

Assistance Technique - Support à l' Autorité Régulation Régionale du secteur de l' Electricité de la CEDEAO (ARREC)

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

Règles d'accès aux réseaux transfrontaliers Rapport Final



Novembre 2019



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 interprété comme reflétant les vues de l'Autorité de Régulation Régionale de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC) ou de l'Union européenne. Le présent rapport est préparé uniquement à l'usage de l'autorité contractante. Il est le résultat d'un examen indépendant. Ni le Consultant, ni les auteurs n'en acceptent ou n'en assument la responsabilité ou ont obligation de diligence envers des tiers.

Expert Principal :

- KE 1 – Team Leader: **Michel CAUBET**

Experts Non-Clés :

- NKE1 – **Georges KAMAR**
- NKE2 - **Ifey IKEONU**
- NKE3 - **Eric EFFAH-DONYINA**

Historique du document :

Révision	Préparé par:	Revu par:	Date	Version/description
v.1.0	Georges KAMAR		23/09/2019	Projet rapport final – traduit de la version ENG v1.0
v.1.1		Michel CAUBET	04/10/2019	Projet Rapport Final
v.2.0	Georges KAMAR		25/11/2019	Rapport Final

Table des Matières

Table des Matières.....	3
1. Introduction	4
2. Contexte.....	5
3. Principes d'accès au marché national.....	6
3.1 Un engagement politique fort et soutenu en faveur de la libéralisation et de la concurrence dans le secteur de l'électricité au niveau national	8
3.2 Une législation nationale imposant un libre accès, une concurrence et un accès non-discriminatoire au réseau électrique	9
3.3 Un cadre réglementaire national pour un marché efficace, concurrentiel et non discriminatoire 10	
3.4 Une séparation juridique ou fonctionnelle introduisant une composante concurrentielle du marché	12
3.5 Une autorité de régulation nationale solide, indépendante et crédible	13
3.6 Un Opérateur de réseau de transport indépendant et efficace	14
3.7 Un prix de transport et de distribution reflétant les coûts, efficace et transparent	15
3.8 Un processus de planification national transparent.....	16
3.9 Un échange d'informations transparent aux niveaux national et régional	17
4. Principes d'accès au marché régional	18
4.1 Règlements, Codes et Lignes directrices.....	20
4.2 Habilitation de la structure du Marché régional.....	21
4.3 Prérequis techniques	22
4.4 Conditions préalables financières et tarifaires	24
5. Les règles recommandées.....	24
5.1 Règles recommandées pour l'accès au marché national.....	25
5.2 Règles recommandées pour l'accès au marché régional.....	33

1. Introduction

Le marché régional de l'électricité a été lancé officiellement par l'EEEOA et l'ARREC le 29 Juin 2018 à Cotonou, au Bénin.

Pour mettre en œuvre le marché régional, l'ARREC a entrepris un certain nombre d'études et d'activités et s'est fixé pour objectif spécifique d'améliorer les dispositifs régionaux actuels de commerce de l'électricité, et de préparer le marché régional à la concurrence dans le segment de la vente en gros, en :

- Renforçant la fiabilité et la gestion des échanges existants, grâce à l'adoption de règles d'accès harmonisées ;
- Développant la coopération et les synergies avec les organisations sous-régionales existantes ;
- Définissant les accords de marché régionaux et en élaborant les directives communautaires nécessaires à l'harmonisation institutionnelle et réglementaire et à l'ouverture des marchés nationaux.

Dans le cadre de l'élaboration des règles d'accès aux réseaux transfrontaliers, la consultation approfondie de toutes les parties prenantes, a été retenue comme méthodologie de travail.

Les études de réglementation régionales ont débuté au cours de l'été 2018 par des visites menées par le Consultant dans les pays de la CEDEAO, pour rencontrer les principaux acteurs du secteur de l'électricité et recueillir les informations nécessaires sur les règles et pratiques régissant le fonctionnement et la réglementation du secteur de l'électricité, visant à établir une évaluation de la situation du secteur de l'électricité dans chacun des pays.

De décembre 2018 à mai 2019, l'ARREC avec le soutien de l'UE, a organisé les trois réunions ci-dessous:

- Une 1ère réunion à Accra - Ghana, les 10 et 11 décembre 2018, réunissant des experts nationaux représentant les ministères de l'énergie, les régulateurs ainsi que les opérateurs des États membres de la CEDEAO, les organisations sous-régionales (OMVS, OMVG, CLSG et CEB) et des pays non-membres de la CEDEAO (Mauritanie). Cette réunion était dédiée au renforcement des capacités sur les concepts et principes exposés dans le projet de règles d'accès aux réseaux de transport nationaux et régionaux ainsi que ceux relatifs aux résultats de la recherche de synergie avec les organisations sous-régionales et les pays non-membres de la CEDEAO. L'objectif principal de cette réunion était de constituer une base commune de compréhension des thématiques abordées.
- Une 2ème réunion à Accra - Ghana, les 25 et 26 février 2019, réunissant des experts nationaux représentant les ministères de l'énergie, les régulateurs, les organisations sous-régionales et la Mauritanie. Cette réunion était consacrée à la présentation, à la discussion et à la collecte des commentaires nationaux sur : i) le rapport de diagnostic et de revue de la directive C / DIR.1 / 06/13 sur l'organisation du marché régional de l'électricité, ii) le rapport de clarification sur les rôles, règles et recommandations pour le développement de la coopération et le renforcement des synergies avec les organisations énergétiques sous-régionales et les pays non membres de la CEDEAO, iii) le projet de règles proposé pour l'accès et iv) les propositions de synergie avec les organisations sous-régionales et les pays non-membres de la CEDEAO. L'objectif principal de cette

réunion était d'engager un dialogue continu après la réunion, avec les représentants des ministères de l'énergie et des régulateurs afin de parvenir à un consensus sur les règles proposées pour l'accès, les termes des modèles d'accord pour l'intégration des organisations sous-régionales et des pays non-membres de la CEDEAO au marché régional de l'électricité ouest-africain, y compris sur les échéances proposées pour leur mise en œuvre.

- Une 3e réunion à Abidjan - Côte d'Ivoire, les 6 et 7 mai 2019, réunissant les experts représentant les opérateurs des réseaux de transport et systèmes électriques nationaux, les organisations sous-régionales et la Mauritanie. Le but de cette réunion était de capter la réaction et les commentaires et d'initier également un dialogue continu avec les opérateurs nationaux sur les mêmes sujets et propositions que pour le 2ème atelier, avec notamment le projet de règles proposé pour l'accès aux réseaux ainsi que pour l'identification des potentiels obstacles / difficultés à leur mise en œuvre.

