



DECISION N°020/ERERA/26

Portant adoption de la Méthodologie de Tarification du Transport Régional (MTR) applicable au Marché Régional de l'Électricité (MRE)

Le Conseil de Régulation,

VU le Traité révisé de la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) du 24 juillet 1993 ;

VU le Protocole A/P4/1/03 sur l'Energie de la CEDEAO du 31 janvier 2003;

VU l'Acte additionnel A/SA.2/01/08 du 18 janvier 2008 portant création de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) ;

VU le Règlement C/REG.27/12/07 du 15 décembre 2007 tel qu'amendé, portant composition, organisation, attributions et fonctionnement de l'ARREC, notamment en son article 18.5 relatif à la fixation des règles de tarification du transport et des services associés;

VU la Directive C/DIR.1/06/13 du 21 juin 2013 sur l'organisation du Marché régional de l'électricité (MRE) ;

VU la Décision N°006/ERERA/15 du 18 août 2015 portant adoption de la Méthodologie tarifaire pour les coûts et le tarif du réseau de transport du Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain ;

VU la Décision N°018/ERERA/25 du 13 septembre 2025 portant approbation des Codes du Marché Régional de l'Electricité Ouest Africain (CMRE-OA);

VU la lettre WAPP/2024/SG/DICC/ja/ria/107-79 du 04 juillet 2024 du Secrétariat Général de l'EEEOA saisissant l'ARREC aux fins d'adopter une nouvelle méthodologie de tarification du transport basée sur la Méthode de Participation Moyenne (Average Participation Method – APM) dans le cadre du Marché Régional de l'Électricité.

CONSIDERANT que le développement du Marché Régional de l'Électricité nécessite une méthodologie de tarification du transport transparente, équitable et non discriminatoire, favorisant l'accès ouvert au réseau et les échanges transfrontaliers d'électricité ;

CONSIDERANT que la méthodologie adoptée en 2015 reposant sur une approche MW-km basée sur les flux de charge (load-flow) correspondait principalement aux transactions bilatérales de la phase initiale du marché ;

CONSIDERANT que la mise en œuvre du Marché Régional de l'Électricité et l'évolution vers des mécanismes d'échanges multilatéraux nécessitent une méthodologie tarifaire mieux adaptée à la structure du réseau régional interconnecté ;

CONSIDERANT le rapport de la vingt-quatrième réunion conjointe des Comités Consultatifs des Régulateurs et des Opérateurs de l'ARREC du 22 octobre 2025 recommandant l'adoption de la Méthodologie de tarification du transport régional (MTR) par le Conseil de Régulation de l'ARREC ;

CONSIDERANT la note explicative exposant les motifs de l'adoption du projet de Méthodologie de Tarification du Transport Régional, présentée au Conseil de Régulation lors de sa quatre-vingt-treizième réunion;

CONSIDERANT la nécessité d'adapter la méthodologie de tarification du transport aux exigences opérationnelles du Marché Régional de l'Électricité et de garantir des signaux tarifaires transparents, équitables et non discriminatoires pour l'utilisation du réseau de transport régional;

CONSIDERANT les conclusions de la 93^e réunion du Conseil de Régulation de l'ARREC tenue du 17 au 19 mars 2026, ayant examiné et validé le projet de Méthodologie de Tarification du Transport Régional (MTR);

Après délibération,

DECIDE

Article 1

La Méthodologie de Tarification du Transport Régional (MTR) applicable au Marché Régional de l'Électricité (MRE), ci-jointe, est adoptée.

Article 2

La MTR définit les principes, règles et procédures applicables au calcul des tarifs de transport pour l'utilisation du réseau de transport régional dans le cadre des échanges d'électricité au sein du Marché Régional de l'Électricité.

Article 3

La MTR repose sur la Méthode de Participation Moyenne (Average Participation Method – APM) permettant d'allouer les coûts du réseau de transport régional aux utilisateurs en fonction de leur contribution moyenne aux flux de puissance sur le réseau.

Article 4

La Décision N°006/ERERA/15 du 18 août 2015 portant adoption de la Méthodologie tarifaire pour les coûts et le tarif du réseau de transport du Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain est abrogée.

Article 5

La présente Décision est publiée au Bulletin Officiel de l'ARREC et sur son site internet.

Article 6

La présente Décision entre en vigueur à compter de la date de sa signature.

Fait à Accra, GHANA, le 19 mars 2026

Charles NDIAYE



Membre du Conseil

Kocou Laurent Rodrigue Tossou



Président

MÉTHODOLOGIE DE TARIFICATION DU TRANSPORT RÉGIONAL (MTTR)

TABLE DES MATIÈRES

ACRONYMES	3
CHAPITRE I. DISPOSITIONS GÉNÉRALES	4
ARTICLE 1 INTRODUCTION ET OBJECTIFS	4
ARTICLE 2 BASE JURIDIQUE.....	4
ARTICLE 3 DÉFINITIONS.....	4
ARTICLE 4 INTERPRÉTATION	6
CHAPITRE II. TARIFICATION DU TRANSPORT D'ELECTRICITE	6
ARTICLE 5 PRINCIPES DE TARIFICATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ AU NIVEAU RÉGIONAL	6
ARTICLE 6 MÉTHODE DE PARTICIPATION MOYENNE.....	6
ARTICLE 7 MÉCANISME DE COMPENSATION INTER-GESTIONNAIRE DE RÉSEAU.....	7
ARTICLE 8 RECOUVREMENT DES COÛTS	8
ARTICLE 9 IMPACT DU MÉCANISME DE COMPENSATION INTER-GESTIONNAIRE DE RÉSEAU SUR LES TARIFS NATIONAUX.....	8
ARTICLE 10 JUSTIFICATION DU MÉCANISME DE COMPENSATION INTER-GESTIONNAIRE DE RÉSEAU.....	9
ARTICLE 11 ÉTAPES DU MÉCANISME DE COMPENSATION INTER-GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE L'EEEOA	9
CHAPITRE III. PROCÉDURE D'APPLICATION DU TARIF DE TRANSPORT RÉGIONAL D'ELECTRICITE	15
ARTICLE 12 APPLICATION DE L'APM	15
ARTICLE 13 ÉLABORATION DE LA PROCÉDURE D'APPLICATION DU TARIF DE TRANSPORT RÉGIONAL.....	15
ARTICLE 14 APPROBATION DES VALEURS ANNUELLES.....	15
CHAPITRE IV. DISPOSITIONS FINALES	16
ARTICLE 15 RÉVISION ET MODIFICATION DE LA MÉTHODOLOGIE DE TARIFICATION DU TRANSPORT RÉGIONAL	16
ARTICLE 16 MISE EN VIGUEUR	16

ACRONYMES

APM	Méthode de participation moyenne
ARN	Autorité de Régulation Nationale
ARREC	Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
CGM	Modèle de réseau commun
CMPC	Coût moyen pondéré du capital ou en anglais Weighted Average Cost of Capital (WACC)
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
OSM	Opérateur du système-marché
MRE	Marché régional de l'électricité
MTTR	Méthodologie de tarification du transport régional
MWh	Mégawattheure
PATRE	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
PSSE	Logiciel de planification de système de transport d'énergie
RCP	Partie pour la Compensation régionale
RTIE	Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA
SPV	Société à Objectif Spécifique, en anglais Special Purpose Vehicle
WAPP ou EEEOA	Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain

CHAPITRE I. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Article 1 Introduction et objectifs

1.1 La méthodologie de tarification du transport au sein du Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) appelée Méthodologie de tarification du transport régional (MTTR) décrit les étapes à suivre et les règles qui doivent régir la détermination et l'allocation des coûts de transport pour le Marché Régional de l'Electricité (MRE). La MTTR est basée sur la méthode de participation moyenne (APM) et est approuvée par l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC).

1.2 L'Opérateur du Système-Marché (OSM) détermine, chaque année, les compensations à payer ou à recevoir par chaque Partie pour la Compensation régionale (RCP) dans le MRE en appliquant les règles énoncées dans la présente méthodologie et ses procédures d'application.

1.3 L'OSM soumet chaque année à l'approbation de l'ARREC les coûts d'utilisation des actifs de transport régionaux et les pertes associées, ainsi que les allocations proposées. Seuls les coûts, les tarifs et l'allocation des coûts soumis par l'OSM dans le cadre de la présente méthodologie sont pris en compte pour approbation par l'ARREC.

Article 2 Base juridique

2.1 En vertu de l'Article 18.5 du Règlement C/REG.27/12/07 du 15 décembre 2007, tel que modifié, l'ARREC a reçu le mandat de fixer les règles de comptabilisation des coûts et la structure des tarifs de transport et des services associés, et d'approuver les propositions tarifaires soumises par les opérateurs.

2.2 Le Code de l'électricité de la CEDEAO adopté par l'Acte additionnel A/SA.2/07/23 du 9 juillet 2023 prévoit en son article 33 que les règles, méthodologies, procédures de tarification et les tarifs dans le Marché régional de l'électricité sont définis par l'ARREC conformément à la réglementation régionale.

2.3 Les Codes du MRE approuvés par Décision N°18/ERERA/25 de l'ARREC prévoient à l'Article MC 24.3.1 du Code de marché que la Méthodologie de tarification du transport régional et la « Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité » sont approuvées par l'ARREC. La méthodologie exposée dans le présent document comprend l'allocation des coûts au moyen de l'APM et est conforme aux principes de tarification du transport énoncés dans l'Article MC24.2 du Code de marché.

Article 3 Définitions

ARREC	Désigne l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO, le régulateur du commerce transfrontalier régional de l'électricité dans le Système d'échanges d'énergie électrique de l'Ouest Africain. Il est chargé de réguler le marché régional de l'électricité, tel que défini par le Règlement C/REG.27/12/07 portant composition, organisation, attributions et fonctionnement de l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO.
Autorité de Régulation Nationale ou ARN	Désigne toute autorité compétente d'un État membre chargée de la régulation du secteur de l'électricité, y compris, le cas échéant, toute autorité habilitée à approuver les tarifs de l'électricité dans ledit État membre.

Boucle de circulation de puissance ou Loop Flow	Désigne un flux physique d'électricité non intentionnel qui circule en dehors du chemin prévu par les contrats commerciaux en utilisant plutôt des réseaux tiers interconnectés à cause des lois de l'électricité.
Codes du MRE	Désigne l'ensemble des principes, méthodes et règles techniques partagés régissant un aspect donné de la gestion du Système Électrique interconnecté de l'EEEOA pour la planification et l'exploitation appropriées du Marché Régional de l'Électricité, tel qu'approuvé par l'ARREC avec la Décision N°018/ERERA/25.
Coût standard des actifs	Désigne le coût de remplacement, tel qu'approuvé par l'ARREC, de chaque type d'actif de transport dans la Base de données régionale sur les actifs.
Marché régional de l'électricité (MRE)	Tous les échanges transfrontaliers d'électricité et les services connexes effectués à travers les Interconnexions Transfrontalières au sein du RTIE.
Opérateur du système-marché (OSM)	Tel que défini dans les Codes du MRE.
Partie pour la Compensation régionale (RCP)	Désigne l'entité dans chaque zone de réglage qui reçoit ou paie la compensation régionale pour les coûts de transport résultant des échanges transfrontaliers d'électricité. Le gestionnaire de réseau est d'office le RCP de sa zone de réglage, à moins que l'Autorité de régulation nationale (ARN) n'en décide autrement et notifie le RCP à l'ARREC et à l'OSM. Les SPV agissant en tant qu'opérateurs de transport transnationaux spécialisés sont également des RCP pour ce qui concerne la compensation de l'utilisation de leurs actifs propres.
Règles sur les sanctions	Se réfère au Règlement C/REG.17/06/19 de la CEDEAO du 27 juin 2019 relatif aux sanctions applicables au Marché Régional de l'Electricité (MRE).
RTIE	Tel que défini dans les Codes du MRE.
Société à Objectif Spécifique (SPV)	Une Société à Objectif Spécifique (SPV) est une entité juridique distincte fonctionnant comme un opérateur de transport transnational spécialisé. Elle est créée pour posséder et gérer des actifs de transport qui desservent plusieurs pays, tels que définis par des traités intergouvernementaux.
Système d'échange d'énergie électrique ouest-africain (WAPP)	Tel que défini dans les Codes du MRE.
Tarif national	Le tarif de l'électricité ou le système d'allocation des coûts approuvé par l'ARN à appliquer dans le pays de l'ARN.

Article 4 Interprétation

4.1 Sauf indication contraire, les principes d'interprétation suivants sont applicables aux présentes règles :

- (a) Les termes définis dans les Codes du MRE qui ne sont pas autrement définis à l'Article 3 de la présente méthodologie, ont la signification qui leur est donnée dans les Codes du MRE.
- (b) Lorsque une disposition des présentes règles est incompatible avec une disposition des Codes du MRE, les Codes du MRE prévaudront dans la mesure de l'incohérence.
- (c) La mention d'une personne comprend ses successeurs à l'égard de l'actif, du passif, de la fonction ou de l'activité auxquels cette référence se rapporte.
- (d) Lorsque une période de temps est spécifiée en jours à partir d'un jour donné, elle doit être calculée à l'exclusion de ce jour.

4.2 En vertu de l'Article 17 du Règlement C/REG.27/12/07 du 15 décembre 2007, tel que modifié, l'ARREC interprète les règles techniques et commerciales organisant les échanges transfrontaliers d'énergie électrique, à travers RTIE.

CHAPITRE II. TARIFICATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Article 5 Principes de tarification du transport d'électricité au niveau régional

5.1 Les principes fondamentaux de la tarification du transport d'électricité sont les suivants :

- (a) **Répartir les coûts proportionnellement entre les bénéficiaires**, c'est-à-dire que le coût de chaque actif de transport doit être réparti proportionnellement aux avantages que chaque utilisateur tire de l'utilisation de cet actif de transport.
- (b) **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.
- (c) **Recouvrer les coûts**, en fournissant un cadre réglementaire stable pour le recouvrement des coûts, réduisant ainsi le risque d'investissement et donc le coût du capital.
- (d) **Être transparente et prévisible**, la méthodologie doit être facile à comprendre et stable à long terme, en évitant les « chocs de prix ».
- (e) **Être équitable et 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 d'électricité.

Article 6 Méthode de participation moyenne

6.1 La méthode de la participation moyenne (APM) est la méthode utilisée dans la présente Méthodologie de tarification du transport régional pour allouer l'utilisation des actifs de transport et les pertes de transport aux utilisateurs individuels du RTIE. La méthode est basée sur le suivi du flux d'électricité d'un générateur individuel à une charge individuelle. Elle identifie pour chaque générateur injectant de l'énergie dans le réseau les chemins physiques parcourus par les flux d'électricité, commençant à partir de ce générateur et traversant le réseau jusqu'à ce qu'ils atteignent les charges où ils se terminent. La méthode fonctionne également dans l'autre sens, identifiant ainsi les chemins parcourus depuis les charges vers les générateurs. L'ensemble du flux sur un élément de réseau provient

de certains générateurs et se termine au niveau de certaines charges, de sorte que l'utilisation globale de cet élément de réseau par les charges est la même que celle faite par les générateurs.

6.2 Il est donc possible d'allouer le coût de chaque ligne à différents utilisateurs en fonction de la mesure dans laquelle les flux commencent à un certain point et ont circulé le long d'une ligne spécifique. Grâce à l'APM, il est alors possible de déterminer l'utilisation des actifs de transport pour chaque générateur et pour chaque charge pris individuellement.

6.3 Comme l'APM détermine l'utilisation proportionnelle de chaque actif, cette même proportion peut être utilisée pour attribuer le coût annuel de l'actif à chaque utilisateur. La même proportion peut également être appliquée au coût des pertes dans le système. L'APM prévoit donc l'attribution des coûts de chaque élément du réseau aux différents utilisateurs du réseau en fonction de leur contribution aux flux d'énergie le long dudit élément du réseau.

Article 7 Mécanisme de compensation Inter-Gestionnaire de réseau

7.1 Les objectifs du mécanisme de compensation sont les suivants :

- (a) **Assurer une compensation en temps opportun entre les Gestionnaires de réseau :** Afin de garantir le bon fonctionnement du marché régional de l'électricité, les Gestionnaires de réseau agissent en tant qu'intermédiaires pour les utilisateurs de leurs réseaux. L'ARREC et les Autorités de régulation nationales (ARN) mettent en place les dispositions nécessaires pour assurer le règlement rapide des compensations et éviter toute perturbation dans l'utilisation du RTIE.
- (b) **Respecter la souveraineté et l'autonomie des États membres :** le mécanisme régional de compensation n'affecte pas la conception et la détermination des Tarifs Nationaux au-delà des ajustements minimaux nécessaires à la mise en œuvre du présent mécanisme régional d'allocation des coûts.
- (c) **Éviter de lier les tarifs de transport aux transactions commerciales :** Les tarifs de transport ne doivent pas être fondés sur les transactions commerciales, car une telle approche pourrait fausser l'optimisation du dispatching des centrales électriques et avoir un impact négatif sur l'efficacité globale du système électrique.

7.2 Grâce à l'application de l'APM, il est possible de déterminer la proportion d'utilisation de chaque actif de transport national et les pertes associées dues aux flux transfrontaliers. Une fois que l'APM a attribué le flux dans les actifs de transport aux utilisateurs du réseau concernés, les mêmes facteurs d'allocation sont utilisés pour attribuer les pertes dans les actifs. La compensation et les frais sont déterminés en conséquence. Par conséquent, il est possible de déterminer la compensation pour le coût de l'accueil de tels flux transfrontaliers et notamment :

- (a) les coûts de mise à disposition d'infrastructures pour accueillir les flux transfrontaliers d'électricité ;
- (b) les coûts des pertes subies dans les réseaux de transport nationaux du fait de l'accueil de flux transfrontaliers d'électricité.

7.3 Bien que le cadre de l'APM permette d'attribuer la responsabilité des flux transfrontaliers à chaque générateur et à chaque charge, une approche simplifiée est retenue pour la mise en œuvre du mécanisme de compensation. Ainsi, chaque Zone de réglage désigne une Partie pour la Compensation régionale (RCP)

chargée de représenter l'ensemble des générateurs et des charges de sa zone. La RCP agira comme intermédiaire — en tant que receveuse nette ou payeuse nette — dans le processus de compensation. À ce titre, chaque RCP conclut un accord avec l'OSM pour l'administration et le règlement des compensations.

7.4 Les principes suivants s'appliquent au cadre de compensation Inter-Gestionnaire de réseau :

- (a) Les RCP reçoivent ou paient une compensation pour les coûts résultant des flux transfrontaliers d'électricité.
- (b) Ces compensations sont calculées sur la base d'un mécanisme d'allocation approprié, entre les générateurs et les charges des réseaux de transport nationaux d'où proviennent les flux transfrontaliers et les réseaux où ces flux se terminent.
- (c) Les paiements ou encaissements de compensations sont effectués ex ante sur une base régulière pour une période donnée.
- (d) Des ajustements ex post des compensations sont effectués, le cas échéant, pour refléter les coûts réellement encourus.

Article 8 Recouvrement des coûts

8.1 L'APM prévoit le recouvrement :

- (a) des coûts d'investissement du réseau et des équipements ;
- (b) des coûts d'exploitation et de maintenance ;
- (c) des coûts liés aux pertes de transport.

Article 9 Impact du mécanisme de compensation Inter-Gestionnaire de réseau sur les Tarifs Nationaux

9.1 L'application de l'APM a une incidence sur le tarif de l'électricité et le système d'allocation des coûts de transport de chaque pays, dans la mesure où les paiements de compensation effectués par la RCP ou reçus par celle-ci doivent être intégrés au Tarif National.

9.2 Les Autorités de Régulation Nationales (ARN) établissent les Tarifs Nationaux en procédant aux ajustements nécessaires afin que les utilisateurs nationaux versent une compensation pour l'utilisation d'ouvrages de transport situés hors du territoire national, et perçoivent une compensation lorsque les infrastructures financées à travers le Tarif National sont utilisées par des utilisateurs d'autres pays ou d'autres zones de contrôle au sein du RTIE.

9.3 Le mécanisme régional de compensation entraîne ainsi une diminution ou une augmentation des recettes auxquelles tout Gestionnaire de Réseau a droit, conformément aux dispositions de la réglementation nationale applicable.

9.4 Les Autorités de Régulation Nationales (ARN) veillent à ce que les compensations approuvées par l'ARREC soient réglées à bonne date.

Article 10 Justification du mécanisme de compensation Inter-Gestionnaire de réseau

10.1 L'accès à l'ensemble du Réseau de Transport Interconnecté de l'EEEOA (RTIE) est accordé aux générateurs et aux charges dans toutes les Zones de réglage. En raison des échanges transfrontaliers, certaines Zone de réglage vont encourir des coûts supplémentaires résultant :

- (a) de l'utilisation des éléments d'autres Réseaux de transport par leurs utilisateurs ou en raison des boucles de circulation de puissance ;
- (b) des pertes occasionnées par leurs utilisateurs dans d'autres réseaux de transport en raison de ces mêmes échanges transfrontaliers et boucles de circulation de puissance.

10.2 Le Mécanisme de Compensation Inter-Gestionnaires de Réseau vise à assurer une répartition équitable des coûts liés à l'utilisation du Réseau de Transport Interconnecté de l'EEEOA (RTIE), résultant des échanges transfrontaliers d'électricité et des boucles de circulation de puissance. Il permet d'indemniser les pays supportant des coûts supplémentaires, tandis que ceux à l'origine de ces coûts en assument la charge. Aucun tarif transfrontalier ne sera appliqué, toutefois le mécanisme de compensation est mis en place afin de rémunérer l'utilisation d'un réseau de transport par les utilisateurs des autres réseaux de transport du RTIE.

10.3 Les paiements de compensation sont effectués ou reçus par les RCP, sans incidence sur les revenus des Gestionnaires de réseau, qui demeurent inchangés. En revanche, les Tarifs nationaux de chaque pays sont ajustés en conséquence pour refléter ces paiements.

Article 11 Étapes du Mécanisme de Compensation Inter-Gestionnaire de réseau de l'EEEOA

11.1 Les étapes fondamentales du Mécanisme de Compensation Inter-Gestionnaire de Réseau de l'EEEOA sont les suivantes :

- (1) Déterminer les actifs de transport régionaux et la valeur des actifs.
- (2) Calculer les besoins en revenus annuels pour chaque actif de chaque Gestionnaire de Réseau.
- (3) Déterminer la valeur des pertes d'énergie électrique dans le Réseau de transport.
- (4) Développer des fichiers de données d'entrée pour l'APM.
- (5) Appliquez la méthode APM sur le format prêt à l'emploi pour déterminer :
 - (i) la contribution globale au flux sur chaque actif par chaque générateur et chaque charge ;
 - (ii) l'allocation des pertes par actif par générateur et par charge ;
 - (iii) l'allocation proportionnelle des coûts à chaque générateur et à chaque charge, ventilée par actif et par total des actifs de la zone de réglage ;
 - (iv) l'allocation proportionnelle de la valeur des pertes à chaque générateur et à chaque charge, ventilée par actif et par total des actifs de la zone de réglage ;
 - (v) le montant total que chaque RCP doit payer à toute autre RCP et qu'elle doit recevoir de toute autre RCP en agrégeant toutes les valeurs de coût calculées aux étapes précédentes ;
 - (vi) le montant net qu'une RCP doit payer ou recevoir en fonction de sa position globale vis-à-vis des autres RCP, puis effectuer les paiements correspondants à l'OSM, qui reversera ensuite les fonds aux RCP qui sont des receveuses nettes.

- (6) L'ARREC examine et approuve les résultats obtenus.
- (7) Les ARN reflètent la compensation approuvée par l'ARREC dans les Tarifs Nationaux.
- (8) L'OSM se charge de la facturation, du paiement et du règlement des compensations.

11.2 **Étape 1** : Déterminer les actifs de transport régionaux et la valeur des actifs

11.2.1 Le Réseau de Transport Régional est l'ensemble des actifs interconnectés dans la région de la CEDEAO dont le niveau de tension est égal ou supérieur à 132 kV (ou comme décidé par l'ARREC), que ces actifs soient utilisés ou non pour le commerce régional. Les actifs interconnectés sont tous les actifs qui sont interconnectés au niveau régional (entre deux ou plusieurs pays), même s'il existe deux zones synchrones ou plus.

11.2.2 La base de données des actifs contiendra tous les actifs par classe et par Gestionnaire de réseau, les données physiques de chaque branche du réseau, y compris les longueurs de ligne, le nombre de circuits, les types de lignes et les niveaux de tension, les condensateurs en série, la puissance nominale et la tension du transformateur et la date de mise en service de chaque actif. Le Gestionnaire de réseau fournit à l'OSM les données requises pour la base de données d'actifs, avec copie à l'ARN.

11.2.3 La base de données régionale sur les actifs de transport est tenue par l'OSM. La base de données est mise à jour chaque année par l'OSM à partir des informations fournies par chaque Gestionnaire de réseau.

11.2.4 Pour chaque élément de la base de données régionale des actifs de transport, une valeur de remplacement doit être convenue par l'EEEOA et approuvée par l'ARREC. Les valeurs de remplacement sont mises à jour tous les cinq (5) ans (ou comme décidé par l'ARREC).

11.3 **Étape 2** : Calculer le coût annuel de chaque actif de chaque opérateur de réseau

11.3.1 Les deux éléments de coût à recouvrer sont les suivants :

- (a) les coûts d'investissement des éléments de réseau ;
- (b) les coûts d'exploitation et de maintenance.

Calcul de la valeur de l'actif

11.3.2 La méthode de calcul de la valeur annuelle de l'actif est le coût standard de remplacement amorti. Cette méthode tient compte du fait que le remplacement d'un élément spécifique du Réseau de Transport (ligne, transformateur, appareillage de commutation) se fera à la valeur standard actuelle de l'actif.

11.3.3 Pour déterminer la valeur de l'actif, l'ARREC prend une décision dans le cadre de la Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité sur les éléments suivants :

- (a) Le coût standard de l'actif de transport concerné.
- (b) La durée d'amortissement des actifs suivants :
 - (i) Lignes de transport ;
 - (ii) Condensateurs en série ;
 - (iii) Transformateurs ;
 - (iv) Tout autre équipement approuvé par l'ARREC.

- (c) La valeur résiduelle de chaque actif, après la période d'amortissement. Une valeur résiduelle égale à 0 % du coût standard de l'actif sera utilisée dans un premier temps jusqu'à ce que l'ARREC en décide autrement après une étude appropriée.
- (d) Intégration des besoins en investissements futurs au cas par cas.

Calcul du CMPC

11.3.4 La formule fournit des estimations du rendement approprié des capitaux propres et les rendements des capitaux propres sont mesurés par rapport à la prime de risque sur l'ensemble du marché des actions. Ainsi:

$$R_e = R_f + \beta_e(R_m - R_f) \quad (1)$$

Où:

- R_e le rendement des capitaux propres ;
- R_f le taux sans risque observé sur le marché ;
- β_e la corrélation entre le risque lié aux actions et le risque général du marché ;
- R_m le rendement sur le portefeuille de marché ;
- $R_m - R_f$ la prime de risque du marché.

Le CMPC se situe entre le coût des capitaux propres et le coût de la dette et est calculé comme suit :

$$WACC = R_d \times \frac{D}{(D + E)} + R_e \times \frac{E}{(D + E)} \quad (2)$$

Où:

- D est la valeur marchande totale de la dette ;
- E est la valeur marchande totale des capitaux propres ;
- R_d est le coût nominal de la dette ;
- R_e est le coût nominal des capitaux propres.

Cette formulation n'inclut pas les effets des impôts et taxes. La formulation du CMPC qui permet d'exprimer les effets de la fiscalité (T_c) et largement utilisée par les régulateurs se présente comme suit:

$$CMPC \text{ Nominal après impôts } (w) = R_e \times \frac{E}{V} + R_d(1 - T_c) \times \frac{D}{V} \quad (2)$$

Où:

- T_c est le taux de l'impôt sur les sociétés ;
- V est la valeur marchande totale de l'entreprise, c'est-à-dire la dette plus les capitaux propres.

Une transformation est appliquée pour obtenir une estimation du CMPC réel avant impôts, comme suit :

$$CMPC \text{ réel avant impôt } (RW) = \left[\left(1 + \frac{w}{(1 - T_c)} \right) / (1 + i) \right] - 1 \quad (4)$$

Où:

w CMPC Nominal après impôts, comme le montre l'équation (3) ;

i le taux d'inflation.

11.3.5 Les valeurs du CMPC autorisées sont déterminées et approuvées par l'ARREC. En règle générale, une seule valeur commune du CMPC approuvée par l'ARREC, sera utilisée pour déterminer la valeur des actifs du RTIE.

11.3.6 Pour les interconnexions dédiées telles que les Sociétés à Objectifs Spécifiques (SPV) ou des actifs de transport privés, les valeurs du CMPC applicables peuvent être les valeurs du CMPC réelles dans leur accord. L'ARREC peut approuver ces valeurs du CMPC réelles pour les SPV ou les actifs de transport privés si ces valeurs sont spécifiquement incluses dans les accords avec l'État membre et constituent un engagement contractuel vis-à-vis des commanditaires et bailleurs du projet.

Fiscalité sur les bénéficiaires des sociétés de transport international

11.3.7 La formule du CMPC permet d'imposer les bénéficiaires des sociétés de transport. La société de transport sera enregistrée dans un pays particulier et l'imposition ne s'appliquera qu'à ce pays. Des accords intergouvernementaux devront être conclus si un régime fiscal alternatif est nécessaire.

Coûts d'exploitation et de maintenance

11.3.8 Les coûts d'exploitation et de maintenance sont recouverts en allouant une marge prédéterminée sur le coût du capital de l'équipement afin de couvrir les coûts d'exploitation et de maintenance appropriés de chaque actif sur une base annuelle. Cette marge varie à l'échelle internationale et se situe généralement entre 2 % et 5 % du coût du capital annuel pour l'ensemble du système. Le pourcentage autorisé est déterminé et approuvé par l'ARREC.

11.3.9 Pour les interconnexions spécialisées, comme les SPV ou les actifs de transport privés, les coûts d'exploitation pourraient être les coûts d'exploitation réels approuvés par l'ARREC.

11.4 Étape 3 : Déterminer la valeur des pertes d'énergie dans le réseau de transport

11.4.1 L'OSM détermine le volume annuel des pertes dans chaque élément du RTIE à l'aide du logiciel d'analyse des flux de puissance approprié.

11.4.2 L'OSM répartit le volume des pertes (MWh) déterminé ci-dessus sur la base de la même proportion calculée par l'intermédiaire de l'APM pour l'utilisation du réseau déterminée à l'étape 5.

11.4.3 L'OSM applique un prix unitaire moyen au volume alloué afin d'obtenir la valeur des pertes de chaque élément pour l'année. Le prix unitaire moyen à utiliser est le prix d'équilibre moyen pondéré du marché du jour pour le lendemain (DAM) ou tel que déterminé par l'ARREC.

11.4.4 La valeur des pertes sera agrégée avec la compensation.

11.5 Étape 4 : Développer les fichiers de données d'entrée pour l'APM

Préparation du modèle de réseau commun (CGM) un an à l'avance

11.5.1 L'activité du Modèle de Réseau Commun vise à préparer un ensemble de modèles d'étude (scénarios) représentant une projection ou une prévision raisonnable des conditions prévues du Réseau de Transport Interconnecté de l'EEEOA (RTIE) pour des périodes spécifiques qui seront définies par l'OSM en coordination avec les Gestionnaires de Réseau. L'objectif principal de ces scénarios est de fournir à l'OSM un point de départ efficace pour effectuer la planification opérationnelle et les évaluations de conformité.

11.5.2 Les scénarios à élaborer sont un ensemble de données sur le réseau de transport, telles que soumises chaque année à l'OSM par les Gestionnaires de réseau. Les données soumises visent à représenter le réseau de transport dans le RTIE à l'état stable et intact du système. La topologie du système, la répartition des générateurs et des charges du système modélisées dans les scénarios se veulent représentatives du réseau de transport projeté tel qu'il sera exploité dans l'empreinte du RTIE dans les conditions prévues pour l'année et la saison, étant raisonnablement représentées dans chaque scénario. On s'attend à ce que les projections raisonnables dans chaque scénario comprennent tous les engagements fermes des générateurs, les engagements des charges prévus, les engagements fermes en matière d'échanges et la topologie de transport prévue.

11.5.3 L'OSM élabore une procédure prévoyant la mise à jour annuelle du modèle de réseau commun en année (N-1) pour l'année N à venir. Les Gestionnaires de réseau fournissent à l'OSM les données requises par l'OSM pour permettre une représentation précise du RTIE aux fins de la modélisation du système. Sur la base des informations fournies par les Gestionnaires de réseau, l'OSM élabore un certain nombre de scénarios de modélisation reflétant l'utilisation prévue du système pour l'année N.

Exécuter le CGM sur le logiciel approprié pour obtenir des résultats de flux de puissance.

11.5.4 À ce stade, le résultat du flux de puissance et d'autres fichiers de données d'entrée sont formatés dans un modèle adapté à l'application de l'APM. L'APM prend en entrée :

- (1) Le fichier contenant toutes les informations sur les jeux de barres, les charges, les générateurs, les transformateurs et les disjoncteurs, ainsi que leur répartition dans les zones des Gestionnaires de réseau.
- (2) Le flux de puissance résulte du flux à partir de chaque jeu de barres vers les différents éléments du réseau.
- (3) Le fichier de coûts contenant tous les actifs, leur propriété par Gestionnaire de réseau et leurs besoins de revenus annuels totaux à allouer.
- (4) Le fichier d'entrées de contrôle qui contient les variables utilisées par l'APM pour exécuter les fonctionnalités applicables.

11.5.5 L'APM utilise des pourcentages qui déterminent les proportions du coût total du réseau à attribuer respectivement aux utilisateurs du réseau, à savoir les générateurs et les charges, afin de déterminer leurs contributions aux flux de lignes. Dans un premier temps, cette proportion sera respectivement de 10 % pour les générateurs et de 90 % pour les charges. Cette répartition initiale de la responsabilité dans les coûts de réseau peut être modifiée, ajustée et mise à jour par l'ARREC. La proportion réelle est fixée par l'ARREC dans la Procédure d'Application du tarif de transport régional d'électricité.

11.6 Étape 5 : Application de l'APM sur le format prêt à l'emploi

11.6.1 Le modèle applique l'APM dans l'ordre suivant :

- (1) La contribution des flux entrants aux flux sortants selon la règle de participation moyenne est déterminée. A chaque nœud, la fraction du flux entrant qui est considérée comme faisant partie du flux sortant est présentée comme le rapport entre la valeur de ce dernier et la quantité totale de puissance circulant à travers le nœud considéré.
- (2) La contribution de chaque générateur et de chaque charge au coût de chacun des actifs du réseau est déterminée. Celle-ci est agrégée pour les générateurs et les charges appartenant au même pays ou à la même zone de réglage afin de donner la contribution par pays ou par zone de réglage au coût de chaque actif du réseau.
- (3) Ensuite, le montant total que chaque RCP doit payer et recevoir de tout autre RCP est déterminé en agrégeant toutes les valeurs calculées pour les actifs de réseau et la valeur des pertes.
- (4) Le montant net que la RCP doit payer ou recevoir sur la base de la somme nette de la position de chaque RCP vis-à-vis de toutes les autres RCP.
- (5) L'OSM collecte, d'une part, l'ensemble des fonds dus par les RCP payeuses nettes et, d'autre part, procède au versement des fonds dus aux RCP receveuses nettes, sous réserve de l'approbation de l'ARREC.

11.7 **Étape 6** : L'ARREC examine et approuve les résultats obtenus.

11.7.1 L'OSM produit chaque année, N-1, un rapport décrivant les résultats obtenus et tout problème rencontré à l'aide de la méthodologie. L'OSM recommande à l'ARREC le montant net que chaque RCP doit payer ou recevoir sur la base de l'APM pour l'année suivante, N. L'ARREC examinera le rapport et la recommandation et approuvera les paiements et les compensations. En l'absence de chiffres approuvés à jour par l'ARREC, l'OSM utilisera les derniers chiffres approuvés.

11.8 **Étape 7** : Les ARN repercutent la compensation approuvée par l'ARREC dans les Tarifs Nationaux.

11.8.1 L'ARREC notifie les décisions aux ARN. Chaque RCP notifie à son ARN le montant net qu'il doit payer ou recevoir tel qu'approuvé par l'ARREC. L'ARN prendra des dispositions pour que les paiements effectués soient collectés à partir des Tarifs Nationaux ou que les compensations reçues soient déduites des Tarifs Nationaux.

11.9 **Étape 8** : Facturation, paiement et règlement de la compensation approuvée.

11.9.1 À la suite de l'approbation des compensations pour l'année N par l'ARREC, l'OSM notifie à chaque RCP la compensation approuvée à verser à l'OSM ou à percevoir auprès de celui-ci. La notification comprend les conditions de paiement.

11.9.2 Les conditions de facturation, de paiement et de règlement sont décrites dans la procédure d'application du tarif de transport régional et fixées selon la procédure de facturation et de règlement pertinente du MRE.

11.9.3 Tout défaut dans le paiement et le règlement des compensations des RCP sera traité par l'ARREC conformément aux règles relatives aux sanctions dans le MRE.

CHAPITRE III. PROCÉDURE D'APPLICATION DU TARIF DE TRANSPORT RÉGIONAL D'ÉLECTRICITÉ

Article 12 Application de l'APM

12.1 L'APM nécessite comme données d'entrée de base une collection d'instantanés des flux de puissance du réseau correspondant aux conditions spécifiques du système. À cette fin, l'OSM élabore, un an à l'avance (Année N-1), un modèle électrique de base avec un outil de simulation du système électrique pour prédire les flux du réseau sur l'ensemble du RTIE pour l'année N. Le système permettra le transfert automatique des données de la CGM.

12.2 L'OSM élabore une procédure de modélisation de divers scénarios sur la base des informations reçues des Gestionnaires de réseau pour l'élaboration de la CGM. La procédure aboutit à la répartition proposée des coûts entre les RCP pour l'année N en fonction de l'APM.

12.3 La procédure prévoit un réexamen, au cours de l'année N+1, des schémas de flux de puissance réels de l'année N et une comparaison des coûts imputés sur la base des flux réels par rapport aux coûts réels alloués pour l'année N. L'OSM doit proposer l'application d'un ajustement lorsqu'il y a une variation dans la répartition des coûts par rapport aux coûts attribués qui s'appliqueraient sur la base du schéma de flux réel pour l'année N. Toute proposition d'ajustement sera approuvée par l'ARREC.

Article 13 Élaboration de la Procédure d'application du tarif de transport régional

13.1 L'OSM doit élaborer la procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité qui détaille les processus opérationnels suivants :

- (a) Données d'entrées tarifaires pour la CGM ;
- (b) Mise à jour de la base de données des actifs ;
- (c) Allocation de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes ;
- (d) Détermination des compensations aux RCP ;
- (e) Facturation et règlement des compensations aux RCP ;
- (f) Rapprochement des compensations aux RCP.

13.2 La Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité détaillée, élaborée par l'OSM est approuvée par l'ARREC.

Article 14 Approbation des valeurs annuelles

14.1 Chaque année à l'avance (N-1), l'OSM calcule pour l'année N à venir, le montant net annuel à payer ou à recevoir par chaque RCP, tel que déterminé par l'APM.

14.2 L'ARREC examine et approuve les valeurs annuelles déterminées à l'article 14.1, telles que présentées par l'OSM. La décision de l'ARREC approuvant les compensations pour l'année N fixe les RCP effectives.

14.3 Le calendrier de détermination et d'approbation des valeurs annuelles est défini dans la procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité.

CHAPITRE IV. DISPOSITIONS FINALES

Article 15 Révision et modification de la Méthodologie de tarification du transport régional

15.1 L'ARREC peut procéder à un examen de la Méthodologie de tarification du transport régional pour s'assurer que le contenu de la méthodologie reflète les circonstances réglementaires existant au moment de l'examen. Des circonstances exceptionnelles peuvent survenir qui peuvent nécessiter un tel examen et des modifications à apporter.

15.2 L'ARREC statue sur l'interprétation des différentes dispositions de la présente méthodologie. Toutefois, tout Acteur du marché peut, à tout moment, solliciter un réexamen par l'ARREC ou interjeter appel d'une décision de réexamen, conformément aux règlements applicables de l'ARREC.

Article 16 Mise en Vigueur

16.1 La présente Méthodologie de tarification du transport régional (MTTR), basée sur la méthode de participation moyenne (APM), est approuvée par le Conseil de Régulation de l'ARREC le 19 mars 2026 et entre en vigueur à compter de cette date.

FAIT À ACCRA, GHANA, LE 19 MARS 2026

Pour le Conseil de Régulation
Le Président



Kocou Laurent Rodrigue TOSSOU