOA et approuvé par l'ARREC, pour les opérations et l'administration quotidiennes du Marché régional de l'électricité. Les RMR, ainsi que les autres documents de marché, sont un instrument réglementaire utilisé par le régulateur pour régir le marché régional de l'électricité.

Dans le cadre de la réforme du marché régional de l'électricité, un certain nombre d'entités ont été créées pour participer et fournir des services sur le marché. Ces règles établissent et formalisent les relations, les interactions, les droits et les obligations entre les participants au marché et les fournisseurs de services du marché, ainsi qu'entre les fournisseurs de services du marché eux-mêmes. Les règles établissent les procédures et les principes généraux pour administrer le marché de gros de l'électricité. Tous ceux qui effectuent des transactions sur le marché régional de l'électricité doivent être liés par les règles, ainsi que par le cadre hiérarchique supérieur (par exemple, les lois et les conditions de licence, le cas échéant). Un marché organisé de l'électricité ne peut exister sans règles, qui sont obligatoires pour tous les opérateurs et prestataires de services sur le marché. En fait, la conception du marché régional de l'électricité est encapsulée dans les règles du marché régional.

Les règles du marché régional définissent le cadre général permettant d'entrer, de participer et de commercer sur le marché régional de l'électricité qui, en principe, est non discriminatoire, favorise l'efficacité économique et crée une prévisibilité et une transparence suffisantes pour apporter confort et sécurité aux investisseurs. Les RMR devront être modifiées de temps à autre et, dans le cadre de ses caractéristiques de transparence et de prévisibilité, le processus de modification se fera par le biais d'une procédure réglementée établie dans les règles du marché régional qui garantit une participation et une consultation adéquates de toutes les parties concernées.

Pour une compréhension complète des règles du marché régional et du fonctionnement du marché régional de l'électricité, la plupart des documents du marché [par exemple, le manuel d'exploitation, le code de mesurage, les procédures du marché régional, etc. Il existe des références croisées dans ces documentations.

5.4.1. Objectifs des règles du marché régional

Les principaux objectifs des règles du marché régional, selon la conception du marché régional, sont les suivants :

- Établir et gouverner un marché de l'électricité efficace, fiable et concurrentiel pour la vente et l'achat d'électricité en gros et de services auxiliaires dans la région.
- Fournir le cadre d'un marché de gros de l'électricité efficace, concurrentiel, transparent et fiable.
- Définir les responsabilités des participants, de l'OSM, des zones de contrôle (ZC) et des gestionnaires de réseaux de transport nationaux (GRT) en ce qui concerne les échanges, la répartition et la nomination des contrats, la tarification des déséquilibres, les services auxiliaires, le comptage, les règlements et les paiements.
- Etablir un mécanisme de gouvernance et un système de surveillance du marché

-
- Fournir un cadre pour la résolution des litiges entre les participants ou entre les participants et les fournisseurs de services.
 - Fournir un processus efficace et transparent pour modifier les RMR et le manuel opérationnel de l'EEEOA.

5.4.2. Les règles du marché dans un système hiérarchique du marché régional

Un marché organisé de l'électricité se caractérise par un cadre réglementaire hiérarchisé. Chaque niveau de cette hiérarchie comporte des détails croissants et est soumis aux dispositions et conditions établies dans les niveaux supérieurs. Le cadre réglementaire hiérarchique du marché régional est constitué, par priorité décroissante, des niveaux suivants :

- Le cadre juridique, principalement la loi (la loi complémentaire ERERA et le règlement d'exploitation).
- Les conditions de licence, l'autorisation et la méthodologie des tarifs de transport, pour réglementer les activités et les tarifs.
- Les règles de participation, d'administration et de règlement du marché régional de l'électricité (RMR, manuel opérationnel).
- Les méthodologies détaillées pour mettre en œuvre les règles (les procédures du marché régional, les procédures d'exploitation).
- Les systèmes de comptage commerciaux, le logiciel de règlement et le système de paiement utilisés par l'opérateur du marché régional pour exploiter et administrer les règles du marché régional.

Conformément à la hiérarchie, tout conflit entre une disposition des règles du marché régional ou du manuel opérationnel de l'EEEOA et la loi ou les conditions de licence, la loi ou les conditions de licence, selon le cas, prévaudront. Pour l'administration de cette situation, des règles sont ajoutées, afin de garantir que toutes les règles restantes, restent applicables et exécutoires. En cas de conflit entre les RMR ou le manuel opérationnel de l'EEEOA et tout accord, y compris les accords de connexion, les accords de services auxiliaires et les accords ou contrats d'achat d'électricité, les RMR et le manuel opérationnel prévalent.

5.4.3. Applicabilité des règles du marché régional

Les règles du marché régional s'appliquent aux participants au marché :

- Les producteurs
- Les sociétés de distribution
- Les entités de service de la charge
- Les clients éligibles
- Les fournisseurs de services du marché : l'OSM, les ZC et les GRT.

La participation au marché régional est établie par l'instrumentalité d'un accord de participation, qui établit l'accord du participant à se conformer aux dispositions des règles du marché régional. Les Règles complètent et supplémentent le Manuel Opérationnel de l'EEEOA. Les deux documents constituent les Règles pour la planification, le dispatching, et l'exploitation du système et l'administration du Marché Régional de l'Electricité de la CEDEAO. Des procédures et des processus sont mis en place pour que l'opérateur du marché du système puisse opérer dans le cadre de ces règles, et pour permettre une mise en œuvre faisable et transparente du marché régional.

5.5. Gouvernance du marché

La conception du marché régional a reconnu le fait que la gouvernance du marché est un élément essentiel pour établir la crédibilité du marché de l'électricité dans la perception des participants au marché et des investisseurs externes, des institutions financières et des partenaires commerciaux. La structure de gouvernance doit encourager des mécanismes de surveillance et d'application forts pour assurer l'équité et l'intégrité du marché.

Une partie de la structure de gouvernance du marché est un régulateur indépendant qui a la responsabilité de la surveillance globale du marché régional, y compris la responsabilité de la surveillance du marché, de l'application et des mécanismes de résolution des conflits. La gouvernance du marché est une composante essentielle des RMR, et traite généralement des questions liées :

- Aux institutions régionales : relations entre elles et avec les autorités nationales.
- A la Réglementation : rôles et responsabilités du régulateur régional
- Aux Opérations de marché : répartition des responsabilités
- A la Surveillance et contrôle du marché

6. Analyse de la conception des marchés régionaux développés de l'électricité

6.1. Introduction

Les documents de conception de marché d'autres régions ont été examinés pour une analyse comparative avec la conception du MRE de la CEDEAO. Les conceptions de marché examinées comprennent des conceptions d'Afrique australe, d'Europe, d'Australie et d'Amérique. Comme pour la région de la CEDEAO, il a été noté dans les examens que l'objectif de tous les systèmes d'électricité, qu'ils soient régionaux ou nationaux, est d'assurer la fourniture fiable d'électricité au coût le plus bas possible pour les consommateurs. Cet objectif est ancré dans les principes réglementaires qui influencent la fixation des prix, prescrivent les conditions d'entrée sur le marché et obligent un service public à fournir un service.

Les examens ont noté que le marché de gros de l'électricité fait référence à l'échange d'énergie, de capacité et de services auxiliaires dans le système d'énergie en vrac, qui comprend les ressources interconnectées au niveau de la haute tension - production, transmission et entités de service de la charge. Le marché de l'électricité au détail fait référence à l'échange d'énergie et de services au niveau de la distribution à plus basse tension. Une composante du marché de gros, appelée service de coordination, comprenant les services d'exploitation du système et d'exploitation du marché, est chargée de garantir la stabilité technique et commerciale du marché de gros. L'adéquation des ressources - c'est-à-dire le fait de disposer d'une capacité disponible suffisante dans le système - est nécessaire pour répondre de manière fiable à la charge à tout moment. Cela inclut une capacité de transport adéquate, qui est également nécessaire pour garantir que l'énergie est acheminée là où elle est nécessaire. La demande d'électricité étant relativement variable dans le temps et incertaine en quantité, la production et le transport doivent être constamment coordonnés pour répondre à la charge de manière fiable.

Les conditions préalables à l'établissement et au fonctionnement efficace d'un marché de gros de l'électricité sont assez nombreuses et ne sont remplies que par une proportion relativement faible de pays en développement. Ces conditions peuvent être regroupées comme suit :

-
- La viabilité financière du secteur de l'électricité afin que les entités soient suffisamment solvables pour fournir des garanties de paiement.
 - L'échelle et la structure du segment de la production et sa capacité à soutenir la concurrence
 - La qualité des institutions disponibles pour superviser et réguler le fonctionnement d'un marché complexe.
 - les conditions économiques, politiques et sociales générales du pays pour soutenir et payer la consommation d'électricité

Les analyses ont également montré que pour atteindre l'exigence du système nécessaire pour soutenir la sécurité et la fiabilité du réseau électrique, une réglementation adéquate du marché doit être élaborée pour aborder la question de la viabilité financière du secteur de l'électricité, afin que les entités soient suffisamment solvables pour fournir une sécurité de paiement. Idéalement, ces réglementations offriront aux producteurs une possibilité suffisante de récupérer les coûts fixes et variables s'ils contribuent à l'adéquation des ressources et favorisent la construction et l'entretien d'un réseau de transport viable. Simultanément, ces réglementations doivent éviter d'encourager un système surdimensionné ou de surcompenser les unités inefficaces.

Il a également été démontré que les systèmes énergétiques à travers le monde subissent des changements fondamentaux en raison des préoccupations liées au changement climatique et aux problèmes croissants de sécurité énergétique liés à la dépendance des systèmes énergétiques vis-à-vis des combustibles fossiles, dont la disponibilité ne cesse de diminuer et les prix d'augmenter. Les sources d'énergie renouvelables répondent actuellement aux préoccupations liées au changement climatique et à la sécurité énergétique. La majorité des sources d'énergie renouvelables sont des technologies de production éolienne et solaire, qui sont intrinsèquement caractérisées par une grande variabilité et une prévisibilité et une contrôlabilité limitées. Leur production d'électricité est non seulement extrêmement variable, mais aussi nulle pendant les périodes de faible vitesse du vent ou d'absence de soleil. Avec la part accrue des énergies renouvelables dans la combinaison de capacités, tout déséquilibre entre l'offre et la demande modifiera la fréquence du système plus rapidement que dans le système actuel, remettant ainsi en cause la stabilité du système électrique.

Là encore, le déploiement massif des sources d'énergie renouvelables entraînera une réduction massive du coût de production de l'énergie (en raison des coûts de production faibles ou nuls de la production renouvelable) accompagnée d'une augmentation massive du coût des services d'équilibrage (en raison de la variabilité et de l'intermittence inhérentes à la production renouvelable), et de nouveaux investissements (en raison de la nécessité d'une nouvelle production et de nouveaux actifs de réseau pour soutenir l'équilibrage du système). Cela implique qu'une nouvelle conception du marché est nécessaire pour parvenir à une mise en œuvre à grande échelle des sources d'énergie renouvelables. Cette conception doit être réalisée de manière rentable, en utilisant la flexibilité produite par les nouvelles technologies telles que la réponse à la demande (DSR) et le stockage d'énergie (ES) qui sont déjà utilisées.

La prévention des manipulations de marché et des pratiques abusives commence par la conception du marché, aux différents niveaux des caractéristiques de conception. Avec des marchés correctement conçus, la surveillance du marché se réduit à un simple contrôle de la performance du marché et du comportement des participants au marché pour garantir le respect des dispositions de la conception du marché. Le processus de conception du marché de l'électricité s'effectue par le biais de mesures

réglementaires explicites qui fixent les règles relatives à la manière dont les participants au marché se connectent au réseau, au paiement de l'électricité injectée dans le réseau et au paiement de l'électricité retirée du réseau.

Le défi d'une conception de marché appropriée devient plus évident à l'heure actuelle, où des actifs tels que les ressources d'énergie renouvelable variables, l'infrastructure de réponse à la demande, l'infrastructure de stockage de l'énergie et les installations de production distribuée jouent des rôles essentiels pour répondre aux préoccupations en matière de changement climatique et de sécurité énergétique.

Cette revue des autres conceptions de marchés régionaux a été réalisée du point de vue des objectifs de la conception du marché, des principes directeurs de la conception, de la structure du marché, de l'architecture et des règles de fonctionnement des marchés. L'objectif principal de cette revue est de tirer quelques leçons qui serviront à développer des recommandations pour l'amélioration de la conception du MRE de la CEDEAO. Les résultats de la revue sont résumés ci-dessous.

6.2. Les objectifs de la conception

Certains des objectifs de la conception traditionnelle du marché sont les suivants :

- Promouvoir un fonctionnement efficace du système électrique
- créer des incitations claires et efficaces pour les investissements dans le système électrique
- Améliorer la fiabilité et la rentabilité des services d'électricité.

Ces objectifs ont guidé la conception des marchés de l'électricité pendant des décennies. D'autres objectifs sont apparus récemment et ont eu un impact considérable sur la conception du marché de l'électricité. Il s'agit de

- Réduire les impacts négatifs des services d'électricité sur la santé et l'environnement.
- étendre rapidement l'accès à l'énergie aux clients non desservis et mal desservis
- Encourager les innovations dans les systèmes électriques

En résumé, la conception du marché de l'électricité doit permettre d'assurer la fiabilité du système électrique, la sécurité énergétique, l'abordabilité de l'approvisionnement et la réduction des impacts sur la santé et l'environnement de deux manières distinctes:

- Opérationnel : au sens opérationnel, la conception du marché de l'électricité définit les protocoles permettant de répartir l'électricité de manière fiable et économique.
- Financier : en même temps, la conception du marché doit déterminer le paysage à long terme des incitations financières et des règles d'éligibilité pour les investissements dans les ressources qui garantissent un réseau fiable et sûr.

Ces deux rôles du marché de l'électricité (opérationnel et financier) sont les éléments déterminants de la conception du marché de l'électricité.

6.3. Les principes de la conception du marché

Quatre principes clés sont pertinents pour guider la conception des marchés de l'électricité dans le monde. Ces principes sont les suivants

- Promouvoir l'efficacité du marché à court terme : La conception du marché doit encourager la concurrence de gros tout en préservant la fiabilité du système. Les accords commerciaux doivent garantir un fonctionnement efficace et fiable du système électrique et du marché, en utilisant

efficacement les ressources disponibles non seulement pour équilibrer l'offre et la demande globales, mais aussi pour permettre la gestion de la congestion et la fourniture de services auxiliaires.

- Permettre la participation du côté de la demande : La conception du marché doit assurer une forte participation du côté de la demande du marché. Au minimum, les gros clients devraient participer au marché de gros. La conclusion de contrats directs entre les gros clients et les sociétés de production est possible, même si l'offre des ménages et des autres petits clients reste réglementée. En outre, une participation accrue de la demande a des effets positifs en atténuant le pouvoir du marché et en apportant de la flexibilité au système pour une intégration accrue des sources d'énergie renouvelables variables.
- Fournir un accès ouvert : Le libre accès au réseau est un élément essentiel pour introduire la concurrence sur les marchés de l'électricité et accroître leur efficacité. La concurrence exige que les investisseurs dans de nouvelles capacités d'approvisionnement ne rencontrent aucun obstacle à l'entrée sur le marché de gros de l'électricité. L'accès des tiers doit permettre l'entrée de nouveaux types de fournisseurs, y compris les industries qui possèdent des centrales électriques pour répondre à leurs propres besoins en électricité et qui ont la capacité de vendre l'excédent d'électricité de ces centrales.
- Garantir l'adéquation de l'offre : les pays en développement ont besoin d'un cadre pratique pour l'adéquation de l'offre à long terme, garantissant une capacité suffisante pour répondre à la demande sans subir de contraintes d'offre. Le marché doit fournir des signaux et des incitations pour les investissements dans de nouvelles capacités de production lorsque cela est nécessaire.

Les objectifs et les principes de la conception du marché sont essentiellement génériques. Les différences d'un marché à l'autre se trouvent dans les caractéristiques de la conception réelle - la structure, l'architecture et les règles.

Le résumé des résultats de l'examen des documents de conception du marché pour les autres régions, du point de vue de la structure, de l'architecture et des règles du marché, est présenté ci-dessous.

6.4. Structure du marché

Comme indiqué précédemment, la structure du marché fait référence aux propriétés du marché étroitement liées à la technologie et à la propriété. Il s'agit du nombre, de la taille et des relations des entreprises sur le marché. Elle fait également référence au système physique du marché (génération, transmission, distribution) et à l'arrangement pour la fourniture de services. Une mauvaise structure de marché constitue la plus grande menace pour la santé des marchés de l'électricité et incite à la réforme.

La structure du marché a un impact décisif sur le pouvoir de marché et les investissements. Plus il y a de participants, moins il y a d'incitations au pouvoir de marché et plus il y a de concurrence et d'investissements. La structure de financement du secteur est une autre composante de la structure du marché, et elle détermine le coût de la production et de la transmission sur le marché de l'électricité.

La structure du marché comprend la disposition et la capacité des lignes de transmission. Une capacité insuffisante peut provoquer des goulets d'étranglement et un pouvoir de marché local, tandis qu'une capacité supplémentaire peut accroître la taille du marché et réduire la possibilité de pouvoir de marché.

La pierre angulaire d'un marché de l'électricité restructuré est le marché de gros, sur lequel les producteurs sont en concurrence pour servir la charge (côté demande du marché). Dans le marché restructuré, la production est effectivement dissociée du service public d'électricité. Cela permet aux producteurs d'opérer dans un marché concurrentiel, dans lequel ils prennent leurs propres décisions d'investissement, et ont des chances de gagner ou de perdre en fonction de la façon dont ces décisions sont prises.

Dans la plupart des cas, la structure du marché est conçue pour une infrastructure de réseau public exploitée par un opérateur de système (OS), dont la responsabilité est de maintenir la stabilité du réseau en préservant la fréquence dans une certaine largeur de bande. L'OS peut exploiter un réseau à l'échelle d'une région ou d'un pays. Avec cette structure, toute personne connectée au réseau est un acteur du marché. L'électricité produite ou consommée est mesurée à l'aide d'un compteur électrique sur une période de temps qui peut correspondre au cycle de règlement.

6.4.1. L'échelle, la portée et la structure des segments de production et de transport du système électrique.

Le nombre et la taille de chaque type de participants au marché sont des décisions réglementaires essentielles à prendre, afin d'éviter une mauvaise conception du marché. Le système électrique doit être suffisamment grand pour accueillir de nombreux acheteurs et de nombreux vendeurs. Un système électrique d'une taille de 1000 MW est actuellement considéré comme un seuil valable en dessous duquel le dégroupage n'est pas souhaitable, sans parler de la concurrence de gros⁸. Tout d'abord, le système doit être suffisamment grand pour accueillir un nombre important de centrales de production. En outre, il existe des coûts fixes associés à l'établissement d'un marché de gros, y compris le développement d'institutions et de plates-formes technologiques associées, que seuls des marchés de taille importante peuvent soutenir efficacement. Il s'ensuit que l'équilibre entre les coûts et les avantages deviendra plus intéressant pour les systèmes de plus grande taille, potentiellement de 3000 MW et plus⁹. Il est recommandé aux pays confrontés à de graves problèmes d'adéquation de s'attaquer au manque d'investissements dans de nouvelles capacités de production avant d'envisager l'introduction de la concurrence en gros. C'est là que les marchés régionaux avec des échanges transfrontaliers offrent certains avantages par rapport aux marchés nationaux.

Plutôt que la taille du marché, la principale contrainte à la faisabilité du marché de gros est la capacité des sociétés de production à entrer sur le marché, à accéder aux ressources de transport sur une base non discriminatoire et à conclure des contrats exécutoires avec des acheteurs nouveaux ou existants. Le transport est un élément essentiel de la structure du marché, qui joue le rôle crucial d'acheminer l'électricité négociée sur le marché de gros depuis les centrales électriques jusqu'aux participants à la charge, dont certains sont des sociétés de distribution, opérant à des tensions moyennes et basses qui acheminent l'électricité jusqu'aux foyers et aux entreprises des consommateurs. Les sociétés de distribution restent en situation de monopole dans un marché restructuré. Les participants à la charge comprennent les clients éligibles ou les gros consommateurs d'électricité, qui prennent l'électricité, au-delà d'une certaine retenue, directement à partir des interfaces de transmission. La partie transport du système électrique permet le fonctionnement du marché de gros et détermine sa taille, sa portée et son efficacité. Plus les centrales électriques sont éloignées des centres de consommation, plus il est important de planifier soigneusement le développement de l'infrastructure de transport. Avec l'intérêt croissant pour les sources d'énergie renouvelables (SER), qui sont souvent situées dans

⁸ H. Rudnick and C. Velasquez, "Taking stock of Wholesale Power Markets in Developing Countries": A Literature Review, June 2018, page 10

⁹ H. Rudnick and C. Velasquez, "Taking stock of Wholesale Power Markets in Developing Countries": A Literature Review, June 2018, page 10 & 11

des zones plus éloignées et moins peuplées, la question du développement de l'infrastructure de transmission attire davantage l'attention.

Un goulet d'étranglement au niveau du transport peut créer un pouvoir de marché au niveau de la production, même dans les grands réseaux électriques, avec une structure de marché apparemment concurrentielle. Les pays doivent s'assurer que des réseaux de transmission fonctionnant bien sont en place au moment de la réforme. La congestion du réseau, les obstacles à l'accès et l'intégration verticale peuvent conduire à un pouvoir de marché et limiter la concurrence et l'entrée de nouveaux participants sur le marché. Les graves goulets d'étranglement en matière de transport doivent être supprimés avant d'instaurer la concurrence sur le marché de gros.

La capacité de transport renforce l'efficacité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, en permettant une meilleure utilisation des ressources et en limitant l'ampleur des abus de pouvoir de marché local par les producteurs en raison des contraintes de transport.

6.4.2. Technologies émergentes sur le marché de gros de l'électricité

Outre les sources d'énergie renouvelables (SER), le système électrique du 21^e siècle connaîtra un déploiement massif de technologies telles que la réponse à la demande, la production distribuée (PD) et les ressources de stockage d'énergie distribuée (SED) dans sa structure. Ces technologies ont le potentiel de réduire les coûts du système au niveau de la distribution, où ces ressources peuvent résoudre les problèmes de congestion, de pertes et d'infrastructures inadéquates. Les considérations du marché de gros spécifiques à chacune de ces ressources sont les suivantes :

- a. La Réponse du côté de la demande : L'augmentation de la sensibilité de la demande d'électricité aux prix, soit par des réactions volontaires aux signaux de prix, soit par des engagements contractuels à modifier la demande en réponse aux événements du système, est prometteuse pour réduire les pointes du système et ajouter une flexibilité significative au réseau.
- b. La production distribuée : La production décentralisée (PD), c'est-à-dire la production située à l'intérieur des réseaux de distribution ou du côté client du réseau, peut contribuer à réduire les pertes de transmission et de distribution et compenser la nécessité de moderniser les infrastructures. Un autre avantage de la production décentralisée est que les micro-réseaux qui peuvent répartir et gérer la production et la demande locales peuvent également interagir avec le marché de gros de l'électricité et disposent de l'infrastructure nécessaire à cet effet.
- c. Le Stockage d'énergie distribuée : Le stockage d'énergie distribuée (SED) est un actif qui peut agir comme un générateur, une charge ou une alternative à la transmission, et peut fournir une flexibilité significative pour les systèmes d'énergie en vrac. Le stockage d'énergie distribuée peut apporter des avantages en termes de production, de transport et de distribution (en fonction de l'emplacement du stockage dans le réseau de distribution) mais ne peut être classé que dans un seul type dans la plupart des juridictions. Le coût de production est évalué sur les marchés de gros de l'électricité, tandis que l'utilisation des actifs de transmission et de distribution est réglementée et basée sur les tarifs. Ces actifs réglementés et tarifés ne sont pas autorisés à participer aux marchés de l'énergie.

6.4.3. Les participants au marché

- a. **Les générateurs** : Ils comprennent les générateurs de toutes les technologies disponibles, tels que :
 - Les générateurs thermiques, y compris le gaz, le mazout, le charbon, etc., dont la plupart sont suffisamment flexibles pour fournir des services de réserve.
 - Les générateurs hydroélectriques

-
- les générateurs nucléaires, qui constituent une ressource de production peu flexible.
 - les sources d'énergie renouvelables, principalement l'énergie éolienne et solaire, qui sont très variables et imprévisibles.
 - les ressources du système électrique telles que la réponse à la demande, la production distribuée et le stockage d'énergie distribué.

b. **Les participants à la charge** : Il s'agit principalement des sociétés de distribution, des entités de service de la charge et des clients éligibles, qui extraient de l'énergie du réseau.

6.4.4. Les prestataires de services du marché

- La conception du marché de l'électricité comprend les rôles des fournisseurs de services du marché de l'électricité, qui ne sont pas impliqués dans l'achat et la vente d'électricité, mais qui s'assurent que le marché de l'électricité est à la fois techniquement et commercialement stable. Ces fournisseurs de services du marché comprennent :
- L'opérateur de marché : qui a la responsabilité de l'administration quotidienne du marché, de la réalisation des activités de règlement et de la garantie de l'équilibre commercial du marché de l'électricité.
- Opérateur de système : Le travail de l'opérateur de système est très important sur chaque marché de l'électricité. L'opérateur du système est responsable de la programmation des unités de production d'électricité à l'avance, ainsi que de la répartition des unités en temps réel. Un rôle clé de l'opérateur du système est la fourniture de réserves de différentes formes, collectivement appelées services auxiliaires, pour équilibrer l'offre et la demande à chaque seconde et pour résoudre les problèmes de qualité de l'énergie. Outre les installations pour le contrôle de la fréquence et de la tension et pour le maintien de la fiabilité du système électrique, les services auxiliaires comprennent les installations de démarrage à froid, pour redémarrer le réseau après un effondrement partiel ou total du réseau.
- Les fournisseurs de services de transport : Le fournisseur de services de transport est chargé des responsabilités suivantes sur le marché de l'électricité :
 - Maintenance du réseau de transport : processus consistant à maintenir le réseau de transport en bon état de fonctionnement.
 - Exploitation du réseau de transport : processus de modification de la configuration physique du réseau de transport par commutation, pour mettre une partie du réseau en service ou hors service.
 - Extension et modernisation du réseau de transport : processus consistant à évaluer le besoin de nouveaux actifs de transport, à décider où et quand construire de nouvelles lignes et sous-stations, à moderniser les existantes, à construire physiquement et à mettre en service les installations.

6.5. Architecture du marché

L'architecture de marché consiste en la carte des sous-marchés qui composent le marché de l'électricité, ainsi que les types de transactions et de contrats qui animent le marché. Les marchés de gros de l'électricité équilibrent l'offre et la demande d'électricité au moyen de ces sous-marchés à différentes échelles de temps, allant des opérations d'équilibrage en temps réel (marchés spot) aux contrats à long terme. Les marchés en temps réel fonctionnent souvent au moyen d'une répartition économique centralisée. Sur les marchés de gros arrivés à maturité, les marchés bilatéraux à long

terme sont complétés par les marchés day-ahead et en temps réel, afin de garantir la stabilité du système et la fiabilité de l'approvisionnement. Différents contrats peuvent être utilisés par les acteurs du marché sur des échelles de temps allant de quelques jours et mois à quelques années (moyen terme), voire une ou deux décennies (long terme), pour fonctionner sur le marché de gros.

Une série de sous-marchés pour des produits autres que l'énergie ont été développés, notamment les marchés des réserves, les marchés de capacité, les marchés des services auxiliaires et le marché des droits de transmission. L'analyse des marchés de gros de l'électricité nécessite d'aborder chacun des sous-marchés, ainsi que la structure globale du marché et les interactions entre les sous-marchés. De multiples accords commerciaux s'appliquent aux différents sous-marchés, allant des marchés bilatéraux aux marchés centralisés. Certains de ces sous-marchés sont décrits ci-dessous.

6.5.1. Marché de l'énergie

Le marché de gros de l'énergie constitue la plateforme de transaction centrale des marchés de l'électricité. Dans tous les cas, le marché de l'énergie tente de parvenir à une allocation économique de la répartition des générateurs qui répond à la demande et satisfait aux contraintes de sécurité. Dans la plupart des cas, les marchés de l'énergie consistent en des marchés à deux règlements, où l'électricité est achetée sur un marché à terme, suivi d'un marché en temps réel, qui répond aux déséquilibres qui se produisent.

Un marché de l'énergie à terme vend de l'énergie aux entités de service de la charge (ESC) et en achète aux vendeurs, avant le moment où l'énergie est produite et consommée. Le marché day-ahead est important car il permet de se prémunir contre la volatilité des prix sur les marchés en temps réel causée par des erreurs de prévision de la charge, des pannes de générateur ou d'autres déséquilibres. Le marché en temps réel (MTR) reflète le fonctionnement réel des ressources opérant sur le marché.

Le prix marginal local (PML) est le prix payé aux producteurs et est fixé par les coûts marginaux d'approvisionnement des ESC à des endroits particuliers. Si la congestion limite l'envoi de l'électricité la moins chère à un endroit particulier, de l'électricité à prix plus élevé est envoyée, et le prix plus élevé est reflété dans le LMP. Les producteurs ont des programmes financiers sur le marché du lendemain qui sont payés comme les PML du lendemain, et toute production supplémentaire qu'on leur demande de fournir en temps réel est payée comme les PML en temps réel. Les producteurs et les consommateurs ont la possibilité de s'entendre en dehors du marché spot, par le biais de contrats bilatéraux sur le marché de gros.

Pour fournir de l'énergie lorsqu'elle est nécessaire, les producteurs sont répartis sur une base économique, sous réserve des contraintes de fiabilité et de congestion. Sur certains marchés, la répartition économique des ressources du côté de la demande augmente considérablement, ce qui modifie les conditions économiques des générateurs conventionnels.

La pénétration accrue des sources d'énergie renouvelables variables affecte les marchés de l'énergie de trois manières, à savoir :

- Il y a une augmentation de la fréquence et de l'ampleur des changements de la charge nette. Cela exige que le système soit capable d'une montée en puissance rapide et de cycles marche-arrêt fréquents.
- La possibilité accrue d'erreurs de prévision augmente la difficulté d'anticiper les résultats du marché, ce qui accroît la pertinence des marchés en temps réel.
- La proportion de l'offre entièrement répartissable (la production répartissable est constituée des technologies de production qui peuvent être réparties par le fournisseur, par exemple les

installations thermiques et les grandes centrales hydroélectriques) pourrait diminuer, car les faibles coûts marginaux des énergies renouvelables les évincent du marché, ce qui pose un problème économique pour les centrales conventionnelles.

6.5.2. Marché de la capacité

Les marchés de capacité sont motivés par le désir d'utiliser un mécanisme de marché pour s'assurer que la nouvelle capacité de production est développée à temps pour atteindre les objectifs d'adéquation des ressources et pour s'assurer que les ressources nécessaires à la fiabilité à long terme peuvent récupérer leurs coûts totaux de construction et d'exploitation des grandes installations de production. Les centrales électriques sont des ressources importantes, à forte intensité de capital, dont l'autorisation et la construction prennent beaucoup de temps. La décision de construire une centrale électrique doit être prise bien avant que la centrale ne soit nécessaire.

6.5.3. Marché des services auxiliaires (services d'exploitation)

Les services auxiliaires, tels que définis par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et la North American Reliability Corporation (NERC) sont " les services nécessaires pour soutenir le transport de la capacité et de l'énergie des ressources aux charges, tout en maintenant une exploitation fiable du réseau de transport du fournisseur de services de transport conformément aux bonnes pratiques des services publics"¹⁰. En d'autres termes, les services auxiliaires sont un ensemble de services nécessaires pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande et assurer le maintien de la tension et de la fréquence du système électrique.

Les services auxiliaires sont utilisés pour soutenir la fiabilité du réseau électrique et ils assurent des services nécessaires que le marché ne peut pas fournir. Pour soutenir le commerce de l'énergie dans le système électrique, tous les fournisseurs de transport sur le marché sont tenus de fournir des services auxiliaires pour soutenir la stabilité du réseau et la fiabilité de l'approvisionnement. Ces services sont des composantes communes à chaque conception de marché.

Le marché des services auxiliaires comprend généralement des services de réserve tournante, non tournante et de régulation. D'autres services auxiliaires, tels que la fourniture de puissance réactive pour le contrôle de la tension et les installations de démarrage à froid pour redémarrer le système en cas d'effondrement partiel ou total, sont assurés par des mécanismes basés sur les coûts et ne disposent pas de marchés. Les prix des services auxiliaires sont déterminés sur la base du coût d'opportunité perdu. Le coût d'opportunité perdu est le revenu auquel une ressource peut renoncer sur un marché distinct afin de fournir une capacité pour le service auxiliaire.

La production des sources d'énergie renouvelables est connue pour sa variabilité et son incertitude. En général, les services auxiliaires sont utilisés pour mieux gérer la variabilité et l'incertitude dans le système électrique. Lorsque la variabilité et l'incertitude du système augmentent avec la pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables (SER), davantage de réserves d'exploitation peuvent être nécessaires. Les énergies renouvelables variables (ERV) peuvent affecter la conception du marché des services auxiliaires de la manière suivante :

- La variabilité et l'incertitude de la production d'énergie éolienne et solaire augmentent les besoins de divers services auxiliaires, ce qui affecte la programmation et la tarification de ces services.

¹⁰ Market Evolution: Wholesale Electricity Market Design for 21st Century Power System, the National Renewable Energy Laboratory, USA, 2013.

-
- Les impacts de l'ERV varient en fonction des conditions du système, ce qui rend les demandes de services auxiliaires difficiles à généraliser sur l'échelle de temps et les systèmes.
 - Permettre aux ERV de participer aux marchés des services auxiliaires peut offrir une plus grande offre au marché, mais peut également créer des défis basés sur les caractéristiques uniques des ressources énergétiques variables.

L'impact global d'une importante énergie renouvelable variable sur le réseau suggère la nécessité de modifier la conception et les règles actuelles du marché des services auxiliaires.

Contrôle de la tension

La puissance réactive, qui soutient le contrôle de la tension, ne se déplace pas loin en raison des impédances inductives élevées. Elle est donc très localisée. En général, tous les générateurs, à l'exception des centrales éoliennes, doivent être capables de fournir de la puissance réactive dans une plage de facteur de puissance définie dans l'accord de connexion. Les générateurs sont payés pour les coûts auxquels ils renoncent sur les marchés de l'énergie en raison de leur utilisation pour la fourniture de puissance réactive. Les fournisseurs de services de transport sont également tenus d'avoir une capacité de puissance réactive dans les stations ou sous-stations de transport stratégiques, afin d'injecter ou d'extraire de la puissance réactive pour le contrôle de la tension.

6.6. Règle du marché

Le marché de gros de l'électricité est régi par les règles du marché de gros de l'électricité qui détaillent les rôles et les fonctions des participants à la gouvernance du marché et guident le fonctionnement du marché, y compris l'achat et la vente en gros d'électricité, la fourniture de capacité de réserve et les services auxiliaires. Certains des objectifs des règles du marché de gros de l'électricité, tels qu'ils ressortent de l'examen des autres conceptions de marché régional, sont les suivants :

- Promouvoir la production et la fourniture économiquement efficaces, sûres et fiables d'électricité et de services connexes dans le système interconnecté ;
- Encourager la concurrence entre les producteurs et les détaillants dans le système interconnecté, notamment en facilitant l'entrée efficace de nouveaux concurrents ;
- Décourager la discrimination sur le marché à l'encontre de certaines options et technologies énergétiques, y compris les technologies telles que celles qui utilisent des ressources renouvelables ou qui réduisent les émissions globales de gaz à effet de serre ;
- Promouvoir la minimisation du coût à long terme de l'électricité fournie aux clients à partir du réseau interconnecté ; et
- Encourager l'adoption de mesures visant à gérer la quantité d'électricité utilisée et le moment où elle est utilisée.

6.6.1. Documents subordonnés

Les procédures WEM, tout autre document ou instrument émis, réalisé ou donné par l'autorité de régulation, un opérateur de réseau ou un fournisseur de services de marché en vertu des règles WEM sont subordonnés aux règles WEM.

En cas de conflit entre les règles WEM et d'autres documents, l'ordre de préséance est le suivant :

- la Loi sur l'industrie de l'électricité
- les règlements
- les règles de WEM
- les procédures de WEM ;

-
- tout autre document ou instrument émis, fait ou donné par l'organisme de réglementation en vertu des présentes règles de WEM ; et
 - tout autre document ou instrument émis, réalisé ou donné par le fournisseur de services de marché en vertu des présentes règles WEM.

Si une disposition d'un document supérieur dans l'ordre de préséance (c'est-à-dire une disposition supérieure) est incompatible avec une disposition d'un document inférieur dans l'ordre de préséance, la disposition supérieure prévaut, mais seulement dans la mesure de l'incompatibilité.

En vue d'atteindre les objectifs susmentionnés, certaines autres dispositions clés des règles du marché applicables à chaque marché de l'électricité sont les suivantes :

- - Dispositions sur le règlement des différends
- - Dispositions sur la surveillance, l'application et l'audit
- - Dispositions sur l'enregistrement et la participation au marché
- - Dispositions sur les exigences prudentielles pour la participation au marché
- - Dispositions sur les facteurs de perte de transmission et de distribution
- - Dispositions relatives aux exigences en matière de communication et de système
- - Dispositions relatives aux règlements du marché
- - Dispositions relatives au marché d'équilibrage
- - Dispositions relatives au comptage sur le marché de gros
- - Dispositions relatives à la facturation et aux paiements du marché
- - Dispositions relatives à l'information sur le marché

6.6.2. Gouvernance du marché

En vertu des règles de gouvernance, les règles du marché attribuent des responsabilités aux participants à la gouvernance du marché (PGM) dans le marché de gros de l'électricité. Les PGM et certains des rôles qui leur sont attribués sont les suivants :

6.6.2.1. Opérateur de marché

L'opérateur de marché (OM) se voit confier des fonctions relatives au marché de gros de l'électricité en vertu du Règlement du MGE. Ces fonctions comprennent l'administration quotidienne du marché pour assurer la transparence, la non-discrimination et le fonctionnement efficace du marché.

Certaines des fonctions spécifiques attribuées à l'OM comprennent :

- De régler les transactions qu'il est tenu d'effectuer en vertu des règles du MGE ;
- traiter les demandes de participation et d'enregistrement des participants, et procéder à la radiation des participants ;
- Établir, maintenir et mettre à jour le registre des participants de temps à autre ;
- Publier les informations qui doivent être publiées en vertu des règles du MGE ;
- Publier les informations qui doivent être publiées en vertu des règles du MGE ;
- Élaborer les procédures du MGE, ainsi que leurs modifications et remplacements lorsque les Règles du MGE l'exigent, sous réserve de l'approbation de l'autorité de réglementation ;
- Mettre à disposition des copies des procédures de MGE, telles qu'elles sont en vigueur à ce moment-là ;
- Surveiller la conformité des participants aux règles et aux procédures du MGE ;
- Soutenir l'autorité de réglementation dans son rôle de surveillance de l'efficacité du marché, y compris en fournissant toute information relative au marché requise par l'autorité de réglementation;

-
- Contribuer à l'amélioration de l'efficacité du fonctionnement et de l'administration du marché de gros de l'électricité, en élaborant des propositions de modification des règles, ainsi qu'en fournissant un soutien et une assistance à d'autres parties pour élaborer des propositions de modification des règles;
 - Exécuter toute autre fonction conférée, et remplir toute obligation qui lui est imposée en vertu des règles du MGE.

L'OM peut déléguer n'importe laquelle de ses fonctions en vertu des Règles du MGE à un délégué. Une fonction exécutée par un délégué doit être considérée comme étant exécutée par l'OM et, aux fins de cette disposition, un délégué est un "participant à la gouvernance du marché" et l'OM demeure responsable, en vertu des règles du MGE, de l'exécution de toute fonction déléguée au délégué.

6.6.2.2. Autorité de régulation

Les fonctions suivantes sont les responsabilités de l'Autorité de régulation en vertu des Règles du MGE :

- Fixer les normes et approuver les tarifs, surveiller et faire respecter les normes et les tarifs, afin d'assurer le fonctionnement efficace du marché de l'électricité ;
- Surveiller la conformité des participants aux règles du MGE, enquêter sur les violations potentielles des règles et, si cela est jugé approprié, prendre des mesures d'exécution en vertu des règlements et des règles du MGE ;
- Délivrer des licences aux participants au marché de l'électricité et réglementer l'achat et l'approvisionnement en électricité par les sociétés de distribution et les entités de service de charge ;
- Résoudre les litiges impliquant les participants au marché, y compris les prestataires de services du marché ;
- Promouvoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ;
- Contribuer au développement et améliorer l'efficacité du fonctionnement et de l'administration du marché de gros de l'électricité et des règles du marché de gros de l'électricité, en approuvant les propositions de modification des règles ;
- Remplir toutes les autres fonctions qui lui sont attribuées et toutes les obligations qui lui sont imposées en vertu des règles du MGE.

6.6.2.3. Opérateurs de réseaux

Ce sont les entités qui exploitent et entretiennent les systèmes de transmission et de distribution de l'industrie électrique. L'électricité parvient aux consommateurs par le biais du réseau de transport, qui achemine l'énergie des centrales de production aux centres de charge, et du réseau de distribution, qui achemine l'électricité des centres de charge aux foyers et aux entreprises des consommateurs. Les fonctions attribuées aux gestionnaires de réseau sont les suivantes :

- Calculer et fournir les facteurs de perte de transmission et de distribution à l'opérateur de marché;
- Exécuter les fonctions relatives aux normes ou au niveau de performance technique en ce qui concerne le réseau de transmission et de distribution que l'opérateur de réseau exploite ;
- Faire tout ce que le Gestionnaire de réseau juge nécessaire et pertinent pour l'exécution efficace des fonctions du Gestionnaire de réseau ;
- Exécuter toute autre fonction assignée aux Gestionnaires de réseau en vertu des Règles du

6.6.2.4. Comité consultatif du marché

Il s'agit d'un comité de représentants de l'industrie, mis en place par l'autorité de régulation pour :

- Conseiller l'autorité de régulation en ce qui concerne les propositions de modification des règles ;
- Conseiller l'opérateur de marché, l'opérateur de système, l'autorité de régulation et les opérateurs de réseau sur les propositions de changement de procédure ;
- Conseiller l'Autorité de régulation sur les questions relatives à l'évolution et au développement du Marché de gros de l'électricité et des Règles du MGE ; et
- Fournir une assistance à l'autorité de régulation dans son rôle de surveillance en vertu des règles du MGE.

L'autorité de régulation doit élaborer et publier des lignes directrices pour le comité consultatif du marché (CCM) détaillant son mandat, le processus de convocation et de conduite de ses réunions, ainsi que ses interactions avec les autres participants à la gouvernance du marché. Les lignes directrices, qui doivent être compatibles avec les règles du marché, doivent mettre en évidence la capacité du CCM à déléguer n'importe lequel de ses rôles à un groupe de travail.

6.6.3. Surveillance du marché

La surveillance du marché est un élément essentiel de la gouvernance du marché. Il s'agit d'une fonction de base dans le marché déréglementé de l'électricité, qui implique des actions de surveillance de la part des autorités de régulation, du marché et des opérateurs de système afin de garantir la performance efficace du marché. La surveillance du marché est donc un élément standard de la conception du marché de l'électricité. Les principales activités de surveillance du marché sont les suivantes

- La détection des tentatives d'exercer un pouvoir de marché et des comportements frauduleux ;
- La surveillance de la performance du marché pour permettre le contrôle du développement du marché
- L'identification des imperfections de la conception du marché
- La surveillance des comportements des acteurs du marché (activités et transactions)
- Le contrôle des pannes de transport et de production ;
- enquêtes sur les éventuelles violations des règlements, règles et procédures du marché de l'électricité;
- L'application de la conformité, avec pour objectif principal d'obtenir la conformité et pas nécessairement d'imposer des sanctions.

La surveillance du marché consiste davantage à contrôler les paramètres économiques du marché de l'électricité que les paramètres techniques. La surveillance des paramètres techniques est importante dans la mesure où elle joue un rôle dans la surveillance du pouvoir de marché, de la performance du marché et des comportements des participants, qui ont des conséquences économiques. La surveillance du marché va au-delà de la surveillance du marché pour inclure les actions introduites pour protéger le marché des influences inutiles du marché.

7. Analyse comparative de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO avec les conceptions de marché des régions développées

L'examen des marchés des régions développées du monde a mis en évidence un certain nombre de leçons, qui ont permis d'identifier les défis de la conception du marché régional de l'électricité de la

CEDEAO, ainsi que de faire quelques recommandations pour l'amélioration de la conception du MRE de la CEDEAO. Ces leçons, défis et recommandations sont présentés dans les sections ci-dessous. Aussi, le tableau ci-dessous a été présenté pour montrer la comparaison entre les caractéristiques de conception du marché de l'électricité de la CEDEAO et celles des marchés des régions développées.

7.1. Comparaison entre les caractéristiques de conception

Caractéristiques	MRE DE LA CEDEAO	Marché de l'électricité pour les pays développés
Objectifs de conception	<ul style="list-style-type: none"> • Créer les conditions d'une fiabilité d'approvisionnement à court terme • Créer les conditions pour des investissements à long terme pour la sécurité d'approvisionnement • Assurer la participation active des clients dans le secteur de l'électricité • Encourager la décentralisation des opérations du secteur de l'électricité et soutenir l'efficacité du marché. 	<ul style="list-style-type: none"> • Promouvoir un fonctionnement efficace du système électrique • Créer des incitations claires et efficaces pour les investissements dans le système électrique • Améliorer la fiabilité et la rentabilité du service d'électricité • Réduire les impacts sanitaires et environnementaux du service d'électricité • Étendre rapidement l'accès à l'énergie aux clients non desservis et mal desservis • Encourager les innovations dans les réseaux électriques
Principes de conception	<ul style="list-style-type: none"> • Processus évolutif : le marché doit se développer de manière graduelle et progressive. • Transparence et non-discrimination : Les règles commerciales et le fonctionnement du MER doivent être fondés sur les principes de transparence et de non-discrimination. • Compétitivité : Le MRE doit être fondé sur la liberté des participants de commercer de manière compétitive • Promotion de l'expansion de la production : Des conditions appropriées doivent être mises en place pour le développement de la capacité de production. • Respect des réglementations nationales : Les MRE doivent être conçus en modifiant peu ou pas du tout les réglementations nationales • Facilitation de l'expansion des infrastructures : La plateforme d'échange doit faciliter l'expansion des infrastructures de transport • Règles faciles à comprendre et à mettre en œuvre : Pour que le marché réussisse, les règles d'échange doivent être claires, transparentes, faciles à comprendre et à appliquer. 	<ul style="list-style-type: none"> • Promouvoir l'efficacité du marché à court terme : La conception du marché doit encourager la concurrence de gros tout en préservant la fiabilité du système. • Permettre la participation du côté de la demande : La conception du marché doit garantir une forte participation de la demande sur le marché. • Fournir un accès ouvert : Le libre accès au réseau est un élément essentiel pour introduire la concurrence sur les marchés de l'électricité et accroître leur efficacité. • Garantir l'adéquation de l'offre : un cadre pour l'adéquation de l'offre à long terme doit être assuré pour répondre à la demande sans subir de contraintes d'approvisionnement

	<ul style="list-style-type: none"> • Accès aux infrastructures de transmission : Il doit y avoir un accès ouvert aux installations de transmission • Normes convergentes : Les pays doivent converger vers des normes communes pour un commerce transfrontalier sans faille. 	
Structure du marché	<ul style="list-style-type: none"> • Principalement intégrées verticalement, détenues et exploitées par le gouvernement. • La capacité de production est limitée, avec des technologies limitées dans le mix. Il n'y a pas de nucléaire, de charbon et de SER pour le moment. • Les producteurs font partie de l'intégration verticale, les investissements sont soumis aux décisions du gouvernement. • Le marché de gros n'est pas encore opérationnel dans la plupart des pays, en raison de la taille du marché et des infrastructures de transmission limitées. • Aucun effort pour réguler la taille de chaque producteur. Il n'y a pas de concurrence • Les technologies émergentes sont absentes pour le moment, mais elles seront intégrées dans la mise à jour de la conception. • La transmission est un élément essentiel de la structure du marché, avec une portée et une taille limitées. • Il n'y a pas de développement de l'infrastructure de transmission à l'initiative des SER. Cet élément sera intégré dans la conception finale du MRE 	<ul style="list-style-type: none"> • Substantiellement restructuré, les producteurs étant dissociés de la compagnie d'électricité pour se faire concurrence dans la desserte des charges. • - La capacité de production est considérable, avec de nombreuses technologies dans le mélange, y compris le nucléaire, les sources d'énergie renouvelables, le charbon, etc. • - Les producteurs opèrent sur un marché concurrentiel, prennent des décisions d'investissement, gagnent ou perdent en fonction de ces décisions. • Les marchés de gros fonctionnent, avec une capacité de production adéquate et une infrastructure de transmission solide. • Des efforts sont faits pour limiter la taille de chaque centrale de production afin d'éviter les problèmes de pouvoir de marché. • Les technologies émergentes dans la structure du MGE comprennent : La réponse à la demande, la production distribuée et les installations de stockage d'énergie distribuées. • La transmission est un élément essentiel de la structure du marché, la portée et la taille sont plus importantes en raison de l'état du marché. • Avec la pénétration croissante des SER sur ces marchés, le développement de l'infrastructure de transmission attire beaucoup d'attention.
Market Architecture	<ul style="list-style-type: none"> • Le marché de l'énergie consiste uniquement en un marché à terme. Le DAM et le RTM sont en cours de conception, mais ne sont pas encore opérationnels. • Le marché de capacité n'est pas développé • Le marché des services auxiliaires n'est pas entièrement développé en raison de la limitation de la capacité de production et de l'infrastructure de transmission. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les compléments du marché de l'énergie sont opérationnels. • Le marché de capacité est entièrement développé • Le marché des services auxiliaires est entièrement développé, avec tous les compléments pour le contrôle de la fréquence et de la tension, et les installations de démarrage à froid pour le démarrage du réseau.
Market Rules	<ul style="list-style-type: none"> • Il s'agit de l'encapsulation de toutes les caractéristiques de conception du marché. 	<ul style="list-style-type: none"> • Il s'agit de l'encapsulation de toutes les caractéristiques de conception du marché.

	<ul style="list-style-type: none"> • La portée des règles du marché est limitée par le niveau de développement du marché. • Les règles du marché comprennent les rôles attribués aux participants à la gouvernance du marché (PGM). • Les PGM comprennent l'autorité de régulation, l'opérateur de marché, l'opérateur de système et les opérateurs de réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> • En raison de la situation du marché de l'électricité dans ces pays développés, les règles sont élargies. • Outre les rôles de l'autorité de régulation, de l'opérateur de marché, de l'opérateur de système et des opérateurs de réseau, les règles du marché incluent les rôles attribués au comité consultatif du marché (CCM). • En raison du statut des marchés dans les régions développées, les dispositions des Règles de Marché dans les régions développées sont plus sophistiquées que les Règles de Marché Régionales de la CEDEAO.
--	---	--

7.2. Complexité du marché de l'électricité

L'examen des exemples internationaux de conception de marché a mis en évidence certaines complexités du marché de l'électricité, qui sont prises en compte dans toute bonne conception. Fondamentalement, les marchés de l'électricité sont complexes dans la mesure où ils combinent la physique de l'approvisionnement en électricité avec les principes de l'économie.

La complexité la plus fondamentale du marché de l'électricité est l'équilibre en temps réel de l'offre et de la demande. Cet équilibre est nécessaire en raison de l'impossibilité de stocker efficacement l'électricité. Les chocs d'approvisionnement peuvent être particulièrement importants et imprévisibles à la suite de la défaillance d'une grande unité de production ou d'une ligne de transport stratégique. Cette situation exige que l'exploitant du réseau dispose d'une quantité importante de ressources flexibles capables de monter ou de descendre rapidement en puissance en cas d'imprévu. Récompenser correctement ces ressources de réserve flexibles est un défi majeur de la conception du marché.

Une autre complexité importante du marché de l'électricité est la courbe de demande quasi verticale. Cela signifie que la demande réagit peu aux prix. Cela signifie que le marché est potentiellement vulnérable à l'exercice d'un pouvoir de marché du côté de l'offre, et que le côté de la demande est incapable de se protéger en réduisant la demande en réponse à des prix élevés. De plus, ce problème s'aggrave à mesure que le marché se rapproche du temps réel, en raison des options limitées.

La prochaine source de complexité est la contrainte de réseau, en particulier là où les ressources de production ou la demande de charge sont concentrées. Il y aura une incitation à exercer un pouvoir de marché du côté de l'offre lorsque les contraintes de réseau empêchent la production d'accéder à une concentration de la demande. Inversement, il y aura une incitation à exercer un pouvoir de marché du côté de la demande lorsque les contraintes de réseau empêchent l'accès des consommateurs à l'offre.

7.3. Principaux enseignements tirés de l'examen d'autres conceptions régionales du marché de l'électricité

Cette étude a comparé la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO avec les conceptions de certains autres marchés régionaux, typiquement, les marchés régionaux américains, européens, australiens et d'Afrique australe. L'étude révèle quelques leçons nécessaires pour la

conception du marché régional de la CEDEAO. Cette partie du rapport souligne certaines de ces leçons comme suit :

a. Le marché régional de l'électricité devrait évoluer d'un petit nombre de pays vers un arrangement de gros de plus en plus compétitif impliquant un plus grand nombre de pays, guidé par une feuille de route claire et limitée dans le temps. En termes d'architecture de marché, le marché régional de l'électricité devrait évoluer des contrats bilatéraux à long terme initiaux, vers l'utilisation du marché day-ahead et des marchés en temps réel, qui facilitent plus d'échanges et une plus grande efficacité du marché.

b. Les marchés de l'électricité doivent être conçus avec soin afin de réduire les possibilités d'abus de pouvoir sur le marché et de minimiser les défauts de conception. La conception doit être telle que la concurrence soit introduite progressivement dans le commerce de gros de l'électricité dans les pays en développement, étant donné l'absence générale des conditions nécessaires à une concurrence ouverte sur les marchés de l'électricité. Ceci peut être réalisé par étapes, comme suit :

- Répartir équitablement la capacité de production entre de nombreux propriétaires de générateurs afin d'éviter les situations où un générateur peut exercer un pouvoir de marché.
- Fournir un accès ouvert réglementé au réseau de transport à des tiers, permettant des échanges multi-acheteurs sur une base bilatérale entre les producteurs et les entités de service de charge (ESC).
- Structurer l'opérateur du système pour qu'il représente les intérêts de tous les participants au marché de gros, sans être sous l'influence induite d'un groupe de participants lorsqu'il répartit la capacité d'approvisionnement du système
- Veiller à ce que les LSE paient les producteurs intégralement et rapidement, et qu'à leur tour, les producteurs paient les fournisseurs de combustible intégralement et rapidement.

c. Une leçon importante tirée des pays développés du monde entier est que la conception initiale du marché présentera inévitablement des défauts. Cela implique la nécessité d'une surveillance continue du marché pour corriger ces défauts avant qu'ils ne se transforment en problèmes sérieux, et la nécessité d'un processus réglementaire crédible qui :

- Fixe des limites bien définies aux résultats acceptables du marché
- Définit les résultats qui justifient une intervention réglementaire
- Clarifie à l'avance la forme de toute intervention réglementaire légitime et donne suite à ces engagements préalables en cas de violation des normes relatives aux résultats acceptables du marché.

d. La surveillance du marché et la supervision réglementaire sont importantes pour le développement réussi du marché de l'électricité. La surveillance du marché a pour but de détecter et de vérifier les abus de pouvoir sur le marché, de corriger les défauts de conception et de prévenir d'autres abus. Cependant, la conception de procédures de surveillance du marché théoriquement solides et pratiquement utiles est une tâche difficile dans le développement des marchés de l'électricité. Il faut donc veiller à concevoir des mécanismes réglementaires qui n'exacerbent pas davantage les difficultés du marché. Il s'agit de s'assurer que la situation où le remède à une maladie n'est pas pire que la maladie, puisque des mécanismes réglementaires excessifs peuvent introduire plus de dommages économiques que le pouvoir de marché qu'ils tentent d'empêcher. Le régulateur doit concevoir des protocoles proactifs pour une intervention réglementaire rapide afin de corriger les défauts de conception aussi rapidement que possible, y compris en ordonnant des remboursements dès que des prix injustes et déraisonnables sont constatés.

e. Les transactions bilatérales à terme devraient être les transactions centrales du marché, représentant la grande majorité du volume. Ces transactions devraient être soutenues par les marchés de l'énergie et des réserves en temps réel et à court terme.

Les contrats à terme jouent un rôle important dans l'atténuation des incitations à exercer un pouvoir de marché. Un fournisseur qui a vendu 100 % de sa production sur le marché à terme n'est pas incité à manipuler le prix au comptant. Dans ce cas, tant les vendeurs que les acheteurs ont intérêt à conclure des contrats à terme, car ceux-ci réduisent les risques des deux parties. Les contrats à terme sont des contrats financiers qui permettent aux parties de bloquer des prix acceptables. Un fournisseur peut décider de satisfaire son obligation de charge par des achats au comptant, lorsque le prix au comptant est inférieur au coût du fournisseur. Idéalement, le prix au comptant est utilisé pour évaluer les écarts par rapport aux positions prises sur les marchés à terme. Le prix au comptant est moins important et l'incitation à la manipulation est donc fortement réduite.

f. Le marché doit être géré par des prestataires de services indépendants de toute partie prenante. Il est donc important que l'OSM indépendant soit établi pour le MRE dès que possible.

g. Les moyens d'atténuation et de surveillance du pouvoir de marché doivent être inclus dans les règles de fonctionnement du marché. Des règles de marché stables et cohérentes encourageront les investissements et favoriseront un commerce efficace au-delà des frontières du marché.

h. La planification du transport est une activité centrale des fournisseurs de services indépendants. Les extensions du réseau de transport sont payées par ceux qui bénéficient de l'infrastructure de transport spécifique. L'accès au réseau doit être rationné par le prix et sur une base non discriminatoire.

i. La réponse à la demande doit être reconnue comme essentielle à la fois pour la fiabilité et l'atténuation du pouvoir du marché. La réponse à la demande est essentielle pour éviter les défaillances du marché en cas de production insuffisante. La réponse à la demande est une forme de réserve, offrant la flexibilité dont l'OS a besoin pour équilibrer l'offre et la demande en temps réel. La réponse à la demande est mise sur un pied d'égalité avec les plans d'expansion de l'offre et du transport. Grâce à la réponse à la demande, il y a moins de demande lorsque les prix augmentent, ce qui libère la capacité pour améliorer la fiabilité, même en cas de limitation de la production. De même, la fiabilité est renforcée par les plans d'extension du réseau de transport, car ils permettent de réduire la congestion du réseau, d'améliorer la qualité de l'électricité et de faciliter l'accès au réseau.

Une bonne conception du marché est essentielle au succès des marchés de l'électricité. La plus grande motivation pour la restructuration de l'industrie de l'électricité est la reconnaissance du fait que l'extension de la portée géographique des marchés de l'électricité peut apporter des gains importants en termes d'efficacité et de fiabilité. Ces gains sont perdus dans la mesure où des conceptions de marché incompatibles empêchent les échanges entre les marchés nationaux.

Une bonne conception du marché commence par une compréhension approfondie des participants au marché, de leurs incitations et des problèmes économiques que le marché entend résoudre. Lors de la conception du marché régional de l'électricité, ces éléments clés doivent être pris en compte. La conception du marché doit s'inspirer des succès et des échecs passés des marchés réels dans le monde. Idéalement, la conception comprendra tous les ingrédients clés du succès et évitera les défauts qui ont conduit à des échecs du marché, comme l'ont observé les examens

Une bonne conception du marché commence également par l'objectif principal de la conception, qui est la production efficace et fiable d'électricité pour satisfaire la demande, y compris la fiabilité à court terme et les décisions d'investissement efficaces à long terme. En outre, une bonne conception du marché ne doit pas conduire à l'inefficacité du marché, à l'exercice d'un pouvoir de marché, à une réduction de la concurrence ou à une dégradation de la fiabilité. Les bonnes conceptions du marché doivent non seulement garantir l'adéquation des ressources, mais aussi la suffisance des revenus.

Lorsque des ressources adéquates sont acquises, elles doivent avoir la possibilité de gagner suffisamment de revenus pour rester sur le marché. Si les revenus ne suffisent pas à couvrir les coûts fixes et variables, il est probable que les ressources se retireront du marché, ce qui pourrait compromettre la fiabilité à long terme.

Les cas de l'échec du marché californien et du succès du marché du Massachusetts sont des exemples typiques de la façon dont la conception du marché peut favoriser l'échec ou le succès du marché. Dans le cas du Massachusetts, lorsque le coût de l'approvisionnement de la charge était supérieur aux tarifs réglementés, les services publics étaient compensés pour les coûts réels par des frais qui s'ajoutaient aux factures des consommateurs sur une certaine période. Dans le cas de la Californie, les revenus de détail des services publics étaient fixés aux taux réglementés. Elles ne recevaient aucune compensation dans le cas où les prix de gros dépassaient les tarifs réglementés. Cette situation, conjuguée au fait que les compagnies n'étaient pas autorisées à acheter de l'électricité dans le cadre de contrats à terme, les exposait à d'énormes risques de prix.

On s'attend à ce que les défauts les plus évidents soient identifiés et éliminés avant la mise en œuvre du marché, mais malheureusement, ce n'est pas toujours le cas. Il existe des exemples de défauts de base du marché qui ont non seulement survécu au processus de conception, mais qui ont également perduré pendant une longue période après l'identification des défauts. En général, un groupe de participants au marché profite de ces défauts, et si ce groupe est suffisamment important, il peut bloquer les mesures visant à corriger le problème.

8. Défis pour la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO

Une bonne conception du marché devrait garantir l'absence de toute incitation à l'exercice d'un pouvoir de marché et d'autres comportements malsains sur le marché de l'électricité. Cependant, le marché de l'électricité présente naturellement certaines complexités, qui constituent des défis pour la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO. Certains de ces défis, que le MER de la CEDEAO doit relever pour atténuer certains des défauts de sa conception comprennent :

- a. Le réseau de transmission et les ressources de production de chacun des Etats membres ont des limites physiques, ce qui rendra difficile le développement du REM de gros.
- b. Il y a une incertitude significative dans l'offre et la demande, et celles-ci doivent être équilibrées à tout moment.
- c. La disponibilité de ressources de réserve adéquates pour maintenir l'équilibre en temps réel de l'offre et de la demande, et la disponibilité d'incitations appropriées pour encourager la fourniture de ces ressources flexibles.
- d. La variabilité et l'incertitude sont les caractéristiques de l'électricité. Avec l'intérêt croissant et la pénétration de la production d'énergie renouvelable sur le marché de l'électricité, les défis de la variabilité et de l'incertitude deviendront plus prononcés sur le marché de l'électricité. Par conséquent, les gestionnaires de réseau nationaux et les gestionnaires de réseau régionaux devront être prêts à relever ces défis supplémentaires au fur et à mesure que les SER seront déployées dans le réseau.
- e. Le fait que les consommateurs soient isolés des prix réels de l'électricité, sensibles au temps, est un défaut et un défi majeur. (les clients ne peuvent pas réagir à la fois aux prix de gros et de détail de l'électricité).
- f. Les consommateurs ne peuvent pas choisir le niveau de leur fiabilité électrique individuelle. Dans ce cas, il n'est généralement pas possible, d'un point de vue technique ou économique,

de différencier les niveaux de fiabilité pour les consommateurs (en particulier les consommateurs résidentiels) qui peuvent être prêts à payer plus pour un service fiable ou, inversement, les clients qui peuvent être prêts à recevoir un niveau de fiabilité inférieur en échange de prix plus bas. Il s'agit là encore d'un défaut lié à la demande et d'un défi majeur dans la conception du marché de l'électricité.

- g. Un défi important pour la conception du marché est la suffisance des revenus pour la fiabilité à long terme. Ceci est lié aux tarifs et à la gestion des pertes d'énergie.
- h. Le niveau de développement des marchés nationaux et la capacité de régulation limitée des autorités nationales de régulation dans la région, signifie qu'il y a très peu de réglementations pour réguler les marchés. L'exigence selon laquelle le MRE doit être conçu avec peu ou pas de modification des réglementations nationales n'est pas considérée comme très pertinente pour le MRE de la CEDEAO, en particulier lorsque l'harmonisation de base des cadres réglementaires nationaux est nécessaire pour la performance optimale du MRE.
- i. Convergence des principes généraux de la conception du marché et de leurs applications aux marchés nationaux existants. Cette convergence favorisera la mise en œuvre du commerce transfrontalier entre les Etats membres de la CEDEAO.
- j. Les caractéristiques de la production d'énergie renouvelable (en particulier les sources de production variables - vitesse du vent et irradiance solaire) créent des défis uniques dans la planification et l'exploitation du système électrique, ainsi que dans la conception du marché de l'électricité. Ces sources de production variables ont des coûts variables nuls, en raison de la gratuité du combustible, ce qui peut influencer les résultats et les performances du marché de l'électricité.
- k. Étant donné que la production renouvelable est variable et intermittente, et que la production nucléaire est très peu flexible, les générateurs conventionnels doivent rester synchronisés dans le système et fonctionner à charge partielle comme source d'énergie de secours et fournisseur de flexibilité. La sous-utilisation des générateurs conventionnels implique une réduction du rapport coût-efficacité de leur exploitation, qui sera aggravée par l'augmentation des cycles de démarrage et d'arrêt courts, induits par la variabilité du système et les exigences de montée en puissance.

9. Recommandations pour l'amélioration de la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO

A bien des égards, la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO est conforme, dans les objectifs et les principes, aux normes de meilleures pratiques dans la conception des marchés de l'électricité. Il existe des différences dans la structure du marché, l'arrangement commercial et les règles du marché, mais celles-ci sont principalement le résultat des différences dans les niveaux de développement et de sophistication des marchés régionaux. Au fur et à mesure que le réseau électrique de la CEDEAO s'étend et que le marché se développe, la conception sera revue et la plupart de ces différences seront éliminées. Cependant, étant donné les lacunes identifiées et les défis posés à la conception du marché régional de l'électricité de la CEDEAO, les recommandations ci-dessous, qui sont cohérentes avec la conception du marché pour les bonnes pratiques industrielles et les systèmes électriques en évolution, ont été proposées pour l'amélioration de la conception du marché régional de la CEDEAO:

9.1. Recommandations sur la conception globale du marché

- a. La conception du marché régional de l'électricité a prévu les conditions de l'efficacité du marché à court terme, ainsi que les conditions des investissements à long terme sur le marché. Ces conditions doivent être revues pour garantir leur applicabilité, car il s'agit des objectifs essentiels de la conception du marché de l'électricité.
- b. La structure du marché doit être aussi simple que possible et construite autour des clients. La structure doit soutenir le marché actuel, ainsi que le marché futur.
- c. La conception du marché pour la région doit prendre en compte la variabilité de la consommation d'électricité et la production intermittente des sources d'énergie renouvelables (SER). Ceci est en considération de l'importance croissante et de la contribution grandissante des SER dans le mix de production global. Le marché doit être suffisamment flexible pour faire face aux défis posés par l'augmentation des niveaux de SER.
- d. Comme dans d'autres marchés régionaux, les objectifs du marché régional de la CEDEAO doivent être définis dans une perspective à long terme et revus de temps en temps, à la lumière des changements et des expériences réelles découlant de la réalité actuelle du marché régional de l'électricité en voie de maturité. Ceci est conforme au principe de gradualisme, sur lequel le Marché Régional de l'Electricité de la CEDEAO est basé.
- e. Il est nécessaire de prendre en compte l'intérêt croissant pour le marché national de l'électricité où les consommateurs sont également producteurs d'électricité (c'est-à-dire les Prosumers), dans la conception du MER.
- f. La conception du Marché doit, avant tout, assurer un approvisionnement en électricité sûr, durable, abordable et compétitif pour tous les clients.
- g. Les marchés de l'électricité sont extrêmement complexes et sujets à des problèmes, il est donc recommandé que la conception du marché, à n'importe quelle phase, subisse au moins un test minimal (test de fond) avant la mise en œuvre. Des conceptions non testées ont provoqué des échecs réels du marché. Les fournisseurs sont prompts à tirer profit des défauts de conception, en particulier ceux qui paient cher des produits qui valent moins. Un test modérément rigoureux impliquerait une simulation de la conception du marché. En testant le marché, nous testons la structure, l'architecture et les règles.
- h. Il est nécessaire d'avoir un cadre institutionnel et juridique clair et transparent, tant au niveau régional que national, sur lequel la conception du marché régional de l'électricité sera basée.
- i. La rareté de l'approvisionnement en électricité est un problème national, mais des surcapacités se produiraient si ce problème national était résolu au niveau national. Une coordination régionale est donc recommandée pour apporter une solution à la question de la rareté de l'approvisionnement au niveau national.
- j. Amélioration de la portée des connexions transfrontalières : Il convient de promouvoir les interconnexions avec d'autres systèmes, qui permettent un partage à grande échelle de l'énergie, des services auxiliaires et des ressources de secours.
- k. La conception du marché régional de l'électricité, ainsi que les révisions de cette conception, doivent être en grande partie le fait d'experts qui se concentrent uniquement sur les objectifs du marché afin de produire une conception qui éliminera autant de défauts que possible et encouragera les échanges transfrontaliers.

-
- I. Un niveau minimum d'harmonisation des cadres réglementaires devrait être encouragé étant donné le niveau de développement des marchés nationaux ainsi que la capacité limitée des ARN. Cela peut impliquer le changement des politiques et des réglementations nationales en matière d'électricité et devra être fait pour le bon fonctionnement du MER et le développement rationalisé du marché.

9.2. Recommandations sur les impacts des énergies renouvelables

- a. La production d'électricité à partir de sources renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire est l'avenir du système électrique mondial, mais ces sources d'énergie sont connues pour leur grande variabilité et leur imprévisibilité, en particulier lorsqu'elles sont mises en œuvre à grande échelle. Compte tenu de ces défis technico-économiques associés à la pénétration des sources d'énergie renouvelables (SER) dans le système électrique, les recommandations suivantes sont nécessaires pour parvenir à un système énergétique stable à un niveau de pénétration raisonnable, et réduire la réduction de la production renouvelable et les pertes d'efficacité de la production conventionnelle, ainsi que limiter les niveaux de demande de pointe et donc éviter les investissements à forte intensité de capital dans la production sous-utilisée et les actifs de réseau.
- b. Mise en œuvre de réponses à la demande (DSR) : Les dispositifs DSR peuvent redistribuer la consommation d'électricité dans le temps sans compromettre de manière significative la qualité du service fourni aux clients.
- c. Mise en œuvre d'installations de stockage de l'énergie : Les technologies de stockage d'énergie ont la capacité d'agir à la fois comme des sources de demande et de production, et de programmer de manière flexible leur entrée/sortie sur plusieurs échelles de temps.
- d. Investissements dans la production flexible : Les progrès réalisés dans les technologies de production conventionnelles leur permettent d'offrir une plus grande flexibilité au système. Cela est dû à leur capacité à démarrer plus rapidement, à fonctionner à des niveaux inférieurs de production d'électricité (production minimale stable) et à modifier plus rapidement leur production pour maintenir la fréquence du système dans ses limites réglementaires. De cette façon, le besoin de centrales conventionnelles synchronisées, avec les coûts associés pour prendre en charge l'instabilité des SER, sera moindre.
- e. Introduction d'une réponse latérale de distribution (DSR) et d'un stockage d'énergie (ES) permettant de limiter et de lisser la demande de pointe, ainsi que d'alimenter le système pendant les périodes de production bon marché limitée (en particulier pendant les nuits où les centrales solaires sont hors service).

9.3. Recommandations sur la structure, l'architecture et les règles du marché

- a. Du point de vue de la structure du marché, la conception doit garantir que les conditions d'exercice d'un pouvoir de marché ne sont pas favorisées. Ces conditions incluent l'existence d'acteurs du marché suffisamment importants pour influencer les prix à leur avantage. La structure systémique du marché et la structure de financement des participants doivent promouvoir la fiabilité et le caractère abordable de l'approvisionnement en électricité.
- b. Un problème majeur des marchés de l'électricité est qu'une attention insuffisante est accordée à l'implication du pouvoir de marché. Sur tous les marchés, l'absence de réponse à la demande a énormément contribué à la vulnérabilité du marché à l'exercice d'un pouvoir de marché. Il est donc essentiel qu'au moins certains consommateurs d'électricité aient la possibilité de voir et de réagir aux prix de l'électricité en temps réel dans la région.

-
- c. Il a été démontré que l'exercice d'un pouvoir sur le marché constitue un abus de marché majeur par le biais du comportement stratégique des sociétés de production sur le marché de l'électricité. Certaines des mesures visant à atténuer cet abus sont les suivantes :
- Promouvoir la séparation des entreprises dominantes afin de limiter la part de marché de chaque entreprise. Dans ce cas, une entreprise possédant, par exemple, six énormes unités de production peut être divisée en trois entreprises possédant chacune deux unités.
 - Encourager l'entrée de nouveaux participants afin de favoriser la concurrence.
 - Imposer des prix plafond et plancher aux participants
- d. Du point de vue de l'architecture du marché, la conception doit spécifier les types de sous-marchés à exploiter sur le marché, le dispositif d'échange applicable, pour un fonctionnement durable et efficace du marché.
- e. Du point de vue des règles du marché, la conception doit prévoir des dispositions pour tous les sous-marchés, les dispositions de négociation ainsi que tous les bons comportements du marché et les relations applicables sur le marché. Les règles du marché doivent prévoir le contrôle de la conformité des participants aux dispositions, ainsi que l'application de la conformité. Étant donné que certaines questions n'ont pas été prises en compte lors de l'élaboration des règles, il doit y avoir des dispositions permettant de modifier les règles chaque fois que le besoin s'en fait sentir.
- f. Du point de vue de la bonne pratique des services publics, l'objectif clé du marché de l'électricité est la fourniture d'une électricité fiable au moindre coût pour les consommateurs. Par conséquent, le marché doit être conçu, avec les caractéristiques de conception (c'est-à-dire la structure du marché, l'architecture et les règles), de manière à garantir la réalisation de l'objectif susmentionné.

10. Fonctions opérationnelles du marché régional de l'électricité de la CEDEAO et indicateurs associés

Les fonctions opérationnelles du MRE sont les fonctions critiques qui ont un impact direct sur la fiabilité du système électrique interconnecté de l'EEEOA, ainsi que sur le développement et le fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité. Fondamentalement, les fonctions sont des groupes de tâches nécessaires pour maintenir la fiabilité du système électrique et le fonctionnement efficace du marché de l'électricité. Les indicateurs associés sont les procédures d'exécution des fonctions (pour l'étape de préparation du marché régional de l'électricité) et les résultats du marché sous forme de données (pour l'étape de fonctionnement/mise en œuvre du marché). En d'autres termes, la disponibilité de ces procédures est une indication que les fonctions seront mises en œuvre. Ces indicateurs pour la préparation du marché traitent des aspects plus larges ou des questions macro de la surveillance du marché, qui sont principalement suivis par observation. D'autre part, les indicateurs pour la mise en œuvre du marché de l'électricité sont les données du marché (par exemple, les chiffres, les valeurs ou les niveaux de quelque chose par rapport à quelque chose d'autre) pour l'évaluation de la performance d'un participant au marché ou du marché de l'électricité, c'est-à-dire les résultats de la mise en œuvre du marché. Les indicateurs de mise en œuvre du marché de l'électricité concernent les questions micro ou spécifiques de la surveillance du marché, qui sont contrôlées par la collecte, la validation et l'analyse des données.

Les activités opérationnelles du marché de l'électricité peuvent être divisées en deux catégories, à savoir les activités techniques (ou physiques) et les activités commerciales (ou marchandes). Les

Fonctions Techniques du marché de l'électricité sont intégrées dans : Les fonctions de production, de transport, d'exploitation du réseau et de distribution, et sont principalement responsables de la fiabilité et de la stabilité technique du système électrique régional. Ces activités comprennent les activités liées à l'exploitation et à la planification.

Les activités commerciales sont intégrées dans les opérations du marché de gros (comprenant les marchés bilatéraux, day-ahead, en temps réel, et les services auxiliaires), et les opérations du marché de détail. Ces activités sont responsables du développement, de la stabilité commerciale et du fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité.

Les récits suivants décrivent les activités de marché identifiées dans les documents du marché régional. Ils montrent également les relations entre les activités de marché et les indicateurs associés, ainsi que les repères, sur lesquels la surveillance du marché régional de l'électricité est basée. La surveillance du marché implique le contrôle du comportement des participants au marché et des institutions du marché régional, afin de garantir la conformité avec les dispositions techniques et commerciales des documents du marché. Elle implique également l'évaluation régulière et l'appréciation des documents du marché en ce qui concerne l'adéquation et l'efficacité du marché régional de l'électricité, ainsi que la conception du marché afin de détecter tout défaut qui pourrait entraîner une inefficacité ou une défaillance significative du marché. Les documents de marché peuvent être révisés si nécessaire pour assurer la pertinence et l'adéquation.

10.1. Fonctions techniques

Comme indiqué ci-dessus, les activités techniques sont celles qui ont trait à la fiabilité du réseau électrique régional et sont appelées activités de Fiabilité du Système électrique (FSE). Ces activités sont les suivantes :

10.1.1. Fonction PSR-1 : Rédaction et approbation du manuel d'exploitation du WAPP (Règlement C/REG.27/12/07, Section e.18)

L'objectif du Manuel d'Exploitation de l'EEEOA est de s'assurer que tous les systèmes électriques interconnectés du Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA) exploitent le réseau interconnecté de manière efficace et effective et qu'ils participent équitablement aux obligations et aux bénéfices résultant de l'Interconnexion. Le manuel est conçu pour assurer un fonctionnement coordonné entre les systèmes électriques interconnectés et pour atteindre des niveaux élevés de fiabilité et de contrôle du système aux points d'interconnexion. Le manuel, qui est basé sur l'expérience technique et opérationnelle accumulée au fil des ans, spécifie comment les directives opérationnelles de l'EEEOA doivent être mises en œuvre.

Tous les services publics interconnectés de l'EEEOA doivent se conformer au contenu de ce document. Tout comme dans le cas des règles du marché régional, il peut également être utilisé comme base pour préparer des documents plus détaillés (par exemple, des procédures opérationnelles) régissant le fonctionnement de chaque réseau individuel. Le manuel d'exploitation de l'EEEOA permettra à tous les systèmes électriques interconnectés de surveiller les opérations du réseau ouest-africain et de les comparer à une référence. Ce document doit être révisé au fur et à mesure que le besoin s'en fait sentir.

Certaines des tâches impliquées dans la rédaction du manuel d'exploitation de l'EEEOA sont les suivantes:

- Définir les normes à respecter par chaque utilisateur du réseau régional.
- Fournir des procédures de contrôle du respect des normes

-
- Fournir des procédures pour effectuer la planification opérationnelle des interconnexions.

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité avec les dispositions de la conception du marché**, qui spécifie les objectifs, les principes et la méthodologie pour développer le manuel d'exploitation. La conformité aux dispositions de conception du marché dans le développement du manuel d'exploitation de l'EEEOA est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette fonction est la disponibilité du manuel.

10.1.2. Fonction FSE-2 : Planification opérationnelle des interconnecteurs (ME-EEEOA, D4)

La planification opérationnelle des Interconnecteurs implique l'évaluation de la fiabilité des Interconnecteurs. Cela signifie qu'il faut évaluer la capacité des interconnecteurs à répondre à la demande de puissance et d'énergie à tous les points de livraison, à tout moment, dans le respect des normes acceptables. La fiabilité des Interconnecteurs peut être définie par deux attributs fondamentaux et fonctionnels, à savoir l'adéquation et la sécurité.

L'adéquation est une mesure de la capacité d'un Interconnecteur à répondre à la demande globale de puissance électrique et d'énergie des clients, en tenant compte des pannes planifiées et imprévues des composants du système. **La sécurité** est une mesure de la capacité de l'Interconnecteur à résister à des perturbations soudaines telles que des courts-circuits électriques ou des pertes imprévues de composants du système.

L'évaluation de la fiabilité des Interconnecteurs consiste à déterminer si le réseau de transport est suffisamment dimensionné pour accueillir les importations et exportations potentielles résultant des différents échanges transfrontaliers. Au niveau de l'EEEOA, l'analyse de l'adéquation du système de transmission se concentre sur les interconnexions et sur les lignes internes, qui ont un effet direct sur les échanges internationaux.

Sur la base des résultats de l'évaluation de la fiabilité, les zones de faiblesse du réseau seront identifiées et les opérations de répartition de la production et de la charge seront guidées.

Certaines des tâches impliquées dans la planification opérationnelle des interconnecteurs sont les suivantes :

- L'évaluation de la capacité du réseau électrique à fournir du courant et de l'énergie aux points de livraison à tout moment dans le respect des normes acceptables.
- Réaliser l'adéquation de la production pour la région afin d'établir une prévision d'équilibre de puissance
- Réaliser l'adéquation du système de transmission pour le système interconnecté du WAPP.
- Réaliser une analyse du système pour évaluer la fiabilité du système interconnecté et déterminer les besoins d'investissement.

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la planification opérationnelle des interconnecteurs**, qui expliquent les principes et les méthodologies pour la planification opérationnelle des interconnecteurs dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette fonction est la disponibilité des procédures.

10.1.3. Fonction FSE -3 : Traiter les questions d'événements de force majeure (EFM) sur le marché de l'électricité (RMR, Art.11)

Un événement de force majeure est un événement imprévisible et hors du contrôle raisonnable des participants au marché, qui empêche l'une des parties d'exécuter ses obligations en vertu des contrats

bilatéraux, du RMR ou du manuel d'exploitation. En cas d'événement de force majeure, les conditions des règles du marché sont suspendues, et aucune pénalité financière n'est attachée à une partie pour le manquement à ses obligations en raison de l'événement de force majeure.

Les GRT du ou des pays à l'intérieur desquels l'événement de Force Majeure se produit doivent faire tout leur possible pour atténuer les conséquences de l'événement sur le réseau de transport régional, conformément aux procédures de traitement des événements de Force Majeure, ainsi qu'aux pratiques prudentes des services publics.

Le processus de notification des événements, de déclaration des événements et des actions prises pour atténuer leurs impacts est important pour la croissance et le fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité. L'ARREC a la responsabilité de déclarer un événement comme un événement de force majeure.

Certaines des tâches impliquées dans le traitement des questions de Force Majeure sont les suivantes :

- L'OSM doit être rapidement informé par la partie affectée par l'EFM de l'impossibilité de remplir ses obligations.
- Suspension des termes et conditions du RMR
- L'OSM informe tous les participants au marché de l'événement.
- L'OSM vérifie la portée de l'EFM et informe tous les participants non affectés qu'ils peuvent poursuivre leurs échanges.
- Les GRT des pays concernés doivent atténuer les conséquences de l'événement sur le réseau de transmission régional.

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour traiter les questions de force majeure**, qui spécifient les modalités de traitement de ces questions sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette fonction est la disponibilité des procédures.

10.1.4. Fonction FSE-4 : Programmation des échanges de l'interconnexion (ME-EEEOA, D3.3)

La programmation de l'interconnexion implique la détermination de la capacité maximale des lignes d'interconnexion entre les zones de contrôle, la programmation et la mise en œuvre des échanges entre les zones de contrôle et la surveillance en temps réel des flux d'énergie transfrontaliers entre les zones de contrôle.

Le montant net de la programmation des échanges entre les zones de contrôle ne doit pas dépasser les limites de transfert mutuellement convenues de l'interconnexion. L'ensemble du réseau, y compris les lignes d'interconnexion, doit être exploité de manière à ce qu'une capacité suffisante soit disponible pour la fourniture d'énergie, y compris la réserve d'énergie pour l'équilibrage du système.

Certaines des tâches impliquées dans la programmation de l'interconnexion sont les suivantes :

- Détermination de la capacité de transmission entre les zones de contrôle sur la base de critères de fiabilité afin d'assurer la sécurité du réseau de l'EEEOA.
- Communiquer la capacité de transmission au CIC.
- Evaluation et publication de la capacité sur le site Internet de l'EEEOA par le CIC.
- Planifier et mettre en œuvre les échanges entre les zones de contrôle.
- Suivi en temps réel du flux d'énergie transfrontalier entre les zones de contrôle.

L'indicateur pour la fonction de programmation des interconnexions est la **conformité avec les procédures approuvées pour la programmation des interconnexions**, qui spécifie les étapes et les modalités de la programmation des interconnexions sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette fonction est la disponibilité des procédures.

10.1.5. Fonction FSE-5 : Gestion de la congestion (ME-EEEOA, D2.2.5)

La congestion est une situation dans laquelle la capacité d'une interconnexion entre Zones de Contrôle est insuffisante pour accueillir tous les échanges programmés. Une congestion existe si le critère d'exploitation (N-1) ne peut être satisfait en raison du flux de charge sur le réseau considéré.

Si, de l'avis d'une partie, l'échange programmé peut compromettre la sécurité de l'approvisionnement de son réseau, cette partie a le droit de demander à l'autre partie de réduire son importation ou son exportation à un montant qui sera spécifié par la Zone de Contrôle concernée. La partie ainsi sollicitée doit s'exécuter rapidement.

Le critère N-1 peut être défini comme tout événement unique probable conduisant à la perte d'un élément quelconque du système électrique et ne mettant pas en danger la sécurité de l'exploitation interconnectée. (déclencher un déclenchement en cascade ou la perte d'une quantité importante de charge). Dans ce cas, l'arrêt d'une unité de production ou d'un élément de transmission n'aura pas d'impact négatif sur l'approvisionnement des clients.

Certaines des tâches impliquées dans la gestion de la congestion sont les suivantes :

- Déterminer la capacité de charge maximale des systèmes du réseau.
- Gérer le transport et la distribution de l'électricité entre les clients importants, en fonction des priorités.
- Installation de prises de transformateurs pour la régulation de la tension et le contrôle des pertes.
- Réordonnancement de la production et réduction des transactions
- Développer et imposer des frais de congestion aux utilisateurs du réseau.
- Renforcer les limites de capacité de charge maximale du réseau en améliorant le niveau de puissance réactive.
- Développer et appliquer l'utilisation de prix par zone sur certaines parties du réseau de transport pour contrôler la charge sur le réseau.

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la gestion de la congestion**, qui expliquent comment la congestion de l'interconnexion peut être gérée sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que l'indicateur de référence associé à cette fonction est la disponibilité des procédures.

10.1.6. Fonction FSE-6 : Coordination avec les Zones de Contrôle voisines et les GRTs en cas d'urgence (RMR, Art.23)

Toutes les conditions s'écartant du fonctionnement normal doivent être considérées comme des conditions anormales ou des urgences. Le gestionnaire du réseau affecté doit être obligé et donc autorisé à prendre toutes les mesures nécessaires pour éviter que la perturbation ne s'étende et/ou pour assurer un rétablissement efficace de l'approvisionnement. Ces mesures doivent avoir la priorité sur les intérêts individuels des utilisateurs du système.

En termes spécifiques, chaque Zone de Contrôle doit contribuer à la correction d'une perturbation conformément à son Coefficient de Contribution respectif pour le Contrôle Primaire. Le Coefficient de Contribution est le rapport entre la capacité de production de la Zone de Contrôle et la capacité de production de l'ensemble du Système Electrique Interconnecté. De plus, chaque Zone de Contrôle doit contribuer à la marge de réserve selon les besoins. Les parts respectives sont définies en multipliant la marge de réserve calculée de l'ensemble du système interconnecté et les coefficients de contribution des différentes zones de contrôle.

Le Comité d'ingénierie et d'exploitation de l'EEEOA détermine le coefficient de contribution de chaque zone de contrôle sur une base annuelle et met les valeurs en application le 1er janvier de l'année suivante.

Certaines des tâches impliquées dans la coordination avec les zones de contrôle voisines et les GRT en cas d'urgence sont les suivantes :

- Toutes les conditions s'écartant du fonctionnement normal doivent être considérées comme des urgences.
- L'opérateur du système affecté doit prendre toutes les mesures nécessaires pour empêcher la propagation de toute perturbation et pour assurer un rétablissement efficace de l'approvisionnement.
- Un opérateur de système qui connaît ou prévoit un fonctionnement dans des conditions anormales doit communiquer son état actuel et prévu aux autres opérateurs de système voisins et en informer l'OSM.
- Les autres systèmes électriques capables de fournir une assistance doivent déclarer leurs capacités.
- Dès qu'un système prévoit qu'il pourrait être confronté à un fonctionnement dans des conditions anormales, les exploitants de centrales électriques, de distribution et de transport doivent être informés afin qu'ils puissent réagir rapidement et de manière appropriée à la situation.
- En cas d'urgence, la tâche principale de tous les systèmes est de maintenir la stabilité du système électrique interconnecté de l'EEEOA. L'opérateur du système dans lequel l'urgence se produit doit immédiatement prendre toutes les mesures possibles pour rétablir des conditions de fonctionnement normales.

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité avec les procédures d'exploitation approuvées dans des conditions d'urgence**, qui décrivent la méthodologie détaillée pour la restauration du système après une perturbation dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette fonction est la disponibilité des procédures de restauration du système.

10.1.7. Fonction FSE-7 : Communication entre les Zones de Contrôle, les GRTs nationaux et l'OSM (RMR, Art.25)

Chaque réseau électrique et zone de contrôle doit être équipé d'installations de communication adéquates et fiables en interne et avec d'autres réseaux électriques et zones de contrôle afin d'assurer l'échange d'informations nécessaires au maintien de la fiabilité du réseau électrique interconnecté. Les procédures de communication entre centres de contrôle doivent être établies par les opérateurs de réseaux électriques et de zones de contrôle afin de garantir que les communications entre le personnel d'exploitation sont cohérentes, efficaces et effectives dans des conditions normales et d'urgence.

Certaines des tâches impliquées dans la communication entre les zones de contrôle, les GRT nationaux et l'OSM sont les suivantes :

- Chaque réseau électrique et zone de contrôle doit être équipé d'installations de communication adéquates et fiables en interne et avec d'autres réseaux électriques et zones de contrôle pour assurer l'échange d'informations nécessaires au maintien de la fiabilité du réseau électrique interconnecté.
- Les procédures de communication entre centres de contrôle doivent être établies par les opérateurs de réseaux électriques et de zones de contrôle afin de garantir que les communications entre le personnel d'exploitation sont cohérentes, efficaces et effectives dans des conditions normales et d'urgence.

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité avec les procédures de communication approuvées entre les institutions du marché**, qui décrivent la méthodologie détaillée pour la communication entre les zones de contrôle, les GRT nationaux et l'OSM, dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette fonction est la disponibilité des procédures pour établir et maintenir la communication entre les institutions.

10.1.8. Fonction FSE-8 : Maintien des flux inter et intra-zone (RMR, Art.23)

L'une des principales fonctions des zones de contrôle du marché régional de l'électricité est de garantir le maintien des flux d'énergie inter et intra-zone, tant en termes de quantité que de qualité (tension et fréquence).

La principale tâche liée au maintien des flux inter et intra-zone est la suivante

- Veiller à ce que les flux d'énergie inter et intra-zone soient maintenus sur le marché régional de l'électricité, tant en quantité qu'en qualité (tension et fréquence).

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour le maintien des flux inter et intra-zone**, qui détaillent les modalités de maintien des flux d'énergie dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette fonction est la disponibilité des procédures de maintien des flux inter et intra dans le MRE.

10.1.9. Fonction FSE-9: Maintien des flux convenus au niveau régional dans l'Interconnecteur (RMR, Art.25)

Chaque Zone de Contrôle est physiquement délimitée par la position géographique des points de livraison pour la mesure des échanges de puissance vers le reste du réseau interconnecté. Dans chaque zone de contrôle, la différence entre le programme Day-ahead et la répartition en temps réel mesurée au niveau des lignes de raccordement entre les zones de contrôle adjacentes (Ecart de Zone de Réglage) doit être maintenue proche de zéro à tout moment.

Afin de maintenir l'erreur de contrôle de zone (EZR) proche de zéro, le contrôle doit être automatique. Chaque opérateur de zone de contrôle doit utiliser des sous-systèmes tels que le contrôle automatique de la production (AGC) pour diriger automatiquement le chargement de la réserve de régulation. L'AGC est utilisé pour limiter l'ampleur de l'erreur de contrôle de zone (EZR). En cas de défaillance de l'AGC, l'opérateur de la zone de contrôle concernée doit utiliser le contrôle manuel pour ajuster la production afin de maintenir les échanges programmés (flux).

La fréquence et les échanges de puissance convenus (programmes Day-ahead) de la zone de contrôle concernée sont entrés dans l'AGC en tant que points de consigne ou valeurs de référence pour guider le contrôle des flux.

La somme algébrique des programmes horaires convenus des échanges entre une zone de contrôle et les zones adjacentes constitue le point de consigne des échanges de puissance de l'AGC de la zone de contrôle.

Certaines des tâches impliquées dans le maintien des flux convenus au niveau régional dans l'interconnexion sont les suivantes :

- Chaque Zone de Contrôle est physiquement délimitée par la position géographique des points de livraison.
- S'assurer que dans chaque zone de contrôle, la différence entre le programme Day-ahead et la répartition en temps réel mesurée aux lignes de raccordement entre les zones de contrôle adjacentes (c'est-à-dire l'erreur de contrôle de zone) doit être proche de zéro à tout moment.
- Rendre le contrôle automatique afin de maintenir l'erreur de contrôle de zone (EZR) proche de zéro.
- S'assurer que chaque opérateur de zone de contrôle utilise des sous-systèmes tels que le contrôle automatique de la production (CAG) pour diriger automatiquement le chargement de la réserve de régulation.
- S'assurer de l'utilisation de l'AGC pour limiter l'ampleur de l'erreur de contrôle de zone (EZR).
- En cas de défaillance de l'AGC, l'opérateur de la zone de contrôle concernée doit utiliser le contrôle manuel pour ajuster la production afin de maintenir les échanges programmés (flux).

L'indicateur pour cette fonction est la **conformité aux procédures d'exploitation approuvées sur les flux dans les interconnexions**, qui décrivent la méthodologie détaillée pour maintenir les flux convenus dans les interconnexions du marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que l'indicateur de référence associé à cette fonction est la disponibilité des procédures de maintien des flux convenus dans les interconnexions.

10.1.10. Fonction FSE 10 : Planification du transport

La planification du transport implique la préparation d'un programme de transport à long terme qui évalue les performances actuelles du réseau et identifie les nouvelles opportunités de connexion, sur la base du rapport sur l'adéquation de la production de l'OSM. Le programme comprendra des plans d'amélioration et d'investissement dans le réseau. Le planificateur de transport est chargé d'évaluer la fiabilité à long terme du réseau de transport. De par sa nature même, la planification du réseau électrique en vrac implique de multiples entités. Comme tous les systèmes électriques d'un réseau intégré sont reliés électriquement, tout ce que fait un système peut affecter les autres systèmes. Les planificateurs de transport coordonnent leurs plans avec les planificateurs de transport voisins pour évaluer l'impact de ces plans.

Voici quelques-unes des tâches liées à la planification du transport :

- Maintenir et développer, en coopération avec les planificateurs de transport adjacents et se chevauchant, des méthodologies et des outils pour l'analyse et la simulation des réseaux de transport, ainsi que l'évaluation et le développement des plans d'expansion du transport.
- Définir, consolider, collecter ou développer les informations nécessaires à la planification du transport.

- Coordonner avec les planificateurs de transport adjacents et chevauchants afin que les modèles et les ressources du réseau et les plans d'expansion du transport tiennent compte des modifications apportées aux zones des planificateurs de transport adjacents et chevauchants.
- Évaluer, documenter et rendre compte des plans d'expansion pour la zone du planificateur de transport. Évaluer si le plan intégré répond aux besoins de fiabilité
- Aviser les propriétaires de générateurs, les planificateurs de ressources, les planificateurs de transport et les propriétaires de réseau de transport de tout changement planifié du réseau de transport qui pourrait avoir un impact sur leurs installations
- Définir les besoins et les exigences en matière de protection et de contrôle du système pour répondre aux besoins de fiabilité.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité aux procédures approuvées pour la planification du transport**, qui détaillent les étapes et les processus de planification de l'expansion et des mises à niveau du transport dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de planification du transport.

10.1.11. Fonction FSE-11 : Allocation de la capacité d'interconnexion aux contrats (RMR, Art.30, & PAUSTE, Art. 2)

L'accès à la capacité de transport sur le Marché régional de l'électricité se fera par l'attribution de contrats bilatéraux. Pour chaque Jour d'expédition, le Gestionnaire du réseau de transport national responsable, l'Opérateur de la Zone de contrôle, l'Opérateur de la Zone de contrôle de la Zone de contrôle voisine et l'OSM du Marché régional doivent, deux jours à l'avance, se mettre d'accord sur la Capacité totale de l'Interconnecteur disponible à allouer pour l'Interconnecteur en question. La capacité totale de l'interconnexion ainsi déterminée doit constituer la base de l'attribution de la capacité de transport sur le marché. L'opérateur du marché du système doit publier sur son site Internet la capacité d'interconnexion disponible ainsi déterminée.

En cas de sursouscription, la capacité totale d'interconnexion doit être répartie entre les participants sur la base des règles suivantes :

- L'OSM ne devrait pas allouer de capacité d'interconnexion en réponse à une demande d'allocation de capacité quotidienne d'interconnexion avant que toutes les exigences relatives au droit à la capacité d'interconnexion aient été remplies.
- Dans le cas où la capacité totale de l'Interconnecteur est insuffisante pour répondre aux exigences totales de droit à la capacité de l'Interconnecteur qui ont rempli la condition, l'OSM fera une allocation au prorata du droit à la capacité de l'Interconnecteur à chaque Participant.

Cette capacité de transport allouée ne peut être transférée. Si la capacité de transmission allouée à un contrat n'est pas utilisée ou est partiellement inutilisée, le participant au marché doit le déclarer à l'OSM et la mettre à la disposition des autres participants au marché. L'ARREC devrait élaborer un ensemble de sanctions pour les cas de non-respect des conditions d'accès à la capacité de transmission.

Certaines des tâches impliquées dans l'allocation de la capacité d'interconnexion aux contrats sont les suivantes :

- Déterminer la Capacité totale de l'Interconnecteur disponible pour être allouée en ce qui concerne l'Interconnecteur en question. La capacité totale d'interconnexion ainsi déterminée constitue la base de l'allocation de la capacité d'interconnexion.

-
- Publier sur le site web la capacité Interconnecteur disponible déterminée
 - Accepter toutes les demandes au prorata, si une capacité supplémentaire est disponible sur l'Interconnecteur après que toutes les demandes ont été satisfaites.
 - Notifier à chaque Participant à qui une capacité sur l'Interconnecteur a été accordée sur la base des droits à la capacité de l'Interconnecteur, l'étendue de l'accès accordé, à condition que cette notification soit uniquement indicative.
 - Approuver la demande du Participant de céder tout ou partie de son droit à la capacité d'interconnexion pour une courte durée.
 - Recevoir une redevance de capacité d'interconnexion pour la capacité d'interconnexion réelle à laquelle le participant a droit et une redevance d'utilisation de l'interconnexion sur la base des unités mesurées d'énergie importée ou exportée par l'interconnexion.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour l'allocation de la capacité d'interconnexion**, qui prescrivent la méthodologie détaillée pour l'allocation de la capacité d'interconnexion dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures d'allocation de la capacité d'interconnexion.

10.1.12. Fonction FSE-12 : Candidature de la production et de la charge

Les participants en possession d'un droit à la capacité d'interconnexion et d'une allocation quotidienne de capacité d'interconnexion doivent soumettre à l'OSM une candidature d'échange d'énergie d'interconnexion concernant l'importation ou l'exportation d'énergie souhaitée le jour précédant immédiatement le jour d'acheminement auquel la candidature s'applique (un Day-ahead). La candidature d'échange d'énergie d'interconnexion s'applique à toutes les périodes d'expédition du jour d'expédition.

Chaque producteur doit soumettre une offre de prix, indiquant une offre de production d'énergie à un prix déterminé pour chacun de ses groupes de production thermique. Le prix doit refléter les coûts variables, en tenant compte des coûts du combustible, du taux de chaleur, des coûts d'exploitation et d'entretien et des coûts environnementaux, le cas échéant. De plus, pour les groupes de production hydroélectrique, chaque producteur doit soumettre une offre de prix, indiquant une offre de production d'énergie à un prix déterminé. Le prix doit refléter les coûts d'opportunité de la production hydroélectrique, à condition que l'opérateur de marché du système répartisse l'énergie offerte dans la candidature de Quantité de manière économique dans le cadre des contraintes du système afin de minimiser le coût thermique quotidien total plus les coûts d'opportunité hydroélectriques.

Certaines des tâches impliquées dans la candidature de la production et de la charge sont les suivantes :

- Les participants ayant droit à une capacité d'interconnexion et à une allocation quotidienne de capacité d'interconnexion doivent soumettre à l'OSM une candidature d'échange d'énergie d'interconnexion, en ce qui concerne leurs importations ou exportations d'énergie, un jour avant le jour de la répartition.
- Les participants pour les mêmes transactions doivent soumettre des candidatures séparées pour les importations et les experts dans le même jour d'expédition.
- Candidature pour identifier le vendeur et sa localisation dans la zone de contrôle adjacente, où la candidature est faite pour une importation.
- Candidature pour identifier l'Acheteur et sa localisation dans la Zone de Contrôle adjacente, lorsque la candidature est faite pour une exportation.

-
- La quantité d'énergie nommée ne doit pas être supérieure à la capacité totale d'interconnexion attribuée au participant.
 - En cas de non-concordance, l'OSM et l'opérateur de la zone de contrôle concernée doivent convenir de modifier les quantités d'importation ou d'exportation, ou les deux, afin d'obtenir la concordance nécessaire.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la production et la désignation de la charge**, qui prescrivent la méthodologie détaillée pour la production et la désignation de la charge sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des Procédures de candidature de Production et de Charge.

10.1.13. Fonction FSE-13 : Coordination des relais de protection (ME-EEEOA, D3.5)

Chaque réseau électrique doit mettre en place un système de protection, des procédures d'exploitation et d'entretien préventif, qui amélioreront la fiabilité du réseau avec le moins d'effets négatifs possible sur l'interconnexion. Les procédures de protection du système électrique doivent être mises à la disposition de tout le personnel concerné du système et doivent prévoir des instructions et une formation, le cas échéant.

Chaque dispositif de protection doit être recalibré au moins une fois par an. Une révision des paramètres de protection peut également être effectuée lorsque cela est nécessaire. Tout fonctionnement incorrect d'un dispositif de protection doit être examiné immédiatement et corrigé dès que possible.

Les systèmes voisins doivent être informés à l'avance des changements dans les sources de production, la transmission, la charge ou les conditions d'exploitation, qui peuvent nécessiter des modifications de leurs systèmes de protection et de leurs réglages.

Certaines des tâches impliquées dans la coordination des relais de protection sont les suivantes :

- La mise en œuvre par chaque réseau électrique d'un système de protection pour améliorer la fiabilité du réseau en cas d'événement indésirable sur l'interconnexion.
- Coordonner tous les systèmes de protection du système interconnecté.
- Supervision de l'état des systèmes de protection de chaque réseau électrique et notification à toutes les parties voisines concernées de tout changement d'état.
- Recalibrage de chaque dispositif de protection au moins une fois par an.
- Révision du réglage de la protection lorsque cela est nécessaire
- Enquêter sur le mauvais fonctionnement d'un dispositif de protection et y remédier rapidement.
- Notification préalable aux systèmes voisins des changements dans les sources de production, le transport, la charge ou les conditions d'exploitation qui peuvent nécessiter des modifications de leurs systèmes de protection.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la coordination des relais de protection**, qui détaillent les modalités de la coordination de la protection dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de coordination de la protection.

10.1.14. Fonction FSE-14 : Alimentation réactive et réglage de la tension sur les lignes de raccordement (ME-EEEOA, D3.6)

Les flux de puissance réactive dans les lignes de raccordement doivent être maintenus à un niveau minimum afin de limiter les chutes de tension et de faciliter l'attribution de la capacité de transfert totale de l'interconnexion principalement à la puissance active. Afin d'assurer un fonctionnement sûr du système interconnecté, les niveaux de tension aux limites doivent être optimisés. La différence de tension entre les deux extrémités de la ligne de liaison doit être maintenue à un niveau minimum, dans la mesure du possible.

La programmation de la production de puissance réactive, la commutation des lignes de transmission et des ressources réactives, etc., et le délestage de la charge, si nécessaire, doivent être mis en œuvre pour maintenir des niveaux de tension appropriés.

Afin de maintenir les tensions de transmission sur le WAPPITS dans des limites acceptables, les installations de production sous le contrôle d'un opérateur de zone de contrôle devraient être exploitées pour produire (ou absorber) de la puissance réactive. Ainsi, le service d'alimentation réactive et de contrôle de tension des sources de production doit être fourni pour chaque transaction sur le réseau de transport.

La quantité de service de fourniture réactive et de contrôle de tension à partir de sources de production qui doit être fournie relativement à la transaction du client du service de transport sera déterminée en fonction du soutien de puissance réactive nécessaire pour maintenir les tensions de transport dans les limites généralement acceptées dans la région et respectées de façon constante par l'OSM.

Le service de fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension à partir de sources de production doit être fourni par l'OSM en prenant des dispositions avec l'exploitant de la zone de contrôle qui offre ce service pour le réseau de transport. Le client du service de transport doit acheter ce service auprès de l'OSM.

Certaines des tâches impliquées dans la fourniture réactive et le contrôle de la tension sont les suivantes:

- Chaque opérateur de zone de contrôle doit exploiter ses ressources réactives pour maintenir les tensions dans les limites établies.
- Limiter les chutes de tension sur les lignes de raccordement en maintenant les flux de puissance réactive à un niveau minimum.
- Attribuer la capacité de transfert totale des lignes d'interconnexion principalement à la puissance active.
- Maintenir la différence de tension entre les deux extrémités de la ligne d'interconnexion à un niveau minimum, dans la mesure du possible.
- Conclure des accords bilatéraux spécifiques pour transférer la puissance réactive par les lignes d'interconnexion si la puissance réactive ne peut être produite ou absorbée dans une zone de contrôle.
- Mettre en œuvre la programmation de la production réactive, la commutation des lignes de transport et des ressources réactives et le délestage pour maintenir les niveaux de tension appropriés.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour l'approvisionnement réactif et le contrôle de la tension sur les lignes de raccordement**, qui montre

les détails du processus de contrôle de la tension sur les lignes de raccordement dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des Procédures pour la fourniture réactive et le contrôle de la tension sur les lignes de raccordement.

10.1.15. Fonction FSE-15 : Coordination de la programmation de la maintenance (ME-EEEEOA, D4.3)

Le réseau électrique interconnecté de l'EEEEOA doit convenir mutuellement du calendrier le plus approprié pour les travaux de maintenance sur les lignes de raccordement, les unités de production et les installations ayant un impact important sur le réseau électrique interconnecté. Le système interconnecté doit coordonner l'activité de maintenance avec les interruptions planifiées dans le réseau de transmission, et convenir avec les exploitants des centrales électriques de dates obligatoires à cet égard. Les changements ne sont possibles que par consentement mutuel.

La maintenance de routine des autres équipements du système électrique, tels que les équipements de contrôle et de communication, doit également être coordonnée avec la maintenance des éléments du système électrique.

Voici quelques-unes des tâches impliquées dans la coordination de la programmation de la maintenance:

- Les systèmes électriques interconnectés de l'EEEEOA conviennent mutuellement du calendrier le plus approprié pour les travaux de maintenance sur les lignes de raccordement, les unités de production et les installations ayant un impact sur le système électrique interconnecté.
- Lorsque les calendriers de maintenance sont définis et convenus entre les réseaux électriques interconnectés de l'EEEEOA, chacun d'entre eux doit confirmer chaque semaine (et chaque jour en cas de changement) les interruptions de fonctionnement des centrales électriques importantes et des lignes de transport aux réseaux électriques voisins concernés.
- Les interruptions programmées d'unités de production qui peuvent affecter la fiabilité des réseaux électriques interconnectés doivent être planifiées et coordonnées entre les réseaux électriques interconnectés de l'EEEEOA des zones de contrôle concernées.
- Chaque réseau électrique interconnecté de l'EEEEOA collecte les informations pertinentes sur les arrêts programmés des centrales électriques et les transmet aux réseaux électriques interconnectés de l'EEEEOA voisins.
- La maintenance de routine des équipements de télémessure et de contrôle et des canaux de communication associés doit également être coordonnée entre les systèmes électriques interconnectés de l'EEEEOA.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la coordination des programmes de maintenance**, qui décrivent la méthodologie détaillée pour la coordination des programmes de maintenance sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de coordination des programmes de maintenance.

10.1.16. Fonction FSE-16 : Restauration du système (ME-EEEEOA, D5.3)

Le rétablissement du fonctionnement normal du système électrique après un effondrement du système doit être réalisé aussi rapidement que possible sur la base de plans développés et vérifiés, qui doivent être convenus entre les parties concernées. Chaque partie devrait élaborer et mettre à jour périodiquement un plan pour rétablir son système électrique dans des conditions normales de

manière ordonnée en cas d'arrêt partiel ou total du système. Ce plan doit être coordonné avec les autres parties pour assurer une restauration efficace du système WAPP. Les procédures de restauration du système doivent être vérifiées par des simulations ou des essais réels avec des éléments physiques du système électrique. Les installations de télécommunication utilisées pour mettre en œuvre le plan doivent être testées périodiquement. Le personnel d'exploitation doit être formé à la mise en œuvre du plan.

De plus, chaque zone de contrôle doit avoir un plan pour poursuivre l'exploitation de son système au cas où son centre de contrôle principal deviendrait inopérant. Cela devrait inclure la mise en place d'un centre de contrôle de secours.

Certaines des tâches impliquées dans la restauration du système sont les suivantes :

- Le rétablissement du fonctionnement normal du système après un effondrement à l'échelle du système doit être réalisé aussi rapidement que possible, conformément aux procédures approuvées.
- Chaque zone de contrôle doit développer et mettre à jour périodiquement un plan pour restaurer son système électrique dans des conditions normales en cas d'effondrement.
- Ces plans doivent être coordonnés avec les systèmes voisins afin de garantir une restauration efficace du système de l'EEEOA.
- Ces plans doivent inclure le rétablissement de l'alimentation des auxiliaires des centrales à partir de sources de production ayant une capacité de démarrage à froid.
- Les différentes parties du système interconnecté de l'EEEOA doivent être synchronisées après le rétablissement des niveaux de fréquence et de tension dans chaque partie.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures de restauration du système approuvées**, qui détaillent les étapes nécessaires à la restauration du système dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour la restauration du système.

10.1.17. Fonction FSE-17 : Service de transport (PAUSTE, Art. 13)

L'OSM est responsable de la fourniture d'un service de transport ferme et non ferme de point à point, sous réserve des conditions générales applicables du PAUSTE. Le service de transport de point à point est destiné à la réception de capacité et d'énergie au point de réception désigné et au transport de cette capacité et de cette énergie au point de livraison désigné. La durée minimale du service de transport ferme de point à point devrait être d'un jour et la durée maximale devrait être précisée dans la convention de service.

Le service de transport ferme à long terme de point à point est disponible selon le principe du premier arrivé, premier servi, dans l'ordre chronologique où chaque client du service de transport a réservé le service, sans préjudice de l'attribution initiale de la capacité de transfert disponible (CTD).

Les réservations de service de transport ferme à court terme de point à point seront conditionnelles en fonction de la durée de la transaction demandée, de la capacité de la transaction demandée et de l'impact relatif sur la capacité de transfert disponible (CTD).

Voici quelques-unes des tâches liées à la prestation du service de transport :

- Réception des demandes de service de transport et traitement de chaque demande de service en fonction des exigences.
- Détermination des valeurs de la capacité de transfert disponible

-
- Approbation ou refus des demandes de service de transport
 - Approbation d'un échange arrangé du point de vue de la convention de service de transport
 - Répartir les pertes de transport entre les zones d'autorité d'équilibrage.
 - Fournir les services de transport sur le marché de gros de l'électricité.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la fourniture du service de transport**, qui détaillent les modalités de fourniture des services de transport sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour la fourniture du service de transmission.

10.1.18. Fonction FSE-18 : Services de réserve d'exploitation et de régulation de fréquence du réseau (PAUSTE, annexe 5)

Le service de réserve tournante est nécessaire pour desservir la charge immédiatement en cas de contingence du réseau, afin d'éviter que la fréquence du réseau ne s'écarte de la norme à grande échelle. Le service de réserve tournante peut être fourni par des unités de production qui sont en ligne et chargées à un niveau inférieur à la production maximale. Il incombe à l'OSM d'assurer la disponibilité des services de réserve d'exploitation pour le contrôle de la fréquence. Le client du service de transport doit soit acheter ce service auprès de l'OSM, soit prendre d'autres dispositions comparables pour satisfaire à son obligation de service de réserve tournante. À moins que le client du service de transport ne prenne d'autres dispositions comparables, l'OSM obtiendra le service à partir des zones de contrôle touchées, et le client du service de transport paiera à l'OSM pour ce service lorsque l'OMU le fournira. Les frais facturés au client du service de transport ne doivent refléter qu'une répercussion des coûts facturés à l'OSM par l'exploitant de la zone de contrôle ou d'autres fournisseurs.

L'OSM doit transmettre les revenus qu'il reçoit pour ce service à l'opérateur de la zone de contrôle ou à l'autre fournisseur qui fournit le service.

Certaines des tâches impliquées dans les services de réserve d'exploitation et de contrôle de fréquence du système sont les suivantes :

- La réserve tournante est fournie pour servir la charge immédiatement en cas de contingence du système.
- Le service de réserve tournante peut être fourni par des unités de production qui sont en ligne et dont la charge est inférieure à la production maximale.
- Le client du service de transport doit acheter le service auprès de l'OSM ou prendre d'autres dispositions pour satisfaire à l'obligation.
- L'OSM doit obtenir le service auprès de la zone de contrôle concernée et le fournir au client du service de transport.
- L'OSM doit transférer les revenus qu'elle reçoit pour le service à l'opérateur de la zone de contrôle ou à d'autres fournisseurs fournissant le service.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la fourniture du service de réserve tournante**, qui détaillent la méthodologie pour fournir le service de réserve tournante sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour fournir le service de réserve tournante.

10.1.19. Fonction FSE-19 : Compensation des pertes de transport (PAUSTE, pièce jointe M)

La procédure de compensation des pertes de transport est utilisée pour quantifier les pertes d'énergie de transport que le client du service de transport est tenu de remplacer auprès du ou des transporteurs en vertu du PAUSTE. Le client du service de transport devrait être responsable du remplacement des pertes dues en temps réel. Le client du service de transport devrait livrer l'énergie perdue à la ou aux zones de contrôle touchées par les transactions.

Chaque Transporteur devrait tenir à jour un programme indiquant son allocation d'énergie de perte pour la fourniture du service de transport sur son système. Pour les transporteurs réglementés par l'ARREC, ces allocations devraient être basées sur les programmes approuvés par l'ARREC. L'OSM doit élaborer une matrice des pertes une fois par an pour montrer les facteurs de perte composites pour chaque transaction, en pourcentage de la transaction, sur la base du total de l'impact proportionnel en MW/km de chaque transporteur (participation à la transaction).

Certaines des tâches impliquées dans la compensation des pertes de transport sont les suivantes :

- L'énergie perdue est la perte d'énergie de transport que le client de transport est tenu de remplacer ou de dédommager le Transporteur.
- L'OSM doit calculer une matrice de pertes une fois par an pour montrer les facteurs de pertes composées pour chaque transaction, en tant que pourcentage des transactions.
- L'ARREC doit approuver le tableau des pertes
- Chaque Transporteur doit maintenir un calendrier montrant son allocation d'énergie de perte pour la fourniture du service de transport sur son système.
- L'OSM doit répartir l'énergie perdue remplacée, ainsi que les revenus de la vente des pertes, entre les Transporteurs en utilisant la procédure approuvée par l'ARREC.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la compensation des pertes de transport**, qui montre la méthodologie pour mettre en œuvre la compensation des pertes de transport dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de compensation des pertes de transport.

10.1.20. Fonction FSE-20 : Réduction du service de transport ferme (PAUSTE, Art. 13.6)

Dans le cas où une réduction sur le WAPPITS, ou une partie de celui-ci, est nécessaire pour maintenir l'exploitation fiable d'un réseau et des systèmes qui lui sont directement et indirectement reliés, les réductions seront effectuées sur une base non discriminatoire à la ou aux transactions qui soulagent efficacement la contrainte. Si plusieurs transactions nécessitent une réduction, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, l'OSM réduira (ou fera réduire) le service aux clients du service de transport qui utilisent un service de transport ferme de point à point sur une base comparable à la réduction du service aux clients de charge locale de l'exploitant du réseau de transport (clients initiaux) et aux clients du service de transport qui utilisent un service de transport ferme en vertu de conventions antérieures (conventions signées avant la date d'entrée en vigueur du PAUSTE).

L'OSM informera tous les clients de transport concernés en temps opportun de toute réduction prévue. Si un client du service de transport omet de cesser ou de réduire le service en réponse à une directive de l'OSM par l'intermédiaire d'un centre de contrôle de zone (CCZ) ou d'un centre de contrôle national (CCN), le client du service de transport devra payer tous les frais applicables, en plus d'une

certaine pénalité opérationnelle. Les modalités d'utilisation des revenus de la pénalité opérationnelle sont déterminées par l'ARREC.

Certaines des tâches impliquées dans la réduction du service de transport ferme sont les suivantes :

- Si une réduction est nécessaire sur le WAPPITS pour maintenir une opération fiable, la réduction sera faite sur une base non discriminatoire aux transactions qui soulagent efficacement les contraintes.
- Le client du service de transport doit effectuer la réduction requise à la demande de l'OSM, en cas d'urgence.
- L'OSM peut réduire tout service de transport ferme si, à son avis, il existe une situation d'urgence susceptible de nuire à la fiabilité du réseau de transport.
- Notification en temps utile par l'OSM de toute réduction programmée à tous les clients de transport concernés.
- le paiement des frais applicables par le client du réseau de transport s'il ne réduit pas le service en réponse à la directive de l'OSM.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité aux procédures approuvées pour la réduction du service de transport ferme**, qui montre les étapes à suivre pour réduire le service de transport ferme sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que l'indicateur de référence associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de réduction des services de transport fermes.

10.1.21. Fonction FSE-21 : Fourniture de services auxiliaires (PAUSTE, Art. 3)

L'OSM facilitera et organisera la fourniture de services de fourniture réactive et de contrôle de tension à partir de sources de production. Afin de permettre à l'OSM d'organiser le service de fourniture réactive et de contrôle de tension à partir de sources de production, chaque transporteur doit tenir un programme pour offrir ce service.

Tous les clients du service de transport sont tenus d'acheter ces deux services auprès de l'OSM en fonction des tarifs approuvés. De plus, les exploitants de réseau de transport continueront à fournir des services de programmation, de contrôle du réseau et de répartition liés au service de transport en vertu du PAUSTE. Chaque transporteur doit tenir un calendrier indiquant les frais pour ces services. Tout montant facturé à l'OSM par un exploitant de réseau de transport pour ce service devrait être transmis au client du service de transport sans majoration.

Chaque transporteur devrait tenir des programmes offrant le service de régulation et de réponse en fréquence, le service de déséquilibre énergétique, la réserve d'exploitation - service de réserve tournante et la réserve d'exploitation - service de réserve supplémentaire.

Les clients du service de transport devraient payer l'OSM pour la prestation directe de l'un ou l'autre de ces services. Les programmes de chaque transporteur pour ces services devraient également être disponibles sur le WAEMIS de l'OSM. Toutefois, le client du service de transport qui alimente une charge dans la zone de contrôle d'un exploitant de réseau de transport est tenu d'acquiescer ces quatre services auxiliaires, que ce soit auprès de l'exploitant de réseau de transport, d'un tiers ou par auto-alimentation.

Voici quelques-unes des tâches liées à la fourniture des services auxiliaires :

- Services de régulation de la puissance réactive : contrôler les flux de puissance réactive afin de maintenir des niveaux de tension déterminés.

-
- Services de régulation de la fréquence : contrôler la fréquence du système en maintenant l'équilibre en temps réel entre la production et la demande de puissance active.
 - Services de réserve tournante : conçus pour répondre aux incertitudes et pour maintenir l'intégrité du système de transmission et l'équilibre entre l'offre et la demande.
 - Services de démarrage à froid : à fournir dans les parties stratégiques du réseau pour redémarrer le réseau après un effondrement.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la fourniture des services auxiliaires**, qui détaillent les modalités de fourniture des services auxiliaires sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour la fourniture de services auxiliaires.

10.1.22. Fonction FSE-22 : Certification des opérateurs de systèmes (ME-EEEOA, D8.2)

Dans la plupart des pays, l'exploitation d'un système électrique interconnecté est coordonnée par les centres nationaux de répartition de la charge, en collaboration avec les centres de contrôle de la production et du transport. Les actions rapides de l'opérateur du système pendant les opérations de minute en minute, ainsi que pendant les situations d'urgence du système, sont essentielles pour la fiabilité du système électrique. Il est donc obligatoire que tous les centres de contrôle du système électrique soient occupés 24 heures sur 24 par du personnel qualifié et adéquatement formé. Par conséquent, un système de certification des opérateurs du système par des organismes indépendants doit être mis en place pour être responsable de la formation, des tests et de la délivrance de certificats aux opérateurs du système ayant réussi.

Le programme de l'examen de certification doit comprendre des cours sur la vue d'ensemble du secteur de l'électricité, l'exploitation du réseau électrique, l'exploitation du marché de l'électricité, la recherche et l'analyse, les affaires réglementaires, l'acquisition de données sur les systèmes, la gestion de l'énergie, la communication, le système informatique et d'autres services de l'établissement pour remplir les fonctions assignées.

Le programme de certification des exploitants de réseaux fournit le cadre permettant aux exploitants d'obtenir une certification auprès d'une autorité de certification. Le programme favorise la fiabilité du réseau électrique en veillant à ce que les employeurs disposent d'une main-d'œuvre d'opérateurs de réseau répondant aux qualifications minimales. L'accréditation d'opérateur de réseau est une accréditation personnelle que l'autorité de certification délivre à une personne qui a réussi un examen de certification d'opérateur de réseau. Les opérateurs de système sont surveillés pour s'assurer qu'ils conservent leurs titres de compétences pour travailler dans les centres de contrôle du système. Chaque accréditation porte sur un domaine fonctionnel spécifique de l'exploitation du système.

L'accréditation est maintenue en suivant les cours et les Fonctions approuvés du programme de maintien des accréditations. Les opérateurs conservent chaque titre en accumulant un nombre déterminé d'heures de formation continue (HFC) au cours d'une période donnée.

Voici quelques-unes des tâches liées à la certification des opérateurs de systèmes :

- S'assurer qu'une autorisation de test (ATT) est obtenue. L'ATT est nécessaire pour que le candidat puisse organiser un examen.
- Fixer un rendez-vous pour l'examen. Une fois le numéro d'ATT obtenu, un rendez-vous pour l'examen peut être fixé pour le candidat.
- S'assurer que l'examen pertinent est réussi pour obtenir un certificat.

-
- Veiller à ce que l'opérateur certifié conserve les documents appropriés pour prouver le maintien de ses titres de compétences afin de continuer à travailler pour l'exploitant du système.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la certification des opérateurs de système**, qui détaillent les processus de certification des opérateurs de système dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de certification des opérateurs de système.

10.1.23. Fonction FSE-23 : Analyse de l'adéquation de la production (ME-EEEOA, D4.1.2)

Chaque année, l'OSM doit préparer un rapport, connu sous le nom de Rapport de projection de charge, sur les prévisions mensuelles d'énergie et de charge de pointe du système pour les dix (10) prochaines années. Les prévisions doivent identifier les projections pour chaque participant à la charge (c.-à-d. distributeur, entité de service de la charge, autorité d'achat-vente, etc.

Chaque rapport de projection de la charge doit décrire pour chaque mois de la période couverte de dix ans :

- a. la prévision de la charge de pointe du système et de la consommation d'énergie pour chaque mois de l'année ;
- b. les besoins en capacité de production du réseau pour la charge de pointe prévue du réseau, y compris les réserves ;
- c. les prévisions de consommation d'énergie de chaque Distributeur ;
- d. les nouveaux raccordements prévus ;
- e. le besoin de réserve de capacité de production, le cas échéant, dans chaque région en raison des contraintes de transport prévues ;
- f. le meilleur emplacement pour la nouvelle capacité de production ; et
- g. la capacité libre disponible dans les Interconnecteurs internationaux.

L'OSM doit envoyer le rapport de projection de charge proposé à l'ARREC pour examen et approbation avant publication chaque année. L'ARREC peut, si nécessaire, demander des corrections aux hypothèses de prévision de la charge, et approuver la prévision de croissance de la charge contenue dans le rapport de projection de la charge avant sa publication.

L'OSM doit publier le rapport annuel de projection de charge approuvé sur son site Web.

Chaque année, l'OSM devrait préparer un rapport sur l'adéquation de la production sur un horizon de dix ans, décrivant pour chaque mois des dix prochaines années :

- g. Les besoins mensuels prévus en matière de capacité de production, pour chaque distributeur et pour l'ensemble du système ;
- h. La capacité de production achetée dans le cadre de contrats par chaque participant à la charge, en utilisant les informations du registre des contrats et les informations soumises par les participants sur les contrats qui sont en phase d'approvisionnement ou de négociation ;
- i. L'adéquation de la production, reflétant tout déficit prévu ou toute réserve disponible, qui doit être calculée en soustrayant la capacité de production contractée telle que déterminée au paragraphe (b) de la capacité de production mensuelle prévue déterminée conformément au paragraphe (a), pour chaque Distributeur et le total pour le système.

La comparaison de la charge mensuelle projetée avec la production mensuelle prévue, sur la période d'horizon, indique l'adéquation de la production du marché. L'OSM doit soumettre la version préliminaire du rapport sur l'adéquation de la production à l'ARREC pour examen et approbation. Le rapport approuvé doit être publié sur le site Internet

Certaines des tâches impliquées dans la réalisation de l'analyse de l'adéquation de la production sont :

- L'évaluation de l'adéquation de la production implique l'évaluation de la capacité des unités de production à répondre à la croissance de la demande du système.
- Chaque année, chaque réseau électrique interconnecté doit établir une prévision du bilan électrique qui doit être incluse dans le rapport sur la fiabilité du réseau.
- La prévision du bilan électrique doit porter sur un horizon de 10 ans.
- Chaque système interconnecté doit déterminer la différence entre la capacité fiable disponible et la demande (capacité restante).
- La capacité restante doit pouvoir être utilisée pour couvrir les charges supérieures à la demande prévue ou les pannes imprévues des centrales plus importantes que prévu.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la préparation du rapport sur l'adéquation de la production**, qui détaille la méthodologie pour l'analyse de l'adéquation de la production dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures d'analyse de l'adéquation de la production.

10.2. Fonctions commerciales

Les Fonctions commerciales sont les activités du marché qui ont un rapport avec le développement, la stabilité commerciale et le fonctionnement efficace du marché régional de l'électricité. Alors que les Fonctions techniques ont une relation indirecte avec la surveillance du marché, les Fonctions commerciales ont une relation directe avec la surveillance du marché. Les indicateurs de ces fonctions, qui sont des indicateurs de la préparation du marché, sont suivis dans le cadre de la surveillance du marché régional de l'électricité.

10.2.1. Fonction MRE-1 : Rédaction des Règles du Marché Régional (RMR) (Regulation C/REG.27/12/07, section e.18)

Les règles du marché constituent l'une des principales exigences de la conception d'un marché de l'électricité. Ces règles établissent les procédures et les principes généraux pour administrer le marché de gros de l'électricité. Les règles établissent également les relations ou les interactions, les droits et les obligations entre les participants au marché et les fournisseurs de services du marché (tels que l'opérateur du marché, l'opérateur du système et le fournisseur de services de transport). Tous ceux qui négocient sur le marché de gros de l'électricité sont liés par les règles. Un marché organisé de l'électricité ne peut exister sans règles, qui sont obligatoires pour tous ceux qui participent ou fournissent des services sur le marché.

Les règles du marché régional définissent un cadre général pour entrer, participer et commercer sur le marché régional de l'électricité qui, en principe, est non discriminatoire, favorise l'efficacité économique et crée une prévisibilité et une transparence suffisantes pour apporter confort et sécurité aux investisseurs. L'entité qui a élaboré les règles du marché régional est l'EEEOA, tandis qu'elles ont été approuvées par l'ARREC. Il est généralement important de tester ces règles avant de les rendre

opérationnelles, afin de garantir la réalisation des objectifs souhaités, tels que la transparence et l'efficacité du fonctionnement du marché.

Certaines des tâches impliquées dans la rédaction des règles du marché régional sont les suivantes :

- Définir les responsabilités des participants et des prestataires de services en ce qui concerne le fonctionnement du marché.
- Définir le système de fonctionnement et de tarification du marché d'équilibrage.
- Prévoir un système de règlement efficace, transparent et prévisible et définir les obligations de paiement.
- Établir un mécanisme de gouvernance et un système de surveillance
- Fournir un processus efficace et transparent pour modifier les règles du marché régional et le manuel d'exploitation.

L'indicateur pour cette Fonction (Développement des règles du marché régional) est la **conformité aux dispositions de la conception du marché**, qui spécifie les processus et la méthodologie pour le développement des règles du marché. La conformité aux dispositions de la conception du marché dans l'élaboration des règles du marché est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des règles du marché.

10.2.2. Fonction MRE -2 : Rédaction des Procédures du Marché Régional (PMR) (RMR, Art.7, section 2)

Les procédures de marché sont les modalités détaillées permettant de clarifier les interprétations et de décrire la méthodologie et les normes de mise en œuvre et d'application des règles du marché. Les procédures de marché sont également importantes pour une compréhension claire et une mise en œuvre efficace des règles du marché, ainsi que pour une administration efficace du marché de l'électricité. L'entité qui a développé les procédures de marché régionales est l'EEEOA, en consultation avec les parties prenantes, pour approbation par l'ARREC.

Certaines des tâches impliquées dans la rédaction des procédures du marché régional sont les suivantes :

- Fournir les procédures pour l'enregistrement et l'admission des participants au marché
- Fournir les procédures détaillées pour le comptage du marché
- Fournir les procédures détaillées pour le règlement du marché
- Fournir les procédures détaillées pour la facturation et les paiements du marché

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les dispositions pertinentes des règles du marché**, qui spécifient les principes et la méthodologie pour développer les procédures de marché. La conformité aux règles du marché dans l'élaboration des procédures de marché est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de marché.

10.2.3. Fonction MRE-3 : Résolution des circonstances imprévues sur le marché de l'électricité (RMR, Art. 10)

Si des circonstances surviennent qui n'ont pas été prévues dans les règles du marché régional (RMR) ou dans le manuel d'exploitation de l'EEEOA, et pour lesquelles des dispositions n'ont pas été prises dans les documents, l'OSM doit, si cela est possible et réalisable, consulter rapidement l'ARREC en vue de parvenir à un accord sur la manière de traiter les circonstances. Immédiatement après que la situation a été résolue, l'OSM doit lancer les procédures d'amendement des règles du marché régional

ou du manuel d'exploitation telles qu'établies dans les règles du marché pour prévoir de telles circonstances.

Dans tous les cas où il n'est pas possible ou praticable de consulter l'ARREC dans le délai imparti à l'OSM pour exercer ses fonctions, l'OSM doit poursuivre ses fonctions et en informer l'ARREC par la suite. Les circonstances imprévues, ainsi que les mesures prises, doivent être soumises au Conseil exécutif de l'EEEOA pour examen. De même, les propositions de modification des règles ou du manuel pour couvrir les circonstances imprévues doivent être soumises au Conseil exécutif de l'EEEOA.

Certaines des tâches impliquées dans la Résolution des Circonstances Imprévues sur le Marché de l'Électricité sont :

- Consulter rapidement ERERA pour obtenir un accord sur la manière de traiter la circonstance.
- S'il n'y a pas de temps pour se consulter, l'OSM doit prendre des mesures pour résoudre les problèmes et informer ERERA en conséquence.
- Renvoyer la condition imprévue et les actions prises à l'EEEOA pour examen.
- L'OSM doit lancer les procédures de modification du RMR immédiatement après que la situation ait été résolue.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la résolution des conditions imprévues sur le marché**, qui spécifie la méthodologie pour résoudre de telles conditions imprévues sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que l'indicateur de référence associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de résolution des conditions imprévues sur le marché régional de l'électricité.

10.2.4. Fonction REM-4 Compensation du marché (RMR, Art.38)

La compensation du marché est la fonction qui consiste à déterminer les quantités d'électricité livrées par les producteurs et les quantités reçues par les participants de charge (c'est-à-dire les entités de service de charge, les clients admissibles, les organismes d'achat et de vente) dans le marché de gros de l'électricité. Outre les quantités, le règlement du marché implique également la détermination de qui paie quoi et qui reçoit quoi du marché. La plupart des litiges sur les marchés de l'électricité découlent généralement de problèmes liés aux processus de compensation.

Certaines des tâches impliquées dans le règlement du marché sont les suivantes :

- i. Calcul de l'énergie et de la capacité de production vendues et achetées sur le marché contractuel.
- ii. Le cas échéant ou si cela a été convenu entre les participants et l'opérateur du marché du système, les prix des contrats et le paiement dû des contrats
- iii. Les frais de transport et
- iv. Frais d'exploitation du système et d'administration du marché

L'opérateur du marché du système (OSM) doit administrer le système de règlement du marché sur une base mensuelle et doit développer et maintenir les logiciels, les données et les résultats requis du système de règlement du marché.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures de règlement du marché approuvées**, qui spécifient les processus de détermination du règlement sur le marché régional de

l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.5. Fonction MRE-5 : Facturation et paiement du marché (PMR, Art. 22)

Dans un délai raisonnable après le premier jour de chaque mois, l'OSM doit soumettre une facture au client du service de transport pour les frais de tous les services fournis en vertu du PAUSTE au cours du mois précédent. Les échanges entre les participants au marché sont essentiellement bilatéraux, de sorte que la facturation et les paiements devraient être directs entre les parties à l'accord. Cependant, la facturation et les paiements pour les services de marché de l'utilisation du réseau de transport, de l'exploitation du marché, de l'exploitation du réseau et des frais de réglementation se font entre les participants et l'OSM. L'OSM se charge également de la facturation et des paiements relatifs aux services auxiliaires et aux services d'équilibrage du marché.

Les factures doivent inclure :

- Tous les relevés de compensation auxquels les factures se rapportent
- Le montant net à payer à ou par l'OSM
- La date et l'heure du paiement
- Tout montant restant dû pour des paiements en retard en rapport avec des relevés de compte précédents.

Certaines des tâches impliquées dans la facturation et le paiement du marché sont les suivantes :

- L'OSM émet une facture de règlement, qui doit inclure le relevé de règlement auquel la facture se rapporte, le montant net à payer à ou par l'OSM, la date et l'heure du paiement, tout montant impayé provenant de paiements en retard.
- L'OSM doit tenir un compte auprès d'une banque de compensation.
- Les participants au marché doivent utiliser le système de transfert électronique de fonds à des fins de paiement.
- Toutes les factures doivent être payées dans les 14 jours suivant leur date d'émission¹¹.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité aux procédures approuvées de facturation et de paiement du marché**, qui spécifient les processus de facturation et de paiement du marché sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.6. Fonction MRE-6 : Suivi et surveillance du marché (RMR, Art. 20)

En général, cette fonction consiste à s'assurer que toutes les parties prenantes respectent les dispositions des documents réglementaires du marché. Les fonctions de contrôle et de surveillance du marché comprennent la recherche et l'identification des défauts de conception du marché et l'élaboration d'approches pour y remédier. Elle comprend la surveillance de l'efficacité de la structure du marché, de l'architecture du marché et des règles du marché, afin de corriger le plus tôt possible toute faille, et de proposer des mécanismes pour résoudre ou atténuer tout problème dans les règles ou leur mise en œuvre, avant qu'ils n'aient le temps d'entraîner des défaillances importantes du marché.

Les activités de surveillance du marché comprennent également la préparation de rapports mensuels et annuels pour fournir l'état et les développements des marchés surveillés avec l'analyse des

¹¹ ECOWAS Regional Electricity Market Procedures, Article 22: Invoicing and Payment, 2017

tendances du marché et les avertissements précoces des conditions du marché qui pourraient créer des problèmes.

Plus précisément, il incombe à l'OSM de surveiller et d'enquêter sur le comportement des participants au marché concernant la manière dont ils utilisent la capacité de transport qui leur est attribuée et s'ils déclarent correctement ex ante l'utilisation de cette capacité. L'OSM doit également tenir l'ARREC informé de toute manipulation et irrégularité dans le MRE.

Certaines des tâches impliquées dans le suivi et la surveillance du marché sont les suivantes :

- S'assurer de la conformité des participants avec le RMR et les procédures de marché.
- S'assurer que les violations du RMR et des procédures sont signalées rapidement.
- Enquêter sur les violations présumées du RMR ou des procédures.
- Veiller à ce que l'OSM respecte les directives lorsqu'il émet des avertissements sur des violations présumées par les participants.
- Veiller à ce que l'OSM respecte les procédures pour engager une procédure auprès de l'ARREC en cas de violation de le MRE ou des procédures.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour le contrôle et la surveillance du marché**, qui expliquent le concept et montrent comment l'activité peut être mise en œuvre sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.7. Fonction MRE-7 : Admission et enregistrement des participants au marché (RMR, Art. 27)

Cette fonction implique la réception des demandes d'admission, l'examen et la vérification des demandes, et la recommandation de la demande à l'organisme de réglementation régional pour approbation, conformément aux procédures de demande d'admission dans le marché. L'entité responsable de l'élaboration des procédures d'admission des participants au marché et de l'administration du processus d'enregistrement des participants au marché régional de l'électricité est le registraire du marché, tandis que le régulateur est responsable de l'approbation des procédures.

Toute personne qui prévoit de participer au marché régional de l'électricité doit demander au registraire d'être admise à participer au marché. Le processus d'admission des participants permet au Conservateur de s'assurer que le candidat répond aux critères d'éligibilité et satisfera aux obligations prudentielles et financières envers le Marché régional, et établit également la capacité technique du candidat à inter-opérer au sein du Marché régional. Dans le cadre de cette Fonction, l'OSM est le Responsable.

Certaines des tâches impliquées dans l'admission et l'enregistrement des participants au marché sont les suivantes :

- L'OSM doit élaborer des procédures, y compris des formulaires de demande d'admission au MER.
- Les procédures et les formulaires doivent être approuvés par l'ARREC et publiés sur le site web de l'OSM et de l'ARREC.
- Les candidats à la participation au marché doivent remplir les formulaires approuvés en suivant les procédures approuvées.
- Le candidat participant recevra une identification unique une fois accepté comme participant au marché, et intégré dans le registre des participants au marché
- L'ARREC donne l'approbation finale pour la participation au marché

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour l'admission et l'enregistrement des participants au marché**, qui expliquent les étapes que l'OSM prend pour mettre en œuvre l'admission et l'enregistrement des participants au marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.8. Fonction MRE-8 : Respecter les exigences prudentielles pour la participation au marché (PMR, Art. 10, 11,12,13,14 & 15)

Les exigences prudentielles pour la participation au marché régional de l'électricité sont les exigences (techniques et commerciales) qui permettront une participation continue des participants au marché, ainsi que la viabilité et la stabilité financière du marché. Le respect de ces exigences implique le respect de la sécurité financière et d'autres critères qui peuvent être établis de temps en temps par le OSM et approuvés par l'ARREC, au cours de l'exploitation du marché régional de l'électricité.

Certaines des tâches impliquées dans le respect des exigences prudentielles pour la participation au marché sont les suivantes :

- L'OSM détermine la limite de crédit (LC) pour chaque participant au marché (PM) et la révisé chaque année.
- L'OSM doit notifier à chaque PM sa limite de crédit, y compris toute révision.
- Les PM doivent informer l'OSM de toute circonstance susceptible d'entraîner une augmentation de la limite de crédit du participant.
- Les députés doivent s'assurer que l'OSM détient toujours le bénéfice d'un soutien/garantie de crédit d'un montant qui n'est pas inférieur à la limite de crédit.
- L'OSM rejette toute soumission d'un député qui pourrait entraîner un dépassement de la limite de négociation du participant.
- L'OSM émet un avis d'appel de marge lorsque la marge de négociation d'un participant est égale ou inférieure à zéro.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures prudentielles approuvées pour la participation au marché**, qui expliquent les détails des exigences prudentielles pour la participation au marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.9. Fonction MRE-9 : Suspension des participants de la participation au MRE (PMR, Art. 23)

Un événement de suspension se produit si :

- Un participant au marché omet d'effectuer un paiement à l'échéance.
- Un participant au marché est en infraction avec une obligation prudentielle.
- L'OSM a fait appel à un soutien au crédit ou à une garantie à l'égard du participant au marché et le paiement au titre du soutien au crédit ou de la garantie n'est pas reçu par l'OSM dans les 90 minutes suivant sa demande.
- Le participant au marché cesse ou menace de cesser d'exercer ses activités ou une partie importante de ses activités liées à sa participation au marché régional de l'électricité.

Le participant au marché a l'obligation d'informer rapidement l'OSM dès qu'il apprend qu'un événement de suspension s'est produit à son égard, avec tous les détails de l'événement. L'OSM et les participants ont tous deux un rôle à jouer pour empêcher la suspension de la participation du

participant au marché. S'il n'est pas remédié à l'événement dans le délai prévu par les procédures de suspension des participants de leur participation au marché régional de l'électricité, la suspension du participant devient inévitable.

Certaines des tâches impliquées dans la suspension des participants de leur participation au MRE sont les suivantes :

- Les participants doivent informer l'OSM rapidement après avoir pris connaissance de tout événement de défaut dans le MRE.
- L'OSM émet à l'intention du participant un avis de manquement, spécifiant le manquement présumé et demandant au participant de remédier au manquement dans un délai déterminé.
- L'OSM doit notifier l'ARREC, les ZR et les GRTD d'un tel avis de défaut.
- L'OSM émet un ordre de suspension à l'encontre du participant s'il n'est pas remédié au défaut dans le délai imparti.
- Immédiatement après avoir émis l'ordre de suspension, l'OSM doit publier un avis sur le site Web indiquant que les droits du participant à participer au marché ont été suspendus ou restreints.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour la suspension des participants de la participation au marché, qui expliquent les détails des étapes et des processus pour suspendre un participant de la participation au marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.10. Fonction MRE-10 : Détermination des frais et redevance du marché (PMR, Art. 34)

Les frais de marché sont les frais perçus par l'OSM auprès des participants au marché pour le fonctionnement du marché régional de l'électricité. Ces frais comprennent :

- Les redevances d'exploitation du marché
- Les redevances d'exploitation du système
- Les redevances de régulation
- Frais de demande de participation au marché
- Frais d'équilibrage
- Frais de services auxiliaires
- Tout autre frais requis pour le marché régional

Chaque année, l'OSM doit déterminer son budget et, sur la base de ce budget, déterminer le niveau des redevances du marché, pour approbation par l'ARREC. Les taux de redevance doivent être fixés à un niveau qui, selon l'OSM, permettra de dégager des recettes égales à l'estimation pertinente des dépenses de fonctionnement de l'OSM et de l'ARREC. De plus, le niveau de chaque type de frais de demande doit refléter les coûts moyens estimés pour l'OSM du traitement de ce type de demande et peut être différent pour différentes catégories de participants au marché.

Certaines des tâches impliquées dans la détermination des frais de marché sont :

- Les frais perçus par l'OSM auprès des participants au marché pour le fonctionnement du marché régional sont : les frais d'exploitation du marché, les frais d'exploitation du système, les frais réglementaires, les frais de demande de participation au marché.
- À une date fixe chaque année, l'OSM doit déterminer son budget et ses taux de frais et les soumettre à l'ARREC pour approbation.

-
- En cas de retard dans le processus d'approbation, l'OSM doit utiliser le budget et les taux de redevance approuvés pour l'année précédente.
 - Publier, avant le 30 novembre de chaque année, le niveau du taux de redevance qui s'appliquera à partir du 1er janvier de l'année suivante.
 - Les taux de redevance doivent être fixés à un niveau tel que l'OSM estime que les recettes seront égales aux dépenses estimées de l'OSM et des opérations de l'ARREC.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité avec les procédures approuvées pour la détermination des frais du marché**, qui donne les considérations et la méthodologie détaillée pour déterminer les frais applicables dans le marché régional de l'électricité. La conformité avec les procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.11. Fonction MRE-11 : Soumission des données sur le marché (PMR, Art. 37 & 38)

Les données du marché dont il est question ici sont les données de production et de demande de charge. Pour le marché Day Ahead, chaque jour, chaque participant au marché soumettra des données pour le jour d'exploitation suivant, concernant chaque transaction particulière prévue pour chaque heure, dans une direction particulière, d'une interconnexion frontalière particulière. Les données doivent être soumises dans le format prescrit par l'OSM. Si, pour une raison quelconque, les informations d'un participant ne sont pas disponibles pour une heure donnée, l'OSM doit considérer que les données sont nulles.

Sur la base des soumissions, l'OSM vérifiera si les échanges prévus (c'est-à-dire les transactions) entre les deux participants au marché des deux côtés de l'interconnexion frontalière, à une heure donnée et dans une direction donnée, sont égaux. S'ils ne sont pas égaux, l'OSM adoptera le plus faible des deux pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande et la stabilité du système. L'OSM doit informer les participants concernés en conséquence.

Certaines des tâches impliquées dans la soumission des données du marché sont les suivantes :

- L'OSM doit spécifier la forme de communication pour la soumission des données du marché.
- Les participants doivent inclure leurs coordonnées détaillées, chaque fois que la soumission est faite.
- Les participants doivent maintenir la ligne de communication et signaler rapidement tout changement.
- Le département des opérations de marché (DOM) doit recevoir chaque jour du département des opérations système (DOS) un rapport sur la disponibilité des prévisions (CTN).
- Les participants au marché (MPs) doivent soumettre les données concernant les transactions, pour le jour d'opération suivant, chaque jour.
- Données à soumettre dans le format prescrit par l'OSM
- Données supposées être nulles pour tout participant dont les informations ne sont pas disponibles
- DOM vérifie si les transactions prévues entre les deux PM de part et d'autre de la frontière sont égales ou non
- Le ministère de la défense procède à d'autres vérifications concernant la disponibilité des CTN pour les transactions prévues.
- Le ministère du transport établit un calendrier des transactions sur la base duquel les députés soumettent les données pour le jour de l'opération aux GRT respectifs.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour la soumission des données du marché, qui décrivent le processus, le calendrier et le format pour la soumission des données du marché dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de soumission des données du marché.

10.2.12. Fonction MRE-12 : Administration des marchés contractuels

Le marché des contrats comprend tous les accords d'échange bilatéraux et Day-ahead entre les participants, y compris les participants de différents marchés de l'électricité ou de pools régionaux, qui achètent et vendent de l'énergie sur le marché.

Une partie de cette Fonction consiste à s'assurer que toute l'énergie échangée sur le marché est achetée ou vendue par le biais de contrats bilatéraux. L'OSM s'assure également qu'un mécanisme d'équilibrage est en place pour régler les différends en établissant et en maintenant un registre des contrats dans lequel seront conservées les informations relatives aux contrats, telles que l'énergie contractée auprès des producteurs et achetée par chaque participant à la charge, ainsi que d'autres informations pertinentes, fournies par les participants.

Certaines des tâches impliquées dans l'administration du marché des contrats sont les suivantes :

- Préparer la procédure du marché des contrats, conformément aux règles du marché.
- Établir et maintenir un registre des contrats dans lequel les informations sur les contrats, fournies par les participants, seront conservées.
- Enregistrer les contrats qui répondent à toutes les exigences d'enregistrement et en informer les deux parties au contrat.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité aux procédures approuvées du marché des contrats, qui décrivent le calendrier, le format et les mécanismes pour l'échange d'informations et les nominations de contrats dans le marché des contrats, conformément aux règles du marché régional. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de marché des contrats.

10.2.13. Fonction MRE-13 : Programmation du marché Day-ahead (PAUSTE, Art. 13.8)

Chaque transporteur devrait soumettre à son centre de zone de contrôle un programme d'énergie quotidien pour les flux afin de lui permettre de préparer et de soumettre à l'OSM un programme d'énergie quotidien agrégé pour les flux horaires de sa zone conformément aux heures de programmation de l'énergie pour le service de transport ferme quotidien de point à point. Chaque centre de zone de contrôle doit également fournir des programmes d'engagement des unités de production pour le jour suivant.

Certaines des tâches impliquées dans la programmation du marché Day-ahead sont les suivantes :

- Recevoir les offres d'achat et de vente d'énergie et de services auxiliaires pour chaque heure du jour suivant.
- Déterminer le prix marginal du système comme le prix de l'offre de l'unité marginale.
- Classer les générateurs en fonction de leurs prix d'offre
- Élaborer un calendrier qui donne lieu à un prix et à un volume de marché uniques pour chaque heure.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour la programmation du marché Day-ahead, qui décrivent une méthodologie transparente pour la

programmation du marché Day-ahead dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de programmation du marché Day-ahead.

10.2.14. Fonction MRE-14 : Résolution des litiges (RMR, Art. 40)

Le règlement des différends est un processus de résolution des litiges entre les parties. Comme le secteur de l'électricité continue de subir des changements en raison de la privatisation, de la libéralisation et de la convergence, il existe de nombreuses possibilités de différends sur le marché de l'électricité. Il devient donc de plus en plus important de disposer d'un système de résolution des litiges efficace et efficient, afin d'éviter d'éventuelles procédures judiciaires prolongées devant les tribunaux. Le pouvoir quasi-judiciaire de l'autorité de régulation de résoudre les litiges est essentiel pour garantir le bon fonctionnement du marché. Dans la plupart des cas, le régulateur utilise les méthodes alternatives de résolution des litiges (RDA) pour résoudre les litiges. La RDA est l'utilisation de méthodes telles que la négociation, l'expertise, la médiation et l'arbitrage pour résoudre les différends au lieu d'un procès.

Tout différend entre un client de transport et l'OSM concernant un service de transport en vertu du PAUSTE (à l'exclusion des demandes de modification des taux ou d'autres modifications du PAUSTE, ou de toute convention de service conclue en vertu du PAUSTE), doit être présenté directement à l'ARREC pour résolution et doit être renvoyé à un représentant principal désigné de l'OSM et à un représentant principal du client de transport pour résolution sur une base informelle aussi rapidement que possible.

Si les représentants désignés sont incapables de résoudre le différend dans les trente (30) jours, les parties doivent résoudre le différend conformément aux dispositions pertinentes des règles du marché régional.

En outre, un système efficace d'application des décisions de règlement des différends est essentiel pour donner effet aux règles nécessaires au maintien de l'ordre, à la croissance et au développement du secteur.

Certaines des tâches impliquées dans la résolution des litiges sur le marché de l'électricité sont les suivantes :

- Développer une procédure de résolution des litiges applicable au marché de l'électricité.
- Envoi à l'autre partie d'une demande écrite de conciliation, par la partie qui souhaite engager la conciliation.
- Remplir un avis de litige, par la partie qui allègue l'existence d'un litige, à l'entité de résolution des litiges, avec une copie à l'autre partie (le défendeur), en exposant les détails matériels du litige.
- Signification d'une réponse écrite au demandeur, par le défendeur, avec copie de la réponse à l'entité de résolution des litiges.
- Renvoyer le litige à une personne, telle qu'un ingénieur indépendant (pour une procédure d'expertise), qui a une expertise dans le domaine auquel le litige se rapporte pour une résolution rapide.
- Résoudre le différend par la médiation. Le médiateur ne prend pas de décision pour les parties, mais les aide à trouver une solution mutuellement acceptable.
- Recourir à l'arbitrage lorsque les litiges ne peuvent être résolus par la voie informelle ou par l'un des mécanismes formels accélérés. La décision de l'arbitre est définitive et contraignante.

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité aux procédures de résolution des litiges approuvées**, qui décrivent un processus clair, transparent et crédible pour résoudre les litiges sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de résolution des litiges sur le marché régional.

10.2.15. Fonction MRE-15 : Développement d'un modèle de convention de participation au marché (RMR, Art. 28.3)

L'accord de participation au marché est l'accord en vertu duquel l'OSM et chaque participant acceptent de respecter et d'exécuter les exigences des règles du marché régional et du manuel opérationnel, y compris toute modification des documents. L'entité qui élabore et applique cet accord pour le marché régional de l'électricité est l'OSM.

L'accord de participation au marché (APM) définit les conditions de participation de tout participant au marché régional de l'électricité, et son exécution est une condition d'enregistrement sur le marché régional de l'électricité. L'APM continuera à lier l'OSM et chaque participant jusqu'à ce que le participant cesse d'être un participant conformément aux règles du marché régional. L'APM pertinent prend fin à tout moment où le participant cesse d'être un participant au marché.

Certaines des tâches impliquées dans l'élaboration d'un modèle d'accord de participation au marché sont les suivantes :

- Établir l'engagement de l'OSM quant à sa responsabilité et son obligation envers les participants au marché.
- Établir la reconnaissance par le participant des droits et de l'autorité de l'OSM sur lui
- Établir l'engagement du participant au marché à respecter les règles du marché régional et le manuel d'exploitation
- Veiller à ce que les deux parties à l'accord signent les modifications afin de les rendre effectives.
- Prévoir que l'opérateur de marché soit informé par le PM de tout changement dans les conditions et les informations soumises dans sa demande d'admission.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour le développement de l'accord de participation au marché, qui donne les processus détaillés pour développer l'accord de participation pour le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures.

10.2.16. Fonction MRE-16 : Comptage du marché (RMR, Art. 37)

Toutes les lignes de raccordement de la zone de contrôle à la zone de contrôle adjacente doivent avoir des compteurs en service pour enregistrer le flux de puissance active réelle en MW en temps réel et l'énergie en MWh pendant la période d'échange de puissance. Toutes les mesures de la ligne de raccordement (MW et MWh) doivent être télémessures aux deux centres de contrôle situés aux deux extrémités de la ligne de raccordement, ainsi qu'aux opérateurs de la zone de contrôle et, en parallèle, au OSM, en utilisant un type et une marque de systèmes de mesure communs. Le système de comptage doit être spécifié par une personne dûment qualifiée, comme indiqué dans le Code de comptage.

L'OSM, en collaboration avec le transporteur, devrait être responsable de la fourniture, de l'installation et de l'entretien des principaux équipements de mesure et de communication afin de comptabiliser avec précision la capacité et l'énergie transmises dans le cadre du PAUSTE au point de

réception et au point de livraison, conformément aux normes de mesure et de communication de l'OSM, et d'afficher les informations relatives à ces équipements de mesure et de communication sur le système d'information sur le marché de l'OMU (WAEMIS).

Sauf convention contraire, le client du service de transport devrait être responsable des coûts d'installation et de maintenance des principaux équipements de mesure et de communication. De plus, le client du service de transport devrait être responsable de la fourniture et de l'installation d'un équipement de comptage et de communication de secours au point de livraison, à ses propres frais, conformément aux normes de comptage et de communication de l'OSM. Le client du service de transport devrait communiquer à l'OSM les informations relatives à ces équipements de mesure et de communication.

Sauf indication contraire dans une convention de construction d'installations, ces équipements installés sur le réseau du client du service de transport devraient demeurer la propriété du client du service de transport. De même, à moins d'indication contraire dans une convention de construction d'installations, ces équipements installés sur le réseau du Transporteur devraient demeurer la propriété du Transporteur.

Voici quelques-unes des tâches liées au mesurage du marché :

- Rédiger et mettre en œuvre la procédure de mesurage du marché conformément au Code de mesurage, détaillant les méthodes et le calendrier de lecture et de soumission des données des compteurs.
- Installer des systèmes complets de comptage commercial, avec le système de communication associé, à tous les points de connexion des participants et des interconnecteurs, qui sont également appelés points d'échange.
- Installer un système complet de comptage de contrôle pour fournir une sauvegarde au système de comptage principal.
- Organiser, valider et, le cas échéant, corriger les données de comptage reçues des Participants, afin d'établir les quantités mesurées applicables à chaque Participant pour le processus de décompte
- Tester et inspecter les installations de comptage afin de garantir à tout moment la crédibilité des mesures d'énergie
- notifier toute défaillance, inexactitude ou défaut d'une installation de comptage et prendre des mesures immédiates pour réparer, remplacer et/ou réétalonner le dispositif de comptage.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures de comptage approuvées, qui décrivent la méthodologie pour la sélection, l'installation, l'étalonnage, la programmation et la lecture des compteurs du marché dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de comptage dans le marché régional.

10.2.17. Fonction MRE-17 : Mise en œuvre et publication de l'audit de marché (RMR, Art. 21)

Au moins une fois par an, l'OSM doit charger un auditeur indépendant de réaliser un audit opérationnel du fonctionnement du système et des services d'exploitation du marché, y compris le système de règlement, la méthodologie de calcul des prix, le dispatching et toute procédure pertinente pour le réseau contrôlé et le marché administré par l'OSM, conformément au manuel d'exploitation et aux règles du marché régional. Plus précisément, l'audit de marché implique

l'examen de l'efficacité et de la cohérence des procédures de marché, des procédures d'exploitation et des autres pratiques employées par l'OSM en ce qui concerne les systèmes de négociation, de tarification et de règlement, et les services auxiliaires. Il implique également l'évaluation du niveau de conformité des processus internes et commerciaux de l'OSM avec le RMR, ainsi que le niveau de conformité de l'OMU avec le RMR et les procédures de marché.

L'OSM doit publier sur son site Internet, dans le domaine public, le rapport de l'auditeur du marché dans les 30 jours suivant la réception de l'approbation du rapport par l'ARREC. L'OSM doit également publier sur son site Web, dans le domaine public, tout rapport qu'il a préparé dans les 5 jours suivant l'approbation du rapport par l'ARREC, y compris les recommandations faites par l'ARREC le cas échéant.

Certaines des tâches impliquées dans la mise en œuvre des audits de marché sont les suivantes :

- Évaluer la conformité des processus internes et commerciaux de l'OSM avec le RMR.
- Évaluer la conformité de l'OSM avec le RMR et les procédures de marché.
- Évaluer la neutralité, l'efficacité, la transparence et la prévisibilité des services de l'OMR sur le marché régional de l'électricité.
- Évaluer les processus et les systèmes employés par l'OSM pour effectuer le dispatching, le calcul des prix, la gestion des données de comptage et le règlement.
- Évaluer les systèmes et processus du logiciel de marché de l'OSM
- Examiner l'efficacité et la cohérence des procédures de marché, des procédures d'exploitation et des autres pratiques employées par l'OSM en ce qui concerne les systèmes de négociation, de tarification et de règlement, ainsi que les services auxiliaires.
- Préparer un rapport d'audit contenant ses conclusions, ainsi que des recommandations sur les améliorations possibles.
- Publier le rapport sur le site Internet pour que tous les participants puissent y avoir accès, après approbation de l'ARREC.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour les audits de marché, qui décrivent la méthodologie détaillée pour la sélection des auditeurs de marché et la mise en œuvre de l'audit du marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour la mise en œuvre de l'audit du marché régional.

10.2.18. Fonction MRE-18 : Service de déséquilibre énergétique (PAUSTE, Annexe 4)

Conformément aux règles du marché régional et aux procédures du marché régional de l'électricité, le service d'ajustement énergétique est fourni lorsqu'une différence de plus de +/- 3 % se produit entre la livraison programmée et la livraison réelle d'énergie à une charge située dans une zone de contrôle au cours d'une seule heure. Selon les procédures du marché régional, le client de transport doit soit acheter ce service auprès de l'OSM, soit prendre d'autres dispositions comparables pour satisfaire à son obligation de service d'ajustement énergétique. À moins que le client du service de transport ne prenne d'autres dispositions comparables, l'OSM obtiendra ce service à partir des zones de contrôle touchées ou ailleurs, le cas échéant, et le client du service de transport paiera l'OSM pour ce service. Les frais facturés au client du service de transport ne doivent refléter que la répercussion des coûts facturés à l'OSM par l'exploitant de la zone de contrôle ou d'autres fournisseurs. L'OSM doit transmettre les revenus qu'il perçoit pour ce service à l'opérateur de la zone de contrôle ou aux autres fournisseurs fournissant le service.

Certaines des tâches impliquées dans les services d'ajustement énergétique sont les suivantes :

- Le client de transport doit acheter le service auprès de l'OSM ou prendre d'autres dispositions pour satisfaire à l'obligation.
- L'OSM doit obtenir le service dans la zone de contrôle concernée ou ailleurs et le fournir au client du service de transport.
- L'OSM doit transférer les revenus qu'elle reçoit pour le service à l'opérateur de la zone de contrôle ou à tout autre fournisseur fournissant le service.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour le service d'équilibrage d'énergie, qui détaillent la méthodologie pour fournir le service d'équilibrage d'énergie sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour la fourniture du service d'ajustement énergétique.

10.2.19. Fonction MRE-19 : Compensation du marché de l'électricité¹²

Lorsqu'il existe une concurrence vigoureuse sur le marché de gros, la répartition centralisée n'est plus déterminée par l'OSM à l'aide des coûts différentiels estimés pour chaque centrale. Au lieu de cela, un système basé sur les offres, dans lequel les producteurs individuels soumettent chaque jour leurs propres offres de prix à l'OSM pour répondre à la demande attendue des clients pour le jour suivant, est utilisé.

Dans le système de compensation du marché, les acheteurs soumettent des offres et les vendeurs des offres d'approvisionnement. L'OSM élabore ensuite les courbes d'offre et de demande agrégées et trouve le prix de compensation auquel l'offre et la demande s'équilibrent. C'est là que les courbes d'offre et de demande se croisent.

Le prix de compensation du marché (PCM) est le prix le plus bas obtenu au point d'intersection des courbes d'offre et de demande agrégées et le volume d'énergie au point d'intersection est appelé volume de compensation du marché (VCM). À ce prix, les fournisseurs de production et les acheteurs d'électricité sont satisfaits et fournissent suffisamment d'électricité à partir des offres de vente acceptées pour satisfaire toutes les offres d'achat acceptées.

Le marché en temps réel est conçu pour offrir des opportunités aux générateurs qui sont disponibles mais non sélectionnés dans la programmation Day-ahead, d'être utilisés sur le marché de l'électricité.

Certaines des tâches impliquées dans la compensation du marché de l'électricité sont les suivantes :

- Contrôler la solvabilité des participants au marché
- Fournir un fonds de garantie qui peut être utilisé pour couvrir les pertes qui dépassent les garanties déposées par une société de compensation défailante.
- Effectuer les flux de paiements sur la bourse de l'électricité (règlements physiques)
- Tracer les graphiques des offres d'achat des acheteurs et des offres des fournisseurs
- Déterminer le prix de compensation et le volume de compensation par l'interaction des courbes de demande et d'offre.

L'indicateur associé à cette Fonction est la conformité aux procédures approuvées pour la compensation du marché de l'électricité, qui décrivent la modalité de détermination du PCM et du

¹² Kumar N, Verma R, Singla S., "Analysis of Market Clearing Price (MCP) in Deregulated Electricity Market", International Journal of Scientific & Engineering Research, Vol. 5, October 2014

VCM sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère de performance associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de compensation du marché de l'électricité.

10.2.20. Fonction MRE 20 : Rapprochement du marché de l'électricité¹³

Le processus de réconciliation du marché de l'électricité comprend la collecte, la validation, l'estimation (surtout en l'absence de mesures précises), le stockage et l'archivage des données. L'entité de réconciliation du marché reçoit des informations ou des données sur les volumes de la part des participants au marché (c'est-à-dire les exploitants de générateurs, les entités de service de charge et les agences d'achat-vente) et détermine la quantité d'électricité produite par chaque générateur, et achetée par chaque entité de service de charge et agence d'achat-vente à chaque point d'approvisionnement du réseau (PAR). La conciliation du marché vise à garantir qu'à tout moment, il y a autant d'énergie injectée dans le réseau que d'énergie prélevée, et que la valeur des factures émises par les exploitants de générateurs correspondra aux recettes totales perçues par les entités de distribution de la charge, les agences d'achat et tout autre participant à la charge sur le marché en ce qui concerne la production d'énergie, en utilisant les tarifs approuvés par l'autorité de régulation. L'entité de réconciliation établit les bilans d'énergie et de revenus sur le marché de l'électricité et cette fonction est assurée par l'OSM dans le MIRE.

Certaines des tâches impliquées dans la réconciliation du marché de l'électricité sont les suivantes :

- Délimiter le marché de l'électricité en fonction des zones d'autorité d'équilibrage.
- Attribuer l'énergie sur le marché de l'électricité aux participants au rapprochement (c'est-à-dire les exploitants de générateurs (GO), les entités de service de la charge (ESC), l'autorité d'achat et de vente (AAV), dans les zones d'autorité d'équilibrage.
- Collecter et stocker des informations sur l'électricité produite par le GO (énergie et capacité), et sur l'électricité reçue (énergie et capacité) par l'ESC et l'AAV.
- Collecter et stocker des informations sur l'électricité vendue par le LSE et le PSA.
- Collecter et stocker des informations sur les factures des propriétaires de générateurs à l'ESC et à l'AAV pour l'énergie livrée, et sur les revenus perçus sur les ventes d'énergie et de capacité par l'ESC et l'AAV.
- Rapprocher l'électricité produite de l'électricité achetée et vendue, en appliquant toute méthodologie de meilleure pratique.
- Rapprocher les factures de production des recettes totales perçues sur les ventes d'électricité, en appliquant toute méthode de meilleure pratique.
- Déterminer le niveau des pertes sur le marché de l'électricité en utilisant les résultats de la réconciliation.
- Évaluer l'efficacité du marché de l'électricité en utilisant les résultats du rapprochement.

L'indicateur associé à cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour le rapprochement du marché de l'électricité, qui décrivent le processus détaillé de mise en œuvre du rapprochement de l'énergie et des revenus sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère de performance associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de réconciliation du marché de l'électricité.

¹³ "Reconciliation Methodology Guidelines Version 1.0", The Market Operator's Team, Electricity Authority of Wellington, New Zealand, January, 2015

10.2.21. Fonction MRE-21 : Régulation des tarifs de transport (TTMW, Section 4)

Il s'agit de développer une méthodologie appropriée qui peut être adoptée dans les pays de la CEDEAO pour la détermination des tarifs de transmission transfrontalière. La méthodologie est approuvée par l'ARREC. La méthodologie devrait être appliquée pour le calcul des tarifs de transmission dans les pays qui achètent et vendent de l'énergie, ainsi que dans les pays intermédiaires par lesquels l'énergie pourrait transiter.

Il y a un certain nombre de questions clés qui doivent être couvertes dans le tarif de transport. Ces questions sont les suivantes

- La responsabilité de la détermination et du paiement des pertes encourues en raison des flux d'échange d'énergie le long de l'interconnexion, y compris les lignes de transmission pertinentes utilisées dans les pays ;
- L'utilisation des frais de système, couvrant :
 - o Les coûts d'exploitation et de maintenance ;
 - o Le rendement des capitaux propres et la provision pour dépréciation ; et
- Les coûts encourus comme résultat direct de la résolution des contraintes de transmission causées par les flux d'échange d'énergie, par exemple le coût de la congestion.

Les principes fondamentaux de la fixation des tarifs de transport sont les suivants :

- **Promouvoir l'efficacité** en fournissant des signaux de prix appropriés à la production et à la demande, en incitant à des investissements appropriés et en favorisant la concurrence.
- **Recouvrer des coûts efficaces** - La sécurité du recouvrement des coûts réduit le risque d'investissement, et donc le coût du capital.
- **Être transparent**, équitable et prévisible, afin d'encourager les nouveaux acteurs du marché. Idéalement, la méthodologie devrait être facile à expliquer et devrait être stable à long terme, en évitant les "chocs de prix".
- **Être non discriminatoire**, c'est-à-dire traiter de la même manière les utilisateurs du réseau qui ont le même impact sur le réseau de transport.

Certaines des tâches impliquées dans la **fixation des tarifs de transport** sont les suivantes :

- Établir la base juridique pour la réglementation des tarifs de transport
- Déterminer l'approche réglementaire à adopter pour le calcul des tarifs.
- Examiner les documents déposés par le titulaire d'une licence de transport, afin d'en assurer la cohérence et l'exhaustivité.
- Déterminer les actifs de transport régionaux et leur valeur.
- Calculer les recettes annuelles requises (RAR) pour les services de transport régionaux. Les RAR sont constitués des dépenses d'exploitation et de maintenance, du rendement des capitaux employés, du rendement des capitaux employés, moins les revenus non tarifaires et les revenus d'autres Fonctions.
- Déterminer le total des unités d'énergie transmises sur le réseau de transport au cours de l'année.
- Calculer le prix unitaire pour les échanges transfrontaliers sur l'interconnexion.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec la méthodologie approuvée pour la fixation des prix de transport, qui prescrit les étapes et les procédures détaillées pour la fixation des prix de transport sur le marché régional de l'électricité. La conformité à la méthodologie est déterminée à

partir d'observations, tandis que l'indicateur de référence associé à cette Fonction est la disponibilité de la méthodologie de fixation des prix de transport.

10.2.22. Fonction MRE-22 : Échange d'informations sur le marché (RMP Art.17)

Les opérateurs de zone de contrôle doivent échanger toutes les informations et les données relatives à la topologie du réseau, aux flux actifs et réactifs, aux sommes des échanges programmés et, dans une certaine mesure, au schéma de production. Ces données seront utilisées pour effectuer des calculs en temps réel et prévisionnels pour la sécurité du réseau et également pour la prévision de la congestion pour les semaines et les jours à venir. De plus, chaque opérateur de zone de contrôle doit déterminer avec les autres opérateurs de zone de contrôle voisins l'ensemble approprié de données en temps réel à échanger en ligne.

Ces données de marché doivent être organisées de manière à pouvoir être utilisées aux fins mentionnées. Il existe également des règles générales pour le traitement des données et des règles que les institutions concernées de l'EEEOA doivent suivre pour la fourniture et l'utilisation de ces données.

Certaines des tâches impliquées dans l'échange d'informations sur le marché sont les suivantes :

- Collecte des informations pour l'enregistrement des participants au marché.
- Échange de données de base pour l'injection et l'extraction d'énergie.
- Communication d'informations sur les échanges d'énergie entre les producteurs et les fournisseurs de services de distribution, les clients éligibles et les négociants en énergie.
- Communication des échanges d'énergie, de la production et de la consommation planifiés à l'opérateur de marché.
- Communication du programme énergétique planifié à l'opérateur du système pour la gestion de la congestion

L'indicateur pour cette Fonction est la **conformité aux procédures approuvées pour l'échange d'informations sur le marché**, qui décrit les processus d'extraction, de traitement et d'échange d'informations sur le marché dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures d'échange d'informations sur le marché.

10.2.23. Fonction MRE-23 : Enregistrement du contrat (RMR, Art. 29.2)

L'opérateur du marché du système doit établir et tenir à jour un registre des contrats dans lequel il enregistrera et conservera les informations sur les contrats qui lui sont communiquées par les participants. Le registre des contrats ne doit pas contenir de prix ou d'autres informations commercialement sensibles. Le registre des contrats doit documenter l'énergie contractée auprès de chaque producteur et achetée par chaque participant à la charge.

Lors de la conclusion d'un nouveau contrat sur le marché, chaque participant doit notifier le contrat à l'OSM et demander son enregistrement. L'OSM doit publier sur son site Internet le formulaire à utiliser par les participants pour demander l'enregistrement d'un contrat ou notifier à l'OSM les modifications apportées à un contrat enregistré. Le formulaire doit contenir toutes les informations requises par l'OSM pour s'acquitter correctement de ses fonctions.

Certaines des tâches liées à l'enregistrement des contrats sont les suivantes :

-
- L'OSM doit établir et tenir à jour un registre des contrats dans lequel il enregistrera et conservera les informations relatives aux contrats qui lui sont communiquées par les participants au marché (MP).
 - Le registre des contrats ne doit pas contenir d'informations commercialement sensibles, telles que les prix.
 - Le registre des contrats doit documenter l'énergie contractée auprès de chaque producteur et achetée par chaque participant à la charge.
 - Chaque MP doit informer l'OSM de la conclusion d'un nouveau contrat et demander son enregistrement.
 - L'OSM publie sur son site Web le formulaire que les députés doivent utiliser pour demander l'enregistrement ou pour notifier les changements apportés à un contrat enregistré.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour l'enregistrement des contrats, qui prescrivent les étapes et les processus détaillés pour l'enregistrement des contrats sur le marché régional de l'électricité. La conformité à la méthodologie est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures d'enregistrement des contrats.

10.2.24. Fonction REM-24 : Équilibrage du marché de l'électricité

La charge électrique fluctue constamment, et les utilisateurs du réseau sont responsables de leur équilibre individuel. Cela signifie que les producteurs doivent autant que possible faire correspondre leur production à ce qu'ils vendent, tandis que les grands consommateurs ou fournisseurs d'électricité doivent faire correspondre leur consommation à ce qu'ils achètent. Tout changement dans la demande de charge qui n'est pas compensé par un changement correspondant dans les programmes de ressources oblige l'autorité d'équilibrage du marché à répondre à la demande en achetant de l'électricité ou en compensant les producteurs pour qu'ils réduisent leur production. Dans les deux cas, la dépense est récupérée auprès des participants au marché. Cette puissance supplémentaire (ou cette réduction de puissance) est achetée sur le "marché d'équilibrage". L'énergie achetée sur le marché d'équilibrage (énergie d'équilibrage) couvre les déficits de la demande que les programmes ne permettent pas de satisfaire. Cela permet aux propriétaires de production non dédiée de vendre de l'énergie sur le Balancing Market.

Parfois, l'énergie peut être surprogrammée, c'est-à-dire que la quantité d'énergie programmée est supérieure à la demande. Dans ce cas, l'autorité d'équilibrage du marché paiera les producteurs du marché d'équilibrage pour réduire la production. Là encore, l'autorité d'équilibrage du marché récupère le coût auprès des participants au marché représentant la charge.

En général, les déséquilibres du marché sont découragés par des amendes basées sur le coût de la régulation, en plus du paiement de l'énergie de réserve que l'OSM se procure sur le réseau pour atténuer le déséquilibre global du marché.

Certaines des tâches liées à l'équilibrage du marché de l'électricité sont les suivantes :

- Maintenir l'équilibre (minimiser le déséquilibre) du groupe d'équilibrage.
- signer des accords de groupe d'équilibrage avec les membres du groupe d'équilibrage
- Echanger avec d'autres groupes d'équilibrage pour réduire le déséquilibre des services énergétiques
- Régler avec l'autorité d'équilibrage les déséquilibres pour chaque période de règlement.

-
- Attribuer et collecter les frais pour les déséquilibres de chacun des membres du groupe d'équilibrage pour chaque période de facturation.

L'indicateur pour cette fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour l'équilibrage du marché, qui prescrivent les conditions et les modalités de l'équilibrage du marché sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette fonction est la disponibilité des procédures d'équilibrage du marché.

10.2.25. Fonction MRE-25 : Achat et vente

Cette Fonction concerne l'achat et la vente, et la prise de titres pour l'énergie, la capacité et les services d'exploitation interconnectés dans le marché régional de l'électricité. Les entités d'achat et de vente peuvent être des marchands affiliés ou non affiliés et peuvent posséder ou non des installations de production. Certaines des tâches spécifiques impliquées dans cette activité sont :

- Arrangement pour les services de transport auprès des fournisseurs de services de transport, ainsi que les arrangements pour les services liés à la fiabilité avec les propriétaires de générateurs ou les entités de service de charge.
- La vente d'électricité aux utilisateurs finaux conformément aux contrats approuvés par l'Autorité nationale de régulation (ANR).
- Paiement des producteurs pour l'électricité fournie
- Paiement des frais applicables pour les services de transmission et les opérations du système et les frais administratifs du marché, y compris le coût des services auxiliaires.
- Paiement des fournisseurs de services de distribution pour les services de distribution selon les tarifs approuvés par l'ARN.
- Réception des paiements des utilisateurs finaux pour l'électricité fournie selon les tarifs approuvés par le régulateur
- Demande de mise en œuvre de l'échange organisé

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures d'achat et de vente approuvées, qui décrivent les modalités d'achat en gros et de vente au détail d'électricité sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour l'achat en gros et la vente au détail d'électricité.

10.2.26. Fonction MRE- 26 : Demande de Service de Transport (PAUSTE, Art.17.1)

Une demande de service de transport ferme de point à point pour des périodes d'un an ou plus doit contenir une demande écrite adressée à l'OSM, à l'adresse désignée sur le Système d'Information du Marché de l'Electricité de l'Afrique de l'Ouest (SIMAO) au moins soixante (60) jours avant le mois civil au cours duquel le service doit commencer. Une demande remplie doit fournir les informations suivantes :

- a. L'identité, l'adresse, le numéro de téléphone, le numéro de télécopie et l'adresse électronique de l'entité qui demande le service ;
- b. Une déclaration selon laquelle l'entité qui demande le service est, ou sera au début du service, un client du service de transport admissible en vertu du PAUSTE ;

-
- c. L'emplacement du (des) point(s) de réception et du (des) point(s) de livraison et l'identité des parties livrant et recevant ;
 - d. L'emplacement de l'installation ou des installations de production fournissant la capacité et l'énergie et l'emplacement de la charge desservie en dernier ressort par la capacité et l'énergie transmises;
 - e. Une description des caractéristiques de fourniture de la capacité et de l'énergie à livrer ;
 - f. Une estimation de la capacité et de l'énergie qui devraient être livrées à la Partie réceptrice ;
 - g. La date de début du service et la durée du service de transport demandé ; et
 - h. La capacité de transport demandée pour chaque point de réception et chaque point de livraison sur le réseau de transport interconnecté du Pool d'énergie de l'Afrique de l'Ouest (WAPPITS) ; les clients peuvent combiner leurs demandes de service afin de satisfaire à l'exigence de capacité de transport minimale.

L'OSM doit traiter ces informations conformément aux normes de conduite relatives à la confidentialité énoncées dans les règles du marché régional.

Voici quelques-unes des tâches liées à la demande de service de transport :

- Un client de transport peut vendre, transférer ou céder ses droits en vertu de sa convention de service à un autre client de transport (le cessionnaire).
- Le client de transport qui a l'intention de céder ses droits (le cédant) doit être indemnisé, mais l'indemnisation ne doit pas dépasser le tarif initial payé pour le droit.
- Le cessionnaire recevra les mêmes services que le cédant, si le cessionnaire ne demande pas de modification des points de livraison ou de réception ou de modification de toute autre condition de la convention initiale.
- L'OSM doit être notifiée par le cédant dès que possible après la cession.
- Le cessionnaire doit payer des frais supplémentaires conformément aux dispositions du PAUSTE, si des changements sont demandés dans les points de livraison, de réception ou toute autre condition de l'accord.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité aux procédures approuvées de demande de service de transport de point à point, qui décrivent les étapes et les exigences pour les participants afin de demander un service de transport sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de demande de service de transport.

10.2.27. [Fonction MRE-27 : Modifier les règles du marché \(RMR, Art. 41\)](#)

Dans l'exercice de son mandat, l'ARREC a approuvé les règles du marché régional (RMR) en 2015, afin de définir le cadre général pour entrer, participer et échanger sur le marché, et d'assurer une prévisibilité et une transparence suffisantes du marché pour offrir certitude, transparence et sécurité aux participants et investisseurs. Les règles précisent également les droits et obligations des différentes entités opérant sur le marché.

Étant donné qu'il peut y avoir des conditions imprévues ou des tendances évolutives sur le marché de l'électricité qui n'étaient pas prévues dans les règles du marché, le RMR devra être modifié de temps à autre. Le processus d'amendement se fera par le biais d'une procédure réglementée telle qu'établie dans les règles du marché.

LA PROPOSITION DE MODIFICATION DES RÈGLES DU MARCHÉ PEUT ÊTRE INITIÉE PAR :

- i. L'OSM
- ii. L'ARREC
- iii. Le Bureau exécutif de l'EEEOA
- iv. Une autorité réglementaire nationale d'un des pays membres de l'EEEOA.
- v. Un groupe d'au moins quatre participants au marché

Une proposition de modification des règles doit prendre la forme d'une soumission écrite déposée auprès de l'ARREC. La soumission doit identifier toute disposition des règles pour laquelle la personne faisant la soumission considère qu'une modification ou une révision peut être nécessaire ou souhaitable et doit inclure une déclaration des raisons pour lesquelles la modification ou la révision des règles peut être nécessaire ou souhaitable. L'ARREC doit examiner et décider de la soumission d'amendement conformément à ses procédures de décision concernant le marché régional de l'électricité. Après examen, l'ARREC peut approuver ou rejeter la proposition d'amendement.

Certaines des tâches impliquées dans l'amendement des règles du marché sont les suivantes :

- L'OSM doit régulièrement préparer un rapport sur les règles décrivant les problèmes rencontrés dans la mise en œuvre des règles et le soumettre à l'ARREC.
- L'OSM ou l'ARREC, toute ARN ou le Bureau Exécutif de l'EEEOA peut faire une proposition d'amendement des règles.
- La proposition d'amendement doit être déposée auprès de l'ARREC
- Identifier dans la proposition toute disposition des règles nécessitant une modification, en indiquant les raisons de la modification.
- L'ARREC examine et décide de la proposition selon ses procédures de décision
- L'ARREC approuve ou rejette la proposition de modification s'il y a des raisons de le faire.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour l'amendement des règles du marché, qui décrit les processus d'amendement des règles du marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le repère associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de modification des règles du marché régional.

10.2.28. [Fonction MRE-28 : Application de la conformité avec les règles du marché régional, les procédures de marché et le manuel d'exploitation de l'EEEOA. \(RMR, Art. 42\)](#)

L'OSM, les GRT nationaux, les participants au marché et les fournisseurs de services de transport doivent se conformer aux RMR, aux procédures du marché régional et au manuel d'exploitation de l'EEEOA ainsi qu'à tout amendement ou modification qui leur a été apporté et qui a été dûment approuvé selon les procédures prescrites.

L'OSM doit veiller au respect de ces règles, procédures et manuel d'exploitation par tous les participants au marché et tous les GRT ou fournisseurs de services de transport nationaux. L'OSM doit déposer une plainte auprès de l'ARREC pour toute violation de l'une de ces règles/procédures.

Tout participant qui a la preuve qu'un autre participant ou un GRT national ou un fournisseur de services de transport a violé ou viole des dispositions des règles ou du manuel d'exploitation peut

déposer une plainte auprès de l'OSM. Dans le cas où l'OSM est soupçonné d'avoir violé ou de violer les règles ou le manuel d'exploitation, le participant peut déposer une plainte auprès de l'ARREC.

L'ARREC est responsable de l'application du RMR et du manuel d'opération de l'EEEOA, et à cette fin, l'ARREC a développé des procédures pour traiter les violations et les sanctions correspondantes.

Les violations opérationnelles sont des violations mineures ou significatives (non majeures) qui sont liées au fonctionnement direct du MER et pour lesquelles l'ARREC a délégué à l'OSM par une disposition des procédures de marché, le devoir d'enquêter et d'imposer des sanctions opérationnelles comme prévu par les règlements. Il existe des infractions non opérationnelles, dont l'ARREC ne délègue pas l'enquête et l'application de la conformité.

Certaines des tâches impliquées dans l'application de la conformité avec les règles du marché, les procédures de marché et le manuel d'exploitation de l'EEEOA sont les suivantes :

- Développer, maintenir et mettre en œuvre un processus d'application de la conformité.
- Evaluer et documenter la conformité
- Enquêter et résoudre les violations présumées des règles/normes du marché.
- Identifier les éventuelles lacunes dans les règlements/normes par le biais de la surveillance de la conformité.
- Imposer une pénalité pour violation des règlements/normes après avis et possibilité d'audience, sous réserve de la décision de l'autorité de conformité.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité aux procédures approuvées pour l'application de la conformité aux règles du marché, aux procédures de marché et au manuel d'exploitation de l'EEEOA, qui décrivent les processus d'application de la conformité aux règlements dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour l'application de la conformité.

10.2.29. Fonction MRE-29 : Archivage des dossiers du marché (RMR, Art. 43)

L'OSM élaborera et publiera une liste de toutes les informations et de tous les documents relatifs aux activités du marché régional de l'électricité que les participants au marché doivent conserver. À compter de la date de publication, les participants au marché doivent conserver toutes les informations ou tous les documents figurant dans la liste. En outre, l'OSM doit, conformément aux procédures de marché, définir et publier le statut de confidentialité de chaque type d'information ou de document lié au marché.

ERERA doit élaborer, publier et réviser de temps en temps une politique détaillant la période pendant laquelle les enregistrements d'informations sur le marché ou les catégories d'enregistrements préparés par l'OSM, les GRT nationaux, les fournisseurs de services de transport et les participants pour ou en relation avec les règles du marché et le manuel d'exploitation doivent être conservés. L'OSM et chaque participant doivent conserver les enregistrements ou les catégories d'enregistrements préparés pour ou en relation avec les règles et le manuel d'exploitation pendant la période spécifiée dans la politique susmentionnée.

Si aucune période n'est spécifiée pour un enregistrement donné, l'enregistrement doit être conservé pendant une période de cinq ans :

- dans le cas de la personne qui a créé le document, à partir de la date à laquelle le document a été créé ; et ;

-
- dans le cas de la personne qui a reçu l'enregistrement, à partir de la date de réception de l'enregistrement.
 - Certaines des tâches impliquées dans la conservation des enregistrements du marché sont les suivantes :
 - L'ARREC doit développer, publier et de temps en temps réviser la politique de conservation des enregistrements du marché produits par l'OSM, le DTSO, le TSP et les participants au marché (MPs).
 - L'ARREC doit spécifier la période de temps pour la conservation des enregistrements par les entités.
 - Si aucune période de temps n'est spécifiée pour un enregistrement donné, l'enregistrement doit être conservé pendant 5 ans.
 - Toutes les personnes doivent avoir un accès ouvert et non discriminatoire à toutes les informations en possession de l'OSM, à l'exception des informations confidentielles.
 - Toutes les informations, à l'exception des informations confidentielles qui doivent être mises à la disposition des parlementaires ou d'autres personnes, doivent être publiées par l'OSM sur le site web.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec la politique approuvée de conservation des enregistrements du marché, qui détaille les modalités de conservation des enregistrements du marché dans le marché régional de l'électricité. La conformité à la politique est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité de la politique de conservation des enregistrements du marché.

10.2.30. Fonction MRE-30 : Mise à jour des informations sur les participants (RMR Art.43)

L'OSM doit organiser, maintenir et publier le registre des participants sur le site Internet. Le registre des participants doit, entre autres, indiquer si un participant ou un candidat participant a été suspendu du marché ou a notifié à l'OSM son intention de se retirer du marché régional de l'électricité.

L'OSM doit mettre à jour le registre des participants lorsque l'un des événements suivants se produit :

- (i) admission d'un nouveau participant ;
- (ii) suspension d'un participant, pour indiquer la notification de suspension ; et
- (iii) la cessation de la participation au marché d'un participant pour quelque raison que ce soit, afin de supprimer le participant du registre des participants.

En ce qui concerne les participants candidats, l'OSM inclura dans le registre des participants la date à laquelle le formulaire de demande a été présenté et l'état actuel du traitement de la demande.

Lorsqu'il est informé d'un changement dans les informations fournies par un participant, l'OSM doit rapidement mettre à jour l'inscription du participant dans le registre des participants.

Certaines des tâches liées à la tenue des informations sur les participants sont les suivantes :

- L'OSM doit saisir dans le registre des participants les informations du participant contenues dans sa demande d'admission et les informations fournies par le participant conformément aux conditions d'admission, lors de son admission.

-
- L'OSM attribue un code d'identification unique à chaque participant. Pour un participant qui est un producteur, ce code doit être utilisé par l'OSM pour émettre des instructions de répartition.
 - L'OSM doit mettre à jour le registre des participants lors de l'admission de nouveaux participants, de la suspension d'un participant ou de la cessation de participation d'un participant, afin de supprimer le participant du registre des participants.
 - L'OSM organise, tient à jour et publie le registre des participants sur le site Internet.
 - L'OSM doit inclure dans le registre des participants la date à laquelle le formulaire de demande a été présenté et l'état actuel du traitement de la demande.

L'OSM doit rapidement mettre à jour l'inscription du participant dans le registre des participants, lorsqu'il est informé d'un changement dans les informations fournies.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures approuvées pour la maintenance des informations des participants, qui détaillent les modalités de maintenance des informations des participants dans le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures de maintien des informations des participants.

10.2.31. Fonction MRE-32 : Cession ou transfert des droits de transport (PAUSTE, Art. 23)

Sous réserve de l'approbation de L'ARREC, un client du service de transport peut vendre, céder ou transférer tout ou partie de ses droits en vertu de sa convention de service, mais uniquement à un autre client du service de transport admissible (le cessionnaire). Le client du service de transport qui vend, cède ou transfère ses droits en vertu de sa convention de service est ci-après appelé le revendeur. L'indemnisation du revendeur ne doit pas dépasser le plus élevé des deux montants suivants : le tarif initial payé par le revendeur ou le tarif maximal figurant dans le dossier du PAUSTE au moment de la cession.

Si le cessionnaire ne demande pas de changement dans le(s) point(s) de réception ou le(s) point(s) de livraison, ou tout changement matériel dans les termes ou conditions énoncés dans le contrat de service original, le cessionnaire recevra les mêmes services que le revendeur et la priorité de service pour le cessionnaire sera la même que celle du revendeur. Un revendeur doit notifier l'OSM dès que possible après toute cession ou transfert de service, mais dans tous les cas, la notification doit être faite avant toute fourniture de service au cessionnaire. Le cessionnaire sera soumis à tous les termes et conditions de l'accord du PAUSTE.

Voici quelques-unes des tâches liées à la cession ou au transfert des droits de transmission :

- Un client de transport peut vendre, transférer ou céder ses droits en vertu de sa convention de service à un autre client de transport (le cessionnaire).
- Le client de transport qui a l'intention de céder ses droits (cédant) doit être indemnisé, mais l'indemnisation ne doit pas dépasser le tarif initial payé pour le droit.
- Le cessionnaire recevra les mêmes services que le cédant, si le cessionnaire ne demande pas de changement des points de livraison ou de réception ou de modification de toute autre condition de la convention initiale.
- L'OSM doit être notifiée par le cédant dès que possible après la cession.
- Le cessionnaire doit payer des frais supplémentaires conformément aux dispositions du PAUSTE, si des changements sont demandés dans les points de livraison, de réception ou toute autre condition de l'accord.

L'indicateur pour cette Fonction est la conformité avec les procédures du PAUSTE approuvées pour l'assignation ou le transfert des droits de transmission, qui détaillent les processus applicables nécessaires pour assigner ou transférer le service de transmission d'un revendeur à un cessionnaire sur le marché régional de l'électricité. La conformité aux procédures est déterminée à partir d'observations, tandis que le Benchmark associé à cette Fonction est la disponibilité des procédures pour mettre en œuvre le transfert du service de transport.

11. Méthodologie et processus proposés (pour la collecte, la vérification, la validation et l'analyse des données) pour la surveillance du marché régional.

Les principales activités de surveillance et de contrôle du marché sont les suivantes

- L'identification des comportements frauduleux des participants au marché, ainsi que la détection des tentatives de comportements frauduleux, y compris les comportements unilatéraux entraînant des jeux ou des abus de pouvoir de marché, par le biais d'activités de données, et le soutien de l'application réglementaire.
- Performance du marché : détecter si les règles et procédures du marché fournissent des incitations efficaces et conduisent à des résultats de marché efficaces.
- Signalement des violations qui peuvent être détectées par la vérification et la validation des données. Lorsqu'une violation est suspectée, elle doit être signalée, en utilisant le processus de notification approuvé, à l'ARREC, qui est responsable de l'enquête et de l'application de la conformité. L'ARREC peut toutefois confier certaines de ces responsabilités à l'OSM, sous réserve des procédures approuvées.
- Identification des activités de l'OSM, des ZC et des GRTD qui peuvent avoir un impact sur l'efficacité du marché ou la concurrence effective. Tout participant qui a la preuve qu'un autre participant, le GRTD, la zone de contrôle ou l'OSM a violé ou viole toute disposition du règlement, peut déposer une plainte auprès de l'ARREC, en suivant la procédure de rapport approuvée, pour enquête.
- Identification des défauts de conception du marché réels ou potentiels et des inefficacités des règles et procédures du marché, qui peuvent créer des opportunités de manipulations du marché.
- Mise en œuvre de plans d'atténuation appropriés : à partir des résultats des enquêtes, des actions réactives appropriées sont prises pour remédier à tout impact indésirable d'une conduite stratégique et des défauts de conception du marché. Ces activités réactives comprennent des mesures d'atténuation et des actions punitives à court terme et des propositions de reconception du marché à long terme.
- La surveillance du marché implique non seulement l'observation et la mesure des comportements inappropriés du marché, mais aussi l'atténuation de ces comportements. L'atténuation des comportements inappropriés du marché est conçue pour prévenir ou éliminer, ainsi que pour dissuader ces abus. L'idée de base est d'empêcher certaines conduites avant qu'elles n'entraînent un comportement inapproprié du marché ou de pénaliser les conduites qui constituent un comportement inapproprié du marché.
- Les marchés qui sont surveillés comprennent
- Le marché de l'énergie

-
- Le marché de la capacité
 - Marché des services auxiliaires
 - Marché des capacités d'interconnexion

11.1. Données

Les données sont des "informations factuelles utilisées comme base de raisonnement, de discussion ou de calcul". Les données peuvent être qualitatives ou quantitatives, selon la façon dont elles sont exprimées. Les données qualitatives sont exprimées sous forme verbale ou narrative, tandis que les données quantitatives sont exprimées en termes numériques. Les données sont des chiffres, des caractères, des images ou toute autre méthode d'enregistrement, sous une forme qui peut être évaluée pour déterminer ou décider d'une action spécifique. Les données sont l'indice de la surveillance du marché au niveau micro. Nombreux sont ceux qui pensent que les données n'ont pas de sens en soi, mais que ce n'est que lorsqu'elles sont interprétées qu'elles prennent un sens et deviennent des informations. L'encadré ci-dessous illustre la différence entre les données et les informations

- *Le nombre 10 GWh est un exemple de données*
 - *La quantité d'énergie produite par une centrale électrique au Nigeria en 2021 est "10 GWh" est une information*

11.2. Collecte des données

La collecte de données fait référence au processus d'acquisition et de rassemblement d'un certain nombre d'ensembles de données. Il n'existe pas d'ensemble universellement accepté de statistiques et d'indices de surveillance du marché. Dans la pratique, il existe un large ensemble de données et d'indices qui sont surveillés sur des échelles de temps variables. Ces données se composent à la fois d'informations du domaine public ou de données publiques (par exemple, les résultats du marché de gros, les mesures du réseau, etc.) et d'informations confidentielles (telles que les informations sur les actifs des participants au marché et les prix des offres et des demandes). L'un des principaux avantages de la diffusion de données publiques est que tous les participants au marché savent que leurs programmes d'offres et leurs niveaux de production sont accessibles au public. Le fait que leur comportement soit directement observable est susceptible de rendre très facile la détection des violations des règles du marché. Toute partie intéressée peut surveiller le comportement de n'importe quel participant en utilisant ces données accessibles au public. Malgré les nombreux avantages de la publication de données publiques, peu de marchés le font.

Les groupements suivants servent de guide utile pour la gestion de la collecte des données, pour la surveillance du marché :

11.2.1. Données sur les prix du marché, la demande et les conditions du système

Le niveau des prix du marché est le plus important à surveiller dans le cadre de la surveillance du marché. Une augmentation modérée du prix du marché peut être le signe d'un abus de marché si elle intervient à un moment où la demande est faible. Cela signifie que les prix doivent être liés aux conditions du système, surtout au niveau de la demande, mais aussi au niveau de la capacité

disponible et aux indications de congestion du transport. Ces indices sont généralement rapportés sur une base mensuelle, saisonnière et annuelle, mais doivent être collectés pour chaque période pendant laquelle le marché fonctionne.

Les données brutes recueillies par le contrôleur du marché peuvent être différenciées des statistiques qui en sont ensuite dérivées. Sous la rubrique Prix du marché, demande et conditions du système, les données brutes peuvent inclure :

- Les Prix
- Les Conditions de la demande
- Les Disponibilité de la capacité
- La Congestion du transport

Étant donné que ces données brutes sont disponibles, certaines statistiques peuvent être dérivées et surveillées pour détecter les signes d'éventuelles distorsions du marché, telles que :

- Les Tendances des prix
- Les Comparaisons des prix
- L'Analyse de la fixation des prix
- L'Analyse de la demande et de la capacité
- -L'Analyse de la congestion

11.2.2. Indices de structure du marché

Les données brutes sur les indices de structure du marché consistent en des informations sur les parts de marché des producteurs et sur la sensibilité de la demande aux prix :

- La Part de marché : Les parts de marché de chaque producteur peuvent être collectées. Elles peuvent être basées sur les parts de capacité ou de production. Lorsque les parts de production sont utilisées, elles peuvent être collectées à différentes fréquences, allant de l'heure à l'année.
- La Réactivité de la demande : La réactivité de la demande aux changements de prix affecte la capacité des générateurs à exploiter une grande part de l'offre du marché et à faire monter son prix.

11.2.3. Indices et analyse des fournisseurs

L'analyse des fournisseurs se concentre sur le comportement des producteurs individuels qui peuvent avoir un pouvoir de marché. Dans ce cas, les données brutes consistent en des informations sur les offres et les pannes. Les informations sur les offres permettent de vérifier la rétention commerciale, tandis que les informations sur les interruptions permettent de vérifier la rétention physique. La tâche initiale de cette analyse est d'obtenir des offres de référence, qui indiquent comment chaque unité se comporte dans des conditions normales. Elles ne permettront pas d'identifier un abus durable de pouvoir de marché, mais un changement de comportement en réponse à un changement de circonstances à court terme sera repéré.

- Offres de marché : L'ensemble des offres de chaque marché organisé doit être disponible pour le contrôleur du marché, y compris les prix, la disponibilité et toute contrainte technique prise en compte lors de la fixation des prix. Si le prix de l'offre d'un générateur dépasse son coût marginal ou d'opportunité, cela peut constituer un exercice de pouvoir de marché.
- Coupures : des données doivent être détenues sur le nombre et la durée des dérèglages, y compris le nombre de MW par lequel la capacité de l'unité est réduite, et les coupures programmées et forcées.
- Offres de référence : Elles peuvent être produites pour chaque marché sur lequel une unité soumissionne normalement (par exemple, day-ahead, temps réel, etc.). Les offres de référence

peuvent être des offres acceptées en période de concurrence ou des informations obtenues par des consultations avec les participants au marché. Il s'agit d'informations historiques.

- Variation des offres : Les changements dans les offres de l'unité liés à l'abus de pouvoir de marché, peuvent être identifiés par la déviation des offres par rapport aux niveaux de référence.
- Analyse des offres : Ceci peut inclure :
 - La corrélation entre les offres et les niveaux de la demande
 - La corrélation entre les offres et l'existence ou l'ampleur de la congestion
 - La corrélation entre les offres et le prix du marché.
- Analyse des interruptions : Ceci peut inclure :
 - La corrélation entre les pannes et les prix du marché
 - La comparaison de la fréquence des pannes d'un générateur similaire.

11.2.4. Indices et analyse de la performance du marché

Certains indicateurs de performance du marché sont faciles à collecter. D'autres nécessitent des calculs compliqués. Les indicateurs faciles à collecter sont les suivants :

- Les mesures de liquidité : Le volume des échanges sur un marché par rapport à la demande physique sous-jacente est une mesure de la liquidité.
- L'exposition au marché au comptant : elle peut être mesurée en contrôlant le pourcentage de la charge qui est achetée dans le cadre de contrats à terme à long terme.

Table 11.1: Résumé des indices de suivi du marché

Statistiques	Categorie	Frequence	Données requises
Prix du marché et conditions du système			
Tendance des prix	Ex-post	Horaire, quotidien et mensuel	Prix au comptant, à terme et du carburant
Comparaison des prix	“	“	“
Analyse de fixation des prix	“	quotidien et mensuel	“
Comparaisons de la demande et de la capacité	“	“	Données sur la demande, Capacité de production, Offre de Production
Analyse de la congestion	“	“	Données sur les contraintes de transmission
Structure du marché			
Part de marché	Ex-ante	Quotidiennement, mensuellement, annuellement	Capacité ou ventes de producteurs, données sur les contraintes de transmission
Sensibilité à la demande	Ex-post	mensuellement, annuellement	Données sur la demande
Indices des fournisseurs			

Analyse de corrélation des offres	Ex-post	Quotidiennement, mensuellement	Données sur les offres, la demande et la congestion
Analyse des pannes	“	Mensuel, Annuel	Données sur les interruptions, la demande, le coût et le prix
Performance du marché			
Mesures de la liquidité	Ex-post	Quotidien, mensuel	Prix et volumes de l'offre
Expositions sur le marché spot	“	“	“

Les données et les informations ci-dessus sur le marché et les participants au marché peuvent être collectées par le biais de :

- Les informations fournies à l'OSM par les participants au marché, les zones de contrôle, les GRT nationaux et toute autre partie prenante concernée.
- Les informations recueillies par l'OSM lui-même sur sa conformité ou non avec la réglementation du marché.
- Informations sur les pannes

Des modèles doivent être générés pour la collecte et la soumission des données.

11.3. Vérification et validation des données

La vérification des données est un test de dépistage des données qui peut servir à signaler les comportements des participants qui peuvent suggérer un comportement inapproprié et la nécessité d'une analyse plus approfondie, afin d'identifier la nature du problème.

La validation des données est une activité visant à vérifier qu'un ensemble de valeurs est acceptable pour l'objectif visé. Elle évalue la plausibilité des données en question. Un résultat positif de la validation des données ne garantit pas que les données sont correctes, tandis qu'un résultat négatif garantit que les données sont incorrectes. La validation des données est une procédure décisionnelle qui se termine par l'acceptation ou le refus des données comme acceptables.

L'objectif de la validation des données est de garantir un certain niveau de qualité des données finales. La dimension de qualité sur laquelle nous nous concentrons ici est liée à l'exactitude. Il existe trois phases de validation des données pour la surveillance du marché. Ce sont :

- La première phase est automatique et effectuée par le logiciel au moment de la soumission des données. Il est recommandé qu'un logiciel/programme spécial, fait sur mesure, soit développé par l'ARREC pour être utilisé par les participants du marché pour faire des rapports électroniques. Si une donnée corrélée est manquante (par exemple, il y a des quantités mais pas de prix), la déclaration est automatiquement rejetée et il est demandé au fournisseur de données d'apporter une correction spécifique et de la soumettre à nouveau.
- La deuxième phase est un processus manuel. S'il y a des données non logiques (par exemple, au lieu de KWh, les données sont présentées en MWh), le rapport sera rejeté avec un message sur les corrections à apporter.
- La troisième phase de validation des données fait partie du processus d'analyse des données. Dans ce cas, les données sont vérifiées et, si nécessaire, des explications ou des corrections sont demandées. Le processus de validation comprend la vérification croisée des données avec les données déjà traitées dans la base de données. Des rapports de données provenant d'autres sources sont également utilisés à des fins de comparaison. Les écarts significatifs font l'objet de vérifications supplémentaires et d'une demande d'explication. Après toutes les

consultations et vérifications, les données peuvent être considérées comme valides pour le stockage

11.4. Analyse des données

L'analyse des données est l'application de procédures sur les données recueillies afin d'obtenir des informations. Comme indiqué ci-dessus, les données sont la matière première à partir de laquelle on obtient des informations. L'une des stratégies d'analyse des données est l'analyse des tendances, qui consiste à examiner les données recueillies à différentes périodes de temps, afin d'identifier et d'interpréter les changements. Une fois les données collectées, l'étape suivante consiste à les analyser. L'objectif le plus général de l'analyse des tendances est d'examiner les données en comparant une période de temps à une autre. Le processus d'analyse des données est une série d'activités connectées visant à obtenir des informations significatives.

Une activité critique d'analyse des données pour la surveillance du marché se concentre sur l'identification de l'exercice d'un pouvoir de marché, le comportement stratégique d'un participant au marché dans le but d'obtenir des transferts de richesse excessifs de la part d'autres participants, généralement des entités du côté de la demande. Les résultats de l'analyse indiquent si de telles stratégies sont mises en œuvre par une retenue physique, une retenue économique ou la création d'une congestion de transmission locale, et quels sont leurs impacts sur les résultats du marché.

L'analyse vise également à identifier les comportements du marché qui tirent un avantage injuste des règles du marché. Ces comportements peuvent entraîner non seulement l'inefficacité du marché mais aussi une réduction de la fiabilité du système.

11.5. Protection des données

Les données validées et analysées sont stockées dans la base de données et constituent la source des rapports périodiques du régulateur sur le marché. En outre, la confidentialité des données des participants au marché doit être respectée et protégée par le régulateur, lors de la production et du partage de ces rapports.

Le règlement prévoit la protection des données du marché qui sont commercialement sensibles. Lorsque de telles données sensibles doivent être partagées, des procédures sont stipulées pour l'accès à ces informations confidentielles. Ces procédures prévoient des obligations de confidentialité pour le destinataire de l'information.

12. Cadre de coordination des principales parties prenantes participant à la surveillance du marché régional de l'électricité

Le marché régional est le résultat de l'établissement d'un niveau hiérarchique supérieur d'organisation de plusieurs marchés nationaux, de sorte que leurs interactions initiales deviennent plus fortes et soumises à des règles communes bien définies. En plus de permettre les importations et les exportations d'énergie, les réseaux électriques interconnectés présentent une série d'avantages supplémentaires tels que l'amélioration de la fiabilité du système, la réduction des marges de réserve, le soutien de la puissance réactive, etc. Cependant, tous les marchés de l'électricité dans le monde ont connu une période prolongée d'exercice d'un pouvoir de marché important, de manipulations du marché et d'autres comportements abusifs. Les marchés qui ont le plus souffert sont ceux qui n'avaient pas mis en place de processus de surveillance prospective du marché. Le marché californien en est l'exemple le plus connu.

On s'attend donc à ce que l'introduction du marché régional de l'électricité s'accompagne d'irrégularités du marché à l'échelle régionale. Les régulateurs du secteur de l'électricité, tant nationaux que régionaux, doivent renforcer leur surveillance, leur contrôle et leurs efforts de coopération pour traiter ces problèmes lorsqu'ils sont observés. De même, l'opérateur régional du système et du marché (OSM) aura un certain nombre de zones d'interface avec les GRT nationaux et les zones de contrôle pour traiter les questions de surveillance sur le marché régional. Ces zones d'interface devront être renforcées.

12.1 Coopération au niveau national et régional entre l'ARREC et les autorités réglementaires nationales

Certaines des interfaces entre l'ARREC et les NRAs en ce qui concerne le traitement des questions liées à la surveillance du marché régional de l'électricité sont les suivantes :

- Il est de la responsabilité des NRAs de délivrer des licences aux Participants, tandis que l'ARREC approuve la participation des Participants au MRE.
- Une Entité ne peut pas être un Participant du Marché dans le REM régulé par l'ARREC sans être un Participant dans le Marché National de l'Electricité (MRE) régulé par les NRA, mais une Entité peut être un Participant dans le MRE régulé par les NRA sans être un Participant dans le MRE régulé par ERERA.
- Les NRA participent à la surveillance du MRE en signalant les participants au marché qui violent les RMR ou l'une des réglementations du marché régional.

12.2 Coopération entre le gestionnaire de réseau/marché régional et les gestionnaires de réseau de transport/marché nationaux

Les domaines de coopération entre l'OSM et les gestionnaires de réseaux de transport nationaux (GRTN), concernant la surveillance du marché régional de l'électricité, sont les suivants :

- i. Rapportage
 - L'OSM a une relation de rapport avec les GRTNs en ce qui concerne la surveillance de la conformité des participants au marché avec les dispositions du RMR.
 - Les zones de contrôle (ZA) et les GRTNs doivent rendre compte périodiquement à l'OSM de la performance du marché de l'électricité dans leurs zones.
 - Les rapports de surveillance du marché fournissent à la fois des informations descriptives sur le marché, ainsi que des écrans pour les comportements. Les informations descriptives des rapports de marché comprennent les conditions générales du marché telles que les niveaux de charge, les niveaux de prix, la congestion du transport, les niveaux d'engagement des ressources, les modèles de programmation et les actions des opérateurs. Les écrans pour les comportements du marché sont destinés à permettre une identification rapide des problèmes qui peuvent justifier une enquête.
- ii. Enquête
 - Les GRTNs doivent coopérer avec les enquêtes de l'OSM, y compris en fournissant des informations et des dossiers et en permettant l'accès à l'équipement et aux locaux des participants, comme l'équipement des sous-stations sous la responsabilité des GRTNs, comme cela peut être demandé.
- iii. Restauration des pannes

-
- Les zones de contrôle et les GRTNs doivent coopérer avec les procédures et les directives de rétablissement de l'OSM en cas d'urgence.

iv. Communication

- Les GRTNs doivent maintenir la communication requise avec l'OSM.
- Les GRTD doivent s'assurer que les flux, les paramètres techniques, les opérations dans les interconnexions, la planification et l'information sont gérés comme l'OSM peut l'exiger.

12.3 Obligations des entités participant à la surveillance du marché

Certaines des obligations des entités participant à la surveillance du marché régional de l'électricité sont les suivantes:

12.3.1. Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO (ARREC)

Les obligations l'ARREC dans le MRE comprennent :

- Recevoir les rapports de l'OSM, des zones de contrôle, des GRT nationaux et des participants au marché sur les infractions au marché commises par toute partie prenante.
- Mener des enquêtes sur les infractions qui lui sont signalées, en particulier les infractions non opérationnelles.
- Émettre des avertissements et des avis de pénalités aux parties prenantes pour les infractions à la réglementation
- Procéder au règlement des différends conformément aux procédures de règlement des différends.

12.3.2 Autorités de régulation nationales

- Recevoir les rapports des GRT nationaux, des OM et des autres participants sur les infractions au marché commises par toute partie prenante.
- Mener des enquêtes sur les violations qui lui sont rapportées
- Notifier l'ARREC lorsque les résultats de ces enquêtes peuvent avoir un impact sur les activités du marché régional.
- Collaborer avec l'ARREC en ce qui concerne les procédures de sanction et d'exécution sur les violations affectant le marché régional.
- Recommander des changements dans la structure du marché ou dans les règles et procédures du marché qui amélioreraient l'efficacité du marché régional de l'électricité.

12.3.3. L'opérateur de système et de marché

Les obligations de l'OSM dans le cadre de la surveillance du marché régional de l'électricité sont les suivantes :

- Recevoir les plaintes des participants au marché et des fournisseurs de services du marché, sur les violations des règles du marché, ainsi que collecter des données pour l'enquête et l'analyse.
- Produire un rapport sur les règles concernant la mise en œuvre des règles du marché et la performance du marché de l'électricité, y compris les problèmes de violation des règles du marché, et le soumettre à L'ARREC.
- Effectue des enquêtes sur les infractions, y compris l'analyse des données du marché.

- Émettre des avertissements et des avis de pénalité aux participants en cas d'infraction aux règles du marché
- Recouvrer les amendes des participants en cas d'infraction

12.3.4. Les zones de contrôle (ZC)

Les obligations des zones de contrôle en matière de surveillance du marché sont les suivantes :

- Signaler les infractions des participants à l'OSM ou à l'ARREC
- Coopère avec l'OSM en cas d'enquête

12.3.5. Les gestionnaires de réseaux de transport nationaux (GRTN)

Les obligations des GRT nationaux en matière de surveillance du marché sont les suivantes :

- Signaler les infractions des participants aux ZC, à l'OSM ou à l'ARREC.
- Coopérer avec l'OSM dans les cas d'enquête.

Table12.1: Résumé des obligations

s/n	Activité de surveillance	Parties prenantes	Obligations relatives à l'activité de surveillance
1	Pour les rapports	OSM	<ul style="list-style-type: none"> • Développe les procédures de surveillance du marché et les soumet à l'ARREC pour approbation, dans le but d'établir le mécanisme par lequel l'OSM doit vérifier que tous les participants se conforment aux RMR et aux procédures de marché. • Fait un rapport annuel à l'ARREC sur la performance du marché, y compris la performance financière. Fournit le même rapport aux participants au marché et aux ARN. • Rend compte chaque année à l'ARREC de la conformité des participants, des DTSO et des zones de contrôle avec le RMR et les procédures de marché. • Publie le rapport annuel des auditeurs du marché • Prépare et soumet tous les six mois, à l'ARREC, aux GRT, aux ZC et aux participants au marché, le rapport sur les règles concernant la mise en œuvre et l'application des RMR. • Tient un registre de conformité dans lequel il enregistre les infractions et les infractions potentielles aux RMR et aux procédures de marché, identifiées par ses propres activités de surveillance ou notifiées par toute partie prenante du marché.
		GRTs nationaux	<ul style="list-style-type: none"> • Rapports à l'ARREC sur la violation des RMR ou des procédures de marché par l'OSM, les ZC ou tout participant au marché

		Zones de contrôle	<ul style="list-style-type: none"> Rapports à l'ARREC sur la violation des RMR ou des procédures de marché par l'OSM, les GRTD ou tout participant au marché.
		Participants au marché	<ul style="list-style-type: none"> Rapports à l'ARREC sur la violation des RMR ou des procédures de marché par l'OSM, les GRTD, les ZC ou tout participant au marché.
2	Investigation	ARREC	Enquête sur toute violation grave présumée, dès qu'elle en a connaissance.
		ANRs	Enquête sur toute violation grave présumée, dès qu'il en a connaissance et informe l'ARREC en cas de violation des RMR.
		OSM	Enquête sur toute violation mineure ou importante présumée dès qu'elle en a connaissance.
		GRTs nationaux	Coopère avec l'OSM dans les cas d'enquête.
		Zones de contrôle	Coopère avec l'OSM dans les cas d'enquête.
3	Émissions d'avertissements	ARREC	Émettre des avertissements aux participants au marché, aux : OSM, aux GRT ou aux ZC en cas de violations non opérationnelles.
		ANRs	Renvoie les infractions à l'ARREC pour l'émission d'avertissements
		OSM	émettre des avertissements aux participants au marché, lorsqu'il a des raisons de croire qu'un comportement non conforme a eu lieu.
4	Sanctions	ARREC	Imposer des sanctions pour les infractions non opérationnelles
		ANRs	Renvoie les infractions à l'ARREC pour l'imposition de sanctions et impose une sanction lorsque l'infraction implique une violation des conditions de licence
		OSM	Émettre des avertissements ou un avis de pénalité opérationnelle à tout participant au marché pour une violation opérationnelle. Les infractions opérationnelles sont des infractions mineures ou importantes qui sont liées au fonctionnement direct du marché régional et pour lesquelles l'ARREC a délégué à l'OSM le devoir d'enquêter et d'imposer des pénalités opérationnelles.
5	Collecte d'informations	OSM	Recueillir des informations sur le comportement des participants au marché pour étayer les allégations de non-conformité aux RMR ou aux procédures de marché.
6	Recommandation de mesures correctives	OSM	Recommander des changements dans la structure du marché ou dans les règles et procédures du marché, qui amélioreraient l'efficacité du marché de l'électricité.

13. Mise en application de la réglementation en matière de surveillance du marché

La surveillance du marché est, dans la plupart des cas, un exercice ex post. Les ANR traitent les abus du marché par le biais d'enquêtes après coup. Lorsque des cas de violation ou d'infraction sont suspectés, ils sont transmis à l'OSM et à l'ARREC pour enquête et application de la réglementation. Les outils généraux de mise en œuvre de la conformité comprennent des audits de conformité, des enquêtes, des contrôles ponctuels et d'autres procédures pour l'identification des infractions et l'évaluation des sanctions pour non-conformité.

13.1. Types de violations

Conformément au règlement de la CEDEAO sur les sanctions, les violations des règles du marché régional de l'électricité de la CEDEAO sont classées par l'ARREC comme a) sérieuses, b) significatives ou c) mineures. Les violations sérieuses sont également appelées violations non opérationnelles et sont les violations sur lesquelles seul l'ARREC peut enquêter et imposer des sanctions.

Les infractions significatives et mineures sont conjointement appelées infractions opérationnelles qui sont liées au fonctionnement direct du marché régional de l'électricité, et pour lesquelles l'ARREC a délégué à l'OSM, par une disposition des procédures de marché, le devoir d'enquêter et d'imposer des sanctions opérationnelles.

13.2 Investigation of Alleged Breaches

13.2.1. Enquête de l'OSM

- i. L'OSM doit adopter les processus suivants pour enquêter sur toute allégation de violation mineure ou importante du RMR ou des procédures de marché :
- ii. Dès qu'il a connaissance d'une violation par l'une des voies pertinentes, l'OSM mène l'enquête nécessaire
- iii. Lorsque l'OSM considère que la violation présumée notifiée par un participant au marché sur ses propres activités ou celles d'un autre participant ou fournisseur de services, se rapporte à une affaire déjà en cours d'investigation, à une affaire qui a déjà fait l'objet d'une investigation ou à une affaire que l'OSM a déjà conclue, il peut ne pas être nécessaire pour l'OSM d'ouvrir une nouvelle investigation sur l'affaire.
- iv. Dans le cadre de son enquête, l'OSM a le pouvoir de demander des informations ou des dossiers supplémentaires au participant, ainsi que de fouiller les locaux du participant et d'inspecter ses installations, conformément aux procédures stipulées.
- v. Le participant est censé coopérer avec l'OSM dans la conduite de l'enquête. Mais si le participant ne coopère pas, l'OSM renverra l'enquête à l'ARREC
- vi. A l'issue de l'enquête, l'OSM indique dans son registre de contrôle de conformité si une violation des règles ou des procédures a été commise, compte tenu de toutes les preuves disponibles.

13.2.2. Investigation par l'ARREC

Pour les enquêtes menées par l'ARREC, concernant les violations graves ou les violations que l'OSM n'a pas pu conclure en raison du manque de coopération du participant faisant l'objet de l'enquête, les processus adoptés par l'OSM pour mener les enquêtes concernant les violations significatives et mineures, seront également adoptés par l'ARREC pour mener les enquêtes. Ceci est toutefois soumis aux règles d'application de l'ARREC.

13.3 Sanctions et pénalités

Conformément au règlement sur les sanctions, l'ARREC appliquera des sanctions contre le participant au marché ou le fournisseur de services du marché, en cas de violation des RMR ou des procédures de marché, ou de toute autre réglementation du marché. Conformément à ce règlement, les sanctions pour les infractions graves ou les infractions non opérationnelles seront appliquées par l'ARREC, tandis que les sanctions pour les infractions significatives et mineures (infractions opérationnelles) seront appliquées par l'OSM lorsque l'ARREC a délégué ces pouvoirs à l'OSM.

13.3.1. Sanctions et pénalités par l'OSM

- i. Pour les violations opérationnelles, l'OSM peut, selon les circonstances, émettre un avertissement ou un avis de pénalité opérationnelle au participant au marché pour la violation opérationnelle, conformément au RMR et aux procédures de marché. L'OSM doit également déposer une plainte auprès de l'ARREC concernant la violation.
- ii. En décidant qu'une violation opérationnelle s'est produite, l'OSM tiendra compte des résultats de son enquête, ainsi que de la réponse du participant au marché à l'avertissement de l'OSM, le cas échéant.
- iii. Un participant au marché ayant reçu un avis de pénalité peut demander une révision de la décision de l'OSM par l'ARREC, conformément aux RMR,
- iv. Le participant doit payer la pénalité à l'OMU dans les 28 jours suivant la réception de l'avis.
- v. L'ARREC détermine les modalités d'utilisation des recettes provenant des pénalités opérationnelles.

13.3.2. Sanctions et pénalités par l'ARREC

Les décisions concernant les violations graves ou non opérationnelles ne peuvent être prises que par l'ARREC. Pour prendre ces décisions, l'ARREC suivra les procédures décrites dans le règlement sur les sanctions. L'ARREC peut prendre un certain nombre de mesures, parmi lesquelles :

- Demander des informations et des données supplémentaires aux acteurs du marché.
- Organiser des audits réguliers et extraordinaires
- Prescrire des mesures correctives
- Prescrire des sanctions, y compris des pénalités financières
- Reprendre temporairement ou définitivement les licences des participants au marché.

13.4 Recours contre les décisions de l'ARREC en matière de surveillance du marché régional de l'électricité

Les décisions prises par l'ARREC en ce qui concerne ses pouvoirs d'exécution en vertu de son Règlement des Opérations et des Règles du Marché sont considérées comme définitives et contraignantes pour les Participants au Marché. Les décisions de l'ARREC peuvent cependant être contestées uniquement sur des questions de droit devant la Cour de Justice de la CEDEAO.