Après ces trois premières réunions, le dialogue permanent ainsi établi a permis la prise en compte de tous les commentaires, remarques et positions officielles des experts nationaux, transmis avant la fin du mois de juillet 2019. C'est sur cette première base que l'ARREC et STANTEC soumettent aux États membres pour avis, le projet de directive révisée de la CEDEAO sur l'organisation du marché régional et l'harmonisation des marchés nationaux de l'électricité. En parallèle, les projets de règles d'accès au marché régional de l'électricité, les modèles d'accord-type pour l'intégration des organisations sous-régionales et des pays non-membres de la CEDEAO (Mauritanie) dans le marché régional de l'électricité de l'Afrique de l'Ouest ainsi que les feuilles de route nationales proposées pour la mise en œuvre seront également soumis pour avis.

Une quatrième et dernière réunion, concernant les études réglementaires de l'ARREC susmentionnées, a eu lieu les 7-8 novembre 2019 à Dakar, Sénégal. Cette 4ème réunion a été consacrée à la finalisation des travaux par les experts nationaux, et a rassemblé toutes les parties prenantes nationales, à savoir les représentants nationaux des ministères de l'énergie, des régulateurs, des opérateurs des réseaux de transport et systèmes électriques, et des organisations sous-régionales.

Le but de cet exercice participatif est de parvenir à un consensus total des représentants de États membres de la CEDEAO sur les textes proposés avant que ceux-ci soient transmis aux organes de gouvernance de la CEDEAO pour examen final et adoption.

2. Contexte

Sur la base de l'expérience internationale et régionale, de nombreux facteurs peuvent influencer sur le fonctionnement et le développement du marché régional de l'électricité de la CEDEAO. Cependant, deux facteurs fondamentaux déterminent généralement l'existence d'un tel marché :

- La nécessité d'un réseau interconnecté reliant tous les consommateurs potentiels et suffisant pour répondre à la demande de capacité installée attendue ;
- Un cadre institutionnel et réglementaire permettant au marché de fonctionner de manière durable. Tous les pays participants au marché et leurs opérateurs doivent avoir établis et approuvés leur cadre réglementaire.

L'électricité est un produit structurant de base, idéal pour les échanges de marché en raison de deux de ses caractéristiques spécifiques. D'une part, avec les technologies existantes et les coûts associés, l'électricité ne pouvant en général être stockée, pour une utilisation future avec des solutions économiques, l'offre doit donc varier de manière dynamique en fonction de l'évolution de la demande. Et d'autre part, comme les unités d'énergie électrique sont indiscernables les unes des autres, il est impossible de déterminer quel générateur a produit quelle électricité au niveau du consommateur.

Pour que le marché régional fonctionne efficacement, le cadre juridique et institutionnel des marchés nationaux doit inclure (à minima) :

- Une loi moderne sur l'électricité et une législation secondaire d'application (décrets, arrêtés) qui prennent en compte le dégroupage du secteur de l'électricité et le droit d'accès des tiers au réseau sans discrimination.
- Un organisme de régulation (idéalement indépendant) chargé de réglementer et de contrôler le marché national et de vérifier si le droit d'accès au réseau est correctement mis en œuvre.

L'harmonisation entre les systèmes législatifs nationaux (en particulier entre anglophones et francophones) et la régulation au niveau régional, la mise en place de meilleures pratiques et la promotion d'une bonne gouvernance réglementaire dans la région sont très importantes. Cette harmonisation est nécessaire pour assurer l'accès effectif et non-discriminatoire des tiers aux réseaux nationaux et régional.

L'harmonisation de l'organisation des marchés nationaux peut commencer par des formes de concurrence relativement limitées sur le marché avant d'introduire un accès plus large au réseau. Par exemple, la restructuration des accords d'échange d'électricité peut démarrer par des transactions au sein d'un service public intégré, et l'introduction progressive de producteurs indépendants d'électricité, puis par l'ouverture de l'accès au réseau des grands clients, et éventuellement aux échanges bilatéraux entre producteurs et distributeurs en négociation concurrentielle.

L'organisation harmonisée du marché dans les États membres de la CEDEAO nécessite une coordination et un engagement politique forts des États membres de la CEDEAO ainsi qu'une coopération et une collaboration étroites entre l'ARREC et les autres institutions de la CEDEAO.

La nouvelle Directive sur l'harmonisation de l'organisation des marchés nationaux qui sera élaborée, reposera sur un examen approfondi de l'organisation et de l'évolution des marchés nationaux des États membres et sur une coordination avec les autorités nationales. Il définira les conditions préalables au développement futur du marché régional de la CEDEAO. Il sera examiné lors de la 4^{ème} réunion du Groupe de Travail Licences & Législation, à laquelle participeront tous les représentants institutionnels des États membres de la CEDEAO et les principaux gestionnaires de réseau de transport (GRT).

3. Principes d'accès au marché national

La Directive de la CEDEAO sur l'organisation du Marché régional de l'électricité dispose d'un certain nombre de conditions préalables auxquelles les États membres doivent satisfaire pour que le Marché régional de l'électricité soit effectivement opérationnel. Ces conditions préalables sont les suivantes :

- a) Le libre accès des clients éligibles aux marchés/réseaux nationaux et sous-régionaux ;
- b) La séparation comptable ;
- c) Le libre accès au réseau régional ;

-
- d) Les Conditions et procédures d'octroi des licences pour les producteurs indépendants d'électricité (PIE) ;
 - e) La Mise en place d'une autorité de régulation nationale ;
 - f) Un Pouvoir adéquat aux régulateurs nationaux pour la surveillance du marché et des tarifs ;
 - g) Le Renforcement des capacités des régulateurs.

Le libre accès est fondé sur l'hypothèse que toutes les autres conditions préalables ont été remplies. Le libre accès des tiers au réseau étant souvent la conséquence de réformes juridiques et institutionnelles visant à mettre en place un marché de l'électricité efficace régi par une réglementation claire et des cadres techniques, commerciaux et juridiques transparents, et surveillé par une autorité de régulation indépendante. La tournée d'évaluation récente de l'ARREC dans les États membres de la CEDEAO pour déterminer le niveau de conformité à cette Directive, il a été constaté que depuis l'évaluation initiale réalisée en 2016, le niveau de respect de la Directive restait incomplet pour l'ensemble des États membres, à l'exception du Ghana et du Nigéria.

La réunion du groupe de travail (LLWG), tenue du 11 au 12 décembre 2018, a également révélé que les défis auxquels sont confrontés les États membres pour mettre en œuvre le libre accès étaient aussi nombreux que différents, même si plusieurs de ces défis étaient récurrents dans la plupart des pays.

Dans le cadre de la phase 2 du développement du Marché régional, qui impose un libre accès au réseau régional, il est impératif que les États membres respectent un ensemble minimal de conditions préalables dans un délai déterminé. L'ARREC encouragera et soutiendra chaque pays à prendre les mesures critiques nécessaires pour parvenir à un libre accès au niveau national.

L'expérience du Nigeria et du Ghana dans la région (ainsi que celles d'autres pays en développement dans le monde) a montré qu'il faut généralement beaucoup de temps (plus de 10 ans) pour mettre en œuvre le libre accès des tiers au réseau, à partir de l'adoption de la politique sectorielle, des amendements législatifs et des réformes institutionnelles par le gouvernement, et de leur mise en œuvre par le régulateur.

Le libre accès des tiers au réseau national, dans le cadre des principes de base convenus, devrait donc être mis en œuvre en tenant compte de la nécessité de veiller à ce que la feuille de route correspondante prenne en compte les particularités et les défis de chaque pays, et en œuvrant en faveur d'un cadre d'accès ouvert qui s'intégrera parfaitement dans le libre accès régional. De même, les règles régionales de libre accès doivent également prendre en compte le fait que les États membres doivent respecter un minimum de conformité des dispositions convenus. Mais les règles d'accès régionales doivent également reconnaître que le protocole Énergie de la CEDEAO favorise une approche progressive du développement du Marché régional. Cela tient au fait que les différences entre les niveaux de développement du secteur de l'électricité des États membres impliquent que le rythme de développement de la réforme du Marché dans ces pays soit tout aussi différent.

Sur la base de ce qui précède, les principes sous-jacents présentés ci-dessous reposent sur :

- Les principes généraux requis pour le libre accès des tiers au réseau ;
- L'état actuel du respect des directives par les États membres ;
- L'établissement d'une feuille de route pratique pour la réalisation du libre accès des tiers au réseau au niveau national ;

-
- L'établissement d'un seuil minimum de conformité pour donner effet au libre accès des tiers au réseau régional.

3.1 Un engagement politique fort et soutenu en faveur de la libéralisation et de la concurrence dans le secteur de l'électricité au niveau national

La nécessité d'un engagement politique fort et soutenu en faveur de la libéralisation et de la concurrence dans le secteur de l'électricité au niveau national sera généralement étayée par un document de politique gouvernementale (politique du secteur de l'énergie ou de l'électricité), définissant les intentions du gouvernement en vue de l'introduction du libre accès des tiers aux réseaux.

Cependant, il est également important que cette politique sectorielle s'appuie sur une feuille de route qui fixe clairement un calendrier pour la réalisation des objectifs déclarés, car l'absence de feuille de route signifie généralement que le document de politique ne sera pas toujours traduit en plans et objectifs concrets.

En outre, une disposition budgétaire bien définie devrait être mise en place pour soutenir les activités des autorités de régulations qui conduiraient le processus de libéralisation.

Recommandation :

Pour les États membres de la CEDEAO, l'évaluation actuelle montre que chaque pays a maintenant mis en place une politique sectorielle soutenant le libre accès des tiers. La prochaine étape pour assurer la mise en œuvre de la politique impliquera l'élaboration d'une feuille de route par les pays respectifs afin de fixer des objectifs et des délais pour un accès ouvert. Ce principe doit être appliqué par l'ensemble des États membres et peut être clairement mis en œuvre à court terme (un à deux ans).

Une consultation solide des parties prenantes sera également nécessaire au niveau national pour sensibiliser toutes les parties prenantes, discuter des défis et mettre en place une feuille de route basée sur des cibles SMART.

Compte tenu de la tendance naturelle des ministères, et / ou de leurs ministres, à hésiter à accorder aux régulateurs nationaux de l'électricité l'autonomie financière et opérationnelle requise pour une régulation efficace du marché national et sous-régional de l'électricité, il est nécessaire que l'ARREC s'engage, à l'échelle régionale, à la sensibilisation des gouvernements ou des ministères du secteur de l'énergie sur l'importance et les nombreux avantages des activités transfrontalières dans le domaine de l'électricité. Ces avantages peuvent inclure des économies d'échelle, de l'électricité moins chère pour les clients locaux, la sécurité énergétique, l'attrait des investissements pour des fournisseurs indépendants qui savent que la capacité transfrontalière offre un marché pour le rendement énergétique de leurs centrales. Dans le cadre de cette sensibilisation, l'ARREC dissiperait les craintes des gouvernements et des ministères du secteur de l'électricité, sur le fait qu'un régulateur indépendant n'empiète en aucune manière sur leur mandat ou leur autorité, mais facilite plutôt la mise en œuvre effective des politiques du secteur de l'électricité.

Parmi les autres avantages de l'activité de sensibilisation proposée, citons la sensibilisation des gouvernements et des ministères sectoriels à l'idée d'autoriser financièrement le régulateur à superviser l'efficacité des échanges transfrontaliers d'électricité produirait des dividendes sous forme

d'investissements différés, d'électricité moins chère pour les consommateurs locaux, et une sécurité énergétique plus durable, qui favorise une croissance socio-économique accélérée.

3.2 Une législation nationale imposant un libre accès, une concurrence et un accès non-discriminatoire au réseau électrique

Alors que le document de politique énonce la vision globale et les objectifs du gouvernement en matière du libre accès des tiers, la promulgation de la législation primaire par les États membres garantira que la politique est soutenue par un cadre législatif qui rendra les objectifs réalisables et applicables. Les visions et les objectifs des marchés nationaux et sous-régionaux doivent être définis clairement et sans ambiguïté et refléter les meilleures options des pays concernés. Cela permettrait aux autorités nationales, sous-régionales et régionales compétentes de définir les règles appropriées pour atteindre ces objectifs et visions.

Le libre accès exige que la législation habilitante prévoie des clauses qui favorisent la concurrence en ouvrant le secteur à d'autres acteurs. La législation doit prévoir également un accès non discriminatoire au réseau pour les producteurs, les distributeurs et les clients éligibles.

Toutefois, dans la pratique, même lorsque des dispositions prévoient le libre accès des tiers dans les législations nationales, ces dispositions doivent souvent être complétées par certaines conditions préalables. Si par principe un marché efficace doit permettre un accès non discriminatoire au réseau, en pratique, il est nécessaire de veiller à ce que tous les éléments de base nécessaires à la mise en œuvre des règles d'accès soient mis en place pour préserver la maniabilité et l'efficacité du marché.

En règle générale, la Loi sur l'électricité doit, entre autres, aborder les dispositions suivantes en matière de libre accès :

- Principes généraux sur le dégroupage des activités du secteur et l'indépendance fonctionnelle de l'opérateur de transport ;
- Etablissement d'une autorité de régulation indépendante ;
- Principes généraux pour l'ouverture du marché et des modèles de marchés en transition ;
- Principes généraux sur le libre accès et les acteurs du marché ;
- Lignes directrices sur les critères d'éligibilité des clients ;
- Principe général sur le commerce transfrontalier d'électricité ;
- Principes généraux des tarifs ;
- Critères généraux d'octroi de licences pour participer au marché de l'électricité.

Le rapport d'évaluation des États membres de l'ARREC révèle que la plupart des États membres, à l'exception de quelques-uns, ont déjà adopté des législations en faveur du libre accès. Les pays qui n'ont pas encore adopté les législations ont déjà des projets de loi qui doivent être approuvés par le parlement. Encore une fois, le respect de ce principe par tous les États membres doit être considéré comme obligatoire, car le marché régional ne peut pas être concrétisé dans la pratique s'il n'existe aucune loi garantissant le libre accès des tiers au réseau dans chaque État membre. Les dispositions générales de la loi pourraient suffire pour le moment à constituer la base légale du libre accès.

Recommandation:

Compte tenu des progrès accomplis par la plupart des États membres, il est recommandé qu'un court délai (un à deux ans) soit accordé aux États membres qui ne sont toujours pas en conformité avec ce principe pour compléter le processus juridique visant à assurer la promulgation de nouvelles lois ou la modification des législations existantes.

3.3 Un cadre réglementaire national pour un marché efficace, concurrentiel et non discriminatoire

Alors que la législation par le biais de la loi sur l'électricité fournit le cadre juridique général qui soutiendra le libre accès, il est souvent nécessaire de développer un cadre réglementaire, généralement par le biais de décrets, d'arrêtés, de règlements, de règles et de codes, pour donner effet à des dispositions spécifiques contenues dans la législation. Dans la plupart des pays, l'autorité de régulation est responsable de l'élaboration du cadre réglementaire, tandis que dans certains cas, les ministres en charge du pouvoir ont également le mandat légal de définir et/ou de spécifier certaines exigences.

En règle générale, en ce qui concerne le libre accès, le cadre réglementaire abordera les problèmes suivants :

- Règlement sur les licences ;
- Règlement sur la méthodologie tarifaire ;
- Règlement sur les clients éligibles ;
- Règlement sur la séparation des comptes ;
- Règlement sur le traitement des plaintes et le règlement des litiges ;
- Code réseau (y compris le code du comptage) ;
- Code de distribution ;
- Règles du marché.
- Réglementations techniques spécifiques pour les participants utilisant des énergies variables renouvelables

Ces réglementations secondaires sont indispensables car elles ouvriront la voie à la mise en œuvre d'un accès complet des tiers au réseau national. Cependant, dans la pratique, l'introduction de chacun de ces règlements est souvent lié au stade de développement du marché national et de la nécessité de passer d'un stade de développement du marché à un autre. La maturité de l'autorité de régulation est également essentielle, car elle devrait avoir la capacité nécessaire pour élaborer et mettre en œuvre la réglementation.

Le rapport d'évaluation réalisé par l'ARREC montre qu'il existe une grande divergence en ce qui concerne l'élaboration et la mise en œuvre du cadre réglementaire dans les États membres. Alors que

plusieurs régulateurs nouvellement créés ne font que commencer le processus d'élaboration des règlements les plus élémentaires, quelques-uns des régulateurs existants en ont élaboré au moins la moitié, le Nigéria et le Ghana étant les seuls à avoir élaboré l'ensemble du cadre réglementaire.

Pour un libre accès au marché régional, il est impératif que quelques-uns de ces règlements soient mis en place par les États membres à court terme, tandis que les options pour l'élaboration des autres règlements seront déterminées au cas par cas. Le règlement sur les licences est essentiel car les règles du Marché régional prévoient que les licences des acteurs du marché doivent être octroyées principalement au niveau national avant d'être enregistrées au niveau régional.

Le règlement sur la méthodologie tarifaire ainsi que sa mise en œuvre sont aussi essentiels pour la mise en œuvre du libre accès à court terme. Ceci est très important car la méthodologie du tarif de transport de l'ARREC est basée sur un modèle qui permet de séparer les coûts le long de chaque segment, car seuls les coûts de transport seront nécessaires pour calculer les coûts pertinents des actifs utilisés pour accéder à la puissance ou la transférer sur le réseau régional. Une méthodologie tarifaire claire et transparente au niveau national sera donc nécessaire pour fournir des signaux de prix efficaces aussi bien sur le marché national que régional de l'électricité et constitue souvent l'une des premières tâches du régulateur.

Le code réseau fournit les normes de performance et les paramètres techniques pour la connexion au réseau et garantit la sécurité, la fiabilité et la qualité du service. Une fois que le marché est ouvert à plusieurs acteurs, un code réseau devient indispensable pour garantir le respect des normes de performance et des paramètres techniques spécifiés, et prévoir les éventuelles sanctions et les mesures correctives en cas de non-conformité. La sécurité et la fiabilité du réseau régional sont essentielles à l'efficacité du marché régional de l'électricité. Il est donc souhaitable que des mesures soient prises au niveau national pour élaborer des codes réseau nationaux qui protégeront le libre accès et constitueront une base pour la mise en place d'un cadre opérationnel efficace.

Recommandations :

Bien que tous les États membres soient encouragés à élaborer l'ensemble des règlements requis à court et à moyen terme, certains de ces règlements, notamment le règlement sur les licences, la méthodologie tarifaire et le code réseau, doivent être élaborés par tous les membres. États à court terme (1-2 ans).

L'élaboration des autres règlements sera soumise aux délais prévus dans la feuille de route pour le développement du secteur de l'énergie électrique de chaque pays, le règlement sur les clients éligibles apparaissant généralement après l'application de tous les autres règlements.

Il est en outre recommandé que :

- Les pays qui ont déjà établi la plupart des règlements devraient travailler à la mise en place des quelques règlements restants à court terme (un à deux ans) ;
- Les pays ayant un niveau de conformité moyen peuvent travailler à une conformité totale à moyen terme (3 à 5 ans) ;
- Les pays qui commencent tout juste le processus peuvent avoir besoin d'un délai plus long (plus de cinq ans) pour se conformer. Cela garantira un délai réaliste pour la conformité, car des exemples du

Ghana et du Nigéria indiquent une période de mise en œuvre de la transition du marché de plus de 10 ans allant de l'adoption de la loi d'habilitation à la déclaration d'éligibilité.

3.4 Une séparation juridique ou fonctionnelle introduisant une composante concurrentielle du marché

Afin de prévenir les abus de pouvoir des monopoles et de promouvoir la concurrence, une structure de marché au niveau national doit:

- Soutenir la séparation des activités (séparation juridique) ou, à tout le moins, la séparation fonctionnelle des installations de transport et de distribution de la production ;
- Prévoir un segment d'activité de commercialisation ;
- Garantir l'indépendance l'opérateur de transport ;
- Fixer les conditions des transactions transfrontières (import et export).

En règle générale, on s'attend à ce que la politique sectorielle et la loi sur l'électricité de chaque pays fournissent une ligne directrice générale et prévoient des dispositions législatives pour soutenir les réformes institutionnelles requises favorisant le libre accès. L'élaboration de modèles de marché transitoires pour la promotion d'un accès libre et ouvert et d'un accès non discriminatoire des tiers au réseau de transport implique un certain nombre d'approches différentes. Cela prend généralement la forme d'un dégroupage vertical de l'opérateur historique en sociétés de production, de transport et de distribution.

Le rapport d'évaluation réalisé par l'ARREC a révélé que différentes variantes de dégroupage avaient été mises en œuvre dans la région, certains pays procédant à un dégroupage partiel, avec d'une part la production et le transport en tant qu'entité unique et la distribution en tant qu'entité d'autre part. D'autres ont également suivi la voie du dégroupage vertical et horizontal, permettant ainsi la création de plusieurs sociétés de production, ainsi que de plusieurs sociétés de distribution, avec le transport comme monopole. Le rapport d'évaluation a également révélé que la plupart des opérateurs historiques fonctionnent toujours comme des services publics intégrés verticalement.

S'il n'existe pas de modèle unique de restructuration à appliquer de manière globale, le principe clé sur lequel il convient d'insister, car il est essentiel pour un marché de l'électricité concurrentiel et transparent, est la nécessité d'introduire la séparation comptable si une séparation légale ou fonctionnelle a été effectuée. La séparation des fonctions et des coûts est encore plus importante lorsqu'un opérateur reste une entreprise de services intégrée verticalement, car il est possible de permettre la concurrence sans nécessairement séparer l'entreprise de services publics en place. Le principe de la séparation fonctionnelle garantira non seulement l'habilitation du secteur du transport à accorder un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, mais également l'absence de subventions croisées. Cette disposition offrira un terrain de jeu égal à tous les acteurs. Il est également essentiel que la méthodologie de détermination des tarifs permette de couvrir uniquement les coûts pertinents pour le fonctionnement de chaque segment

Recommandations :

Le modèle de restructuration institutionnelle dépendra largement de la situation de chaque pays, compte tenu de facteurs tels que la taille du marché, la segmentation du marché, la capacité des ressources ainsi que les politiques de développement. Pour l'efficacité des marchés nationaux et régionaux, l'exigence de séparation des comptes et de dissociation des coûts est un principe clé qui doit être adopté à tous les niveaux à court terme. Le rapport d'évaluation réalisé par l'ARREC révèle que quelques pays ont déjà entamé le processus, même si l'un des principaux problèmes reste la capacité des opérateurs et des régulateurs à mettre en œuvre ce principe. Par conséquent, pour que ce principe soit réalisé à court et à moyen terme dans tous les États membres, il faudra apporter un soutien au renforcement des capacités afin de permettre aux opérateurs historiques et aux régulateurs de développer les compétences requises pour une mise en œuvre efficace.

En ce qui concerne le dégroupage des segments d'activités, là encore, il doit être poursuivi pays par pays sur la base du principe fondamental selon lequel même si un dégroupage juridique n'est pas souhaité, chaque État membre devrait travailler de manière réaliste à un dégroupage fonctionnel. Le délai dépendra également du niveau de développement actuel de chaque marché national ainsi que de la structure de marché envisagée dans la politique sectorielle de l'électricité et la loi sur l'électricité. Le principe directeur doit inclure une approche proactive pour la mise en œuvre de la structure de marché adoptée au niveau national à court et à moyen terme (2 à 5 ans).

3.5 Une autorité de régulation nationale solide, indépendante et crédible

La mise en place d'un régulateur indépendant sur le plan organisationnel, financier et opérationnel est fondamentale pour la mise en œuvre d'un cadre de libre accès. La mise en place du cadre réglementaire qui guidera le développement du marché de l'électricité est une tâche essentielle du régulateur. Le régulateur est également chargé de surveiller le marché et de veiller au respect de tous les règlements, codes et normes approuvés aux niveaux national et régional.

L'indépendance organisationnelle du régulateur est liée à l'adoption de mesures qui assurent son autonomie et assurent la sécurité du mandat de ses membres par le biais de processus de nomination et de révocation clairs et transparents, à l'abri de toute ingérence politique.

L'indépendance financière est liée à la promulgation de dispositions pertinentes de la loi spécifiant que les régulateurs doivent disposer d'une source de financement adéquate pour leurs activités, principalement des prélèvements réglementaires sur les tarifs d'électricité appliqués aux utilisateurs et des droits de licence imposés aux opérateurs.

L'indépendance opérationnelle signifie que l'organe de réglementation est habilité à gérer ses affaires de manière indépendante de toutes les parties prenantes et à s'acquitter de ses fonctions de manière indépendante et impartiale. Cela comprend l'assurance de l'autonomie en ce qui concerne la fixation de la méthodologie tarifaire, la surveillance du marché, l'application et le respect des règles, autant d'éléments essentiels à la mise en œuvre du libre accès.

Le rapport d'évaluation élaboré par l'ARREC montre que si les autorités de régulation ont été créées en tant que régulateurs indépendants, la plupart d'entre elles ne sont pas indépendantes du point de vue financier et opérationnel. En règle générale, pour le moment, les besoins budgétaires des régulateurs ne sont pas entièrement couverts par des taxes prélevées sur les opérateurs, car la plupart opérateurs ne

sont pas en mesure de payer entièrement les prélèvements imposés, voire pas du tout. L'indépendance opérationnelle pose également d'importants problèmes, dans la mesure où un certain nombre de régulateurs n'ont toujours pas les pleins pouvoirs en matière de fixation des méthodologies tarifaires et de surveillance du marché et sont également handicapés en raison de l'insuffisance de personnel qualifié pour réguler le marché.

Alors que l'indépendance financière est principalement liée dans une large mesure au nombre d'opérateurs sur chaque marché national ou régional qui sont en mesure de payer les prélèvements imposés, l'indépendance opérationnelle est plus facile à obtenir à court terme car elle dépend en grande partie des dispositions de la loi sur l'électricité et de son application. Pour que le libre accès soit efficace, le régulateur doit avoir le pouvoir de définir la méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs appropriés. En outre, la concurrence et la nécessité de garantir un accès non discriminatoire au réseau vont de pair avec le libre accès. Cela signifie donc que le régulateur doit également disposer de pouvoirs de surveillance du marché.

Recommandations :

La législation instituant l'autorité de régulation doit prévoir son indépendance organisationnelle, financière et opérationnelle. Étant donné que la plupart des législations des États membres contiennent déjà de telles dispositions, les quelques pays qui nécessitent un amendement de la législation en vigueur peuvent voir cette modification affectée à court terme (1-2 ans).

La mise en œuvre des dispositions, notamment en ce qui concerne l'indépendance financière et la surveillance du marché, dépendra dans une certaine mesure du niveau de développement de chaque marché national. En l'absence d'opérateurs viables offrant une autonomie financière au régulateur, il peut s'avérer nécessaire d'adopter le principe de subventions adéquates, en attendant que le marché devienne suffisamment dynamique pour financer intégralement le fonctionnement du régulateur.

Il sera également nécessaire de développer une approche stratégique pour renforcer les capacités des régulateurs de la région afin d'acquérir les compétences requises pour élaborer et appliquer tous les règlements qui favoriseront le libre accès. L'ARREC pourrait piloter cette initiative dans le cadre du plan d'action pour le développement du marché régional.

L'ARREC et d'autres partenaires de développement devraient apporter l'appui nécessaire aux régulateurs nationaux pour : i) la fixation de la méthodologie tarifaire par le biais de programmes de formation et d'accords de jumelage avec les régulateurs les plus matures de la région (par exemple, le Nigéria); et (ii) la séparation comptable (le modèle de séparation comptable en Côte d'Ivoire et au Nigéria peuvent être utilisés comme base pour lancer les processus).

3.6 Un Opérateur de réseau de transport indépendant et efficace

Les opérateurs de réseau de transport d'électricité (GRT) sont responsables de la fiabilité du transport de l'énergie des centrales de production aux opérateurs de distribution d'électricité (ODE) régionaux ou locaux au moyen d'un réseau électrique haute tension. Étant donné que les GRT constituent généralement un monopole naturel, souvent entièrement ou partiellement détenu par les gouvernements des États, ils sont généralement soumis à une réglementation.

Les GRT fournissent un accès au réseau aux acteurs du marché de l'électricité (sociétés productrices, négociants, fournisseurs, distributeurs et clients directement connectés) conformément à des règles transparentes et non discriminatoires.

Les rôles clés des GRT consistent à :

- Maintenir, exploiter, planifier et étendre un réseau robuste et rentable ;
- Veiller à ce que le réseau reste toujours stable pour préserver la sécurité d'approvisionnement du consommateur ;
- Fixer les règles et les obligations opérationnelles minimales en matière de sécurité du réseau et pouvoir prévoir les demandes d'électricité à moyen terme ;
- Informer les gouvernements des problèmes d'adéquation de la production à moyen terme et des informations sur les investissements envisagés dans le réseau, tant pour les lignes internes que pour l'interconnexion transfrontalière, afin de garantir un équilibre optimal entre production et consommation.

L'indépendance du GRT est donc essentielle pour garantir un libre accès à tous les acteurs du marché, tant au niveau national que régional. Bien qu'il ne soit pas toujours possible d'avoir un GRT qui soit une entité juridiquement indépendante, une indépendance fonctionnelle doit être garantie pour permettre des conditions de concurrence égales et transparentes.

Recommandations :

Les GRT doivent au moins être fonctionnellement indépendants et les législations nationales doivent imposer un libre accès aux tiers au réseau de transport à moyen terme (2 à 5 ans). Les GRT sont les principales composantes réglementées des marchés nationaux et régionaux de l'électricité. L'utilisation de leurs avoirs leur rapportera un revenu suffisant pour garantir à tous les clients une alimentation électrique sûre et durable.

Un code réseau national doit être établi pour mettre en place un cadre opérationnel solide, fiable et non discriminatoire.

Les opérateurs de distributions ont le droit de sortir du périmètre de leurs marchés locaux pour conclure des contrats bilatéraux avec des producteurs et des commercialisateurs d'autres pays.

3.7 Un prix de transport et de distribution reflétant les coûts, efficace et transparent

Le développement du Marché régional de l'électricité doit s'appuyer sur une méthodologie tarifaire transparente et tenant compte des coûts qui sera élaborée et mis en œuvre par les régulateurs indépendants au niveau national. Un certain nombre de pays de la région ont toujours des pouvoirs de fixation des tarifs conférés au ministre plutôt qu'au régulateur. Il est donc difficile d'attirer des investissements, voire même de couvrir les coûts nécessaires à un marché efficace. Il est donc nécessaire que la méthodologie de fixation des tarifs incombe aux régulateurs, qui possèdent les compétences nécessaires pour élaborer la bonne méthodologie, garantir la transparence des coûts, et protéger les intérêts des consommateurs et des investisseurs.

Recommandations :

Un mandat clair pour l'élaboration de la méthodologie de fixation des tarifs (à la suite du processus de consultation des parties prenantes) doit être donné à tous les régulateurs sans ingérence du gouvernement.

Cette méthodologie doit permettre aux GRT nationaux d'être compensés- pour le transit de flux d'énergie transfrontaliers sur leurs réseaux- par les GRT du système d'origine des flux d'énergie transfrontaliers et par les GRT du système où aboutissent ces flux.

La méthodologie sera étroitement liée à la séparation des coûts de production, de transport et de distribution, en particulier pour les opérateurs qui restent totalement ou partiellement intégrés verticalement. Un calendrier d'environ 2-3 ans devrait être accordé pour l'achèvement de ce programme en fonction des capacités de chaque pays.

Une feuille de route visant à garantir que tous les pays migrent vers un régime tarifaire tenant compte des coûts doit être convenue dès le début de la phase 2 du développement du marché, car le coût du transport régional reposant sur un modèle tarifaire tenant compte des coûts réels. Un calendrier d'environ 3-5 ans peut être envisagé pour cette action afin de soutenir une approche progressive et d'éviter un choc tarifaire.

3.8 Un processus de planification national transparent

La planification des systèmes de transport implique des considérations techniques complexes liées au flux de puissance à travers le réseau électrique, et au comportement dynamique de la demande, des équipements, des systèmes et des équipements de contrôle.

La majeure partie de la planification requise est due à la croissance continue de la demande en électricité, associée à une recherche continue d'optimisation des coûts de production pour la satisfaction des usagers. Même en tenant compte d'améliorations notables de l'efficacité des appareils électriques et de leur utilisation, une population et une économie en croissance entraînent une demande accrue en énergie électrique. L'augmentation de la demande nécessite davantage de capacités du système de transport, même si davantage de lignes de transport et de postes ne sont pas construits en raison de problèmes environnementaux. Une grande partie de la planification du transport implique souvent de déterminer comment augmenter la capacité des systèmes existants sans ajouter de nouvelles lignes et de nouveaux droits de passage. Ce qui pourrait conduire à une réduction considérable des marges de sécurité opérationnelle.

Une planification stratégique au niveau régional implique une coordination étroite de tous les GRT. Les GRT doivent s'engager à publier régulièrement des rapports d'adéquation de la production afin d'identifier les besoins en moyens de production et les renforts de transmission associés. Les rapports sont soumis aux régulateurs, puis au gouvernement, pour qu'il décide du type de moyen de production à développer, car ils sont responsables de la politique énergétique.

Un processus de planification du réseau de transport transparent et ouvert, intégrant les contributions des producteurs d'énergie indépendants, de commercialisateurs, de répondants à la demande et d'autres parties prenantes, est donc primordial pour l'efficacité et l'efficacité des marchés

Recommandations :

Tous les opérateurs (opérateurs, transporteurs et distributeurs) susceptibles d'exercer des activités sur le réseau de transport transfrontalier, sont tenus de s'inscrire auprès du système régional et de l'opérateur de marché (RSMO) et de soumettre périodiquement leur profil de charge, y compris une prévision de demande hebdomadaire ou journalière sur une base ferme. La seule exception sera le résultat d'un cas de force majeure ou lorsque la sécurité du réseau ne peut être exploitée qu'avec des restrictions. Cela est essentiel pour aider le RSMO dans son rôle de gestion de la congestion du réseau.

Pour promouvoir l'intégrité du réseau de transport transfrontalier à l'échelle régionale, les opérateurs de réseau transfrontaliers doivent garantir un fonctionnement sûr et sécurisé du système électrique régional. Ils ont ensuite pour mandat de recommander des investissements spécifiques dans les réseaux de transport locaux des pays participants. L'ARREC veillera à ce que tous les moyens de coordination et d'optimisation des investissements nécessaires soient déployés. Des mesures correctives devraient s'appliquer en cas de non-respect.

De manière appropriée, des mesures correctives et dissuasives devraient également s'appliquer aux GRT locaux dont la négligence est la cause de fautes ayant des implications régionales.

3.9 Un échange d'informations transparent aux niveaux national et régional

Pour éviter les comportements abusifs de certains acteurs du marché, il est utile que le RSMO et l'ARREC aient accès à des données en temps réel fournissant des informations sur les décisions opérationnelles prises par les opérateurs au niveau national, en particulier celles pouvant provoquer des distorsions et des problèmes potentiels de congestion sur le Marché régional.

Les échanges régionaux nécessitent une attention immédiate en matière de performances de fiabilité du réseau de transport, de performances de fiabilité de système et d'interactions de marché. Pour assurer l'intégrité du réseau transfrontalier, tous les GRT nationaux participants doivent accorder au RSMO l'accès aux données en temps réel sur la fréquence et la tension sur les réseaux nationaux. Pour accroître la transparence du calcul de la capacité du réseau, les GRT doivent envoyer tous les accords (y compris les anciens) et les données générées pour le calcul de la capacité transfrontalière, de manière rapide et systématique au RSMO.

Établir une planification stratégique forte et pertinente implique la mise en place d'un système d'information solide aux niveaux national et régional. Les systèmes d'information doivent rassembler un vaste ensemble de données techniques et économiques concernant le sous-secteur de l'électricité. Bien conçu, le système d'information national crée les bases d'une analyse prospective de la demande ainsi que les bases d'une information efficace en temps réel sur la capacité de transport. Ces exigences, la nature, la périodicité et la qualité des données échangées doivent être clairement définies et spécifiées dans le code réseau régional ainsi que dans les codes réseau nationaux, avec une description détaillée des processus et procédures de travail pour la collecte et l'analyse.

Recommandations :

Les informations en temps réel sur la capacité de transport nécessitent la disponibilité d'un large ensemble de données: (i) les bilans énergétiques et, dans la mesure du possible, une série statistique cohérente (ii) des estimations documentées des taux d'accès / couverture / services en distinguant les zones urbaines et rurales; (iii) des données sur les demandes locales basées sur les résultats d'enquêtes

menées selon des méthodologies éprouvées ou sur des estimations de la consommation spécifique sur la base d'une analyse bibliographique approfondie, et (iv) un inventaire des projets d'énergie renouvelable, y compris des données annuelles de production énergétique.

L'expérience montre qu'un système d'information est plus viable si les fournisseurs de données sont convaincus du bon usage qui en est fait. En conséquence, il est proposé de promouvoir la création de valeur ajoutée à partir des données brutes collectées dans chaque État membre.

Il est recommandé que les codes réseau prescrivent que la mise à jour régulière des données soit effectuée par l'intermédiaire de deux points focaux nationaux : un représentant de la compagnie d'électricité et un représentant du ministère de l'Énergie ou de l'autorité de régulation. L'ARREC a déjà mis en place un groupe de travail sur la collecte de données qui peut être utilisé à cette fin. Les modalités des procédures de collecte des données nécessaires devraient être proposées par l'ARREC et adoptées après consultation du groupe de travail de l'ARREC.

La collecte de données devrait commencer à court terme (1-2 ans). Le système d'information devrait être conçu et mis en œuvre, et les points focaux devraient également être nommés dans un bref délai (1-2 ans).

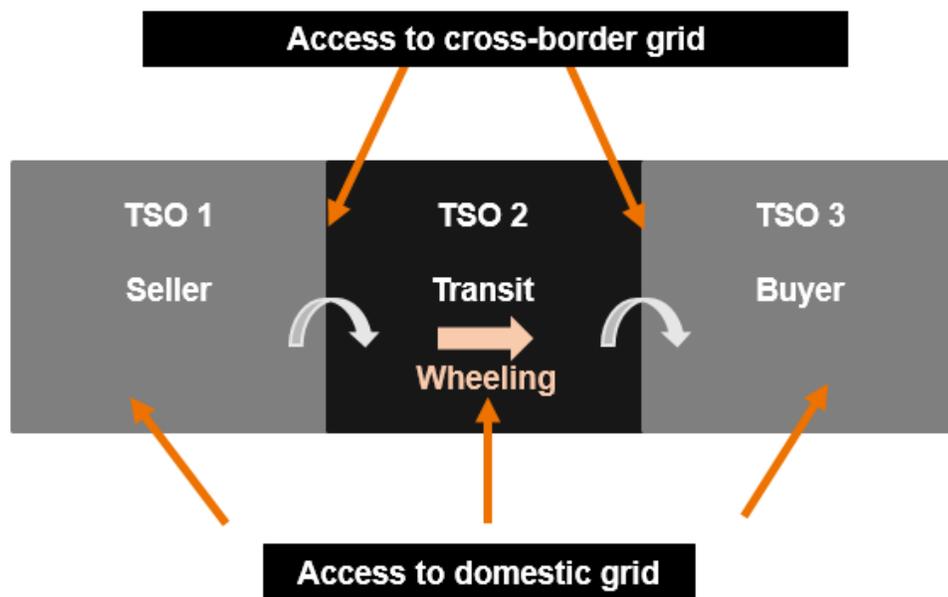
4. Principes d'accès au marché régional

Le transport d'électricité est généralement planifié et opéré de manière coordonnée, à la fois dans une «zone de contrôle» (par le GRT) et entre différentes «zones de contrôle interconnectées (synchrones)» (par le biais d'accords bilatéraux / multilatéraux ou d'organisations sous-régionales). .

Les projets de transport d'électricité transfrontaliers peuvent affecter deux juridictions contiguës, reliant (i) les systèmes électriques des deux juridictions, ou (ii) une centrale de production d'une juridiction avec le système d'électricité de l'autre juridiction. Cela peut également concerner plus de deux juridictions avec l'infrastructure transfrontalière connectée aux systèmes électriques de toutes les juridictions impliquées, ou plus de deux juridictions impliquées avec l'infrastructure transfrontalière non connectée aux systèmes électriques de certaines des juridictions impliquées. Les différentes juridictions ont des règles différentes sur les entités pouvant posséder et développer une infrastructure de transport, y compris des interconnexions, et sur l'utilisation de l'infrastructure.

La figure ci-dessous montre les échanges multinationaux d'électricité au sein de la CEDEAO¹:

¹ Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest.



L'ARREC a pour mandat de surveiller tous les accords et procédures liés à l'accès au réseau transfrontalier et de vérifier s'ils sont conformes aux règles du Marché régional. La mission de suivi et de surveillance de l'ARREC consiste notamment à éviter que les interconnexions ne soient «légalement encombrées», bien qu'elles ne soient pas physiquement encombrées.

Ainsi, une procédure d'évaluation de la capacité maximale pouvant être mise à la disposition du Marché sur une frontière donnée devrait être élaborée et clairement définie par le Code Réseau Régional. De nouvelles méthodes d'allocation de la capacité du réseau transfrontalière doivent être établies et des décisions doivent être prises sur la manière de répartir la capacité (c'est-à-dire par des méthodes d'allocation journalière, mensuelle et annuelle).

Le marché de l'électricité de la CEDEAO fait face à de nouveaux défis sans précédent, car il doit s'adapter pour atteindre les objectifs mondiaux de décarbonisation, tout en préservant la sécurité d'approvisionnement et en garantissant des prix abordables. Dans ce contexte, la mise en œuvre rapide et efficace de toutes les règles et réglementations établissant un accès au réseau, des codes réseau et des lignes directrices constitue une priorité absolue.

L'accès au Marché régional dépendra en grande partie de la satisfaction de certaines des exigences de base pour l'accès au niveau national.

Pour le marché régional de la CEDEAO, les Directives et règlements clés ont déjà été mis en place, même si leur mise en œuvre effective n'a pas encore été achevée. En conséquence, les principales considérations juridiques qui devront être prises en compte lors de l'examen des règles d'accès au marché régional sont présentées ci-dessous.

4.1 Règlements, Codes et Lignes directrices

Plusieurs règlements, codes et lignes directrices sont nécessaires à la mise en œuvre efficace du Marché régional. Ceux-ci comprennent :

- Les lignes directrices pour l'enregistrement des participants au marché ;
- Le développement du code de réseau régional ;
- Les règles du Marché régionales et les procédures de Marché ;
- La méthodologie de tarification régionale ;
- L'élaboration des critères d'éligibilité pour les clients éligibles au niveau national / régional²;
- Le développement d'un modèle de contrat d'achat d'électricité (PPA) pour les clients éligibles au niveau national / régional³.

Un certain nombre de ces règlements sont déjà en place. Il est toutefois nécessaire de développer le Code Réseau Régional et les lignes directrices pour l'enregistrement des acteurs du marché à court terme. L'établissement des critères d'éligibilité pour les clients éligibles au niveau régional est nécessaire pour la phase 2 du développement du marché, ainsi que le modèle de contrat d'achat (PPA) pour les clients éligibles.

Il va sans dire que les pratiques actuelles devront évoluer, car des flux parallèles apparaîtront sur le réseau et la gestion du solde des flux sera assurée par des opérateurs spécifiques qui seront placés en position de force. Une fois que les problèmes auront dépassé le cadre bilatéral, il sera nécessaire de déterminer comment ils seront gérés par plusieurs opérateurs. Les opérateurs doivent donc se conformer aux règles communes pour l'exploitation du réseau régional interconnecté et à ses mécanismes de régulation. L'importance du Code Réseau Régional augmentera avec le développement des interconnexions, la croissance de la production installée et le renforcement des réseaux nationaux dans les années à venir.

Recommandations :

Le Code Réseau Régional (CRR) aura pour principe de définir les règles générales de fonctionnement, des processus et des procédures de travail dans les divers domaines, qui devront être détaillés et précisés dans le cadre de la législation et de la réglementation des États membres.

Un CRR doit être développé par l'EEEOA et approuvé par l'ARREC. Il doit clairement spécifier toutes les exigences techniques des GRT nationaux participants, avec des instruments subordonnés régissant les transactions des opérateurs de production et de distribution qui pourraient impacter la capacité du réseau transfrontalière. Toutefois, le CRR ne remplacera pas les codes réseau nationaux pour les transactions d'électricité non transfrontalières, mais les complétera.

² La déclaration d'éligibilité aux niveaux national et régional et la nécessité de critères d'éligibilité régionaux sont ouvertes à la discussion et doivent être traitées par le groupe de travail.

³ La nécessité de différencier les PPA types pour les clients éligibles aux niveaux national et régional est ouverte à la discussion et doit être examinée par le groupe de travail.

4.2 Habilitation de la structure du Marché régional

L'exigence d'une structure de marché reposant sur la création d'organes juridiquement ou fonctionnellement indépendants est également une exigence de la durabilité du marché régional ainsi que de la mise en œuvre du libre accès au réseau régional interconnecté.

La phase 2 de la conception du marché de la CEDEAO prévoit l'ouverture du marché à ce stade pour la participation des clients éligibles ainsi que la création d'un Système indépendant et d'un Opérateur de Marché pour le marché régional. Au stade actuel de développement du Marché (phase 1), le rôle de l'Opérateur de Système et de Marché est géré par le Centre de coordination de l'information (ICC) de l'EEEOA.

La structure actuelle de l'EEEOA ainsi que les divers rôles assumés par celui-ci à ce jour ne se prêtent pas à une structure adaptée à un marché régional solide et efficace, en raison principalement des rôles assumés progressivement par l'EEEOA dans les secteurs du transport et de la production dans les dernières années. Un certain nombre de problèmes clés dans la structure actuelle du Marché sont indiqués ci-dessous :

- Les statuts de l'EEEOA définissent l'EEEOA comme une organisation internationale ayant un intérêt public et les membres reconnaissent que l'organisation EEEOA existe et fonctionne au bénéfice du système de transport d'électricité et de la garantie de la fiabilité de l'alimentation en électricité de la région.
- L'adhésion à l'EEEOA est volontaire et ouverte à toute entité, publique ou privée, qui (a) possède / exploite des installations de production de 20 MW ou plus, et / ou distribue et commercialise de l'électricité (les «membres utilisateurs du réseau de transport»); et / ou (b) possède / exploite «les principales installations de transport dans la région», si ces installations sont physiquement interconnectées et ont un impact sur la coordination des opérations du système dans la région de l'Afrique de l'Ouest (les membres «propriétaires / opérateurs du réseau de transport»).
- Sur la base de ces dispositions, l'EEEOA a été initialement impliqué dans la facilitation du développement d'infrastructures de transport visant à intégrer le réseau régional, qui servira de base au développement du marché régional de l'électricité.
- Depuis, le rôle de l'EEEOA s'est métamorphosé en facilitant le développement d'installations de production, y compris trois IPP régionaux.
- La participation de l'EEEOA aux projets de production l'a écarté de l'intention initiale d'être une organisation chargée de faciliter le système de transport électrique régional et la fiabilité du système.
- Un amendement récent des statuts de l'EEEOA a conféré à la ICC le rôle de Système Régional et d'Opérateur de Marché tel qu'envisagé dans la conception du Marché, mais le rôle actuel de l'EEEOA, qui intervient à la fois dans le transport et la production, n'a pas été envisagé par les statuts et n'est pas la structure optimale pour le développement d'un marché de l'électricité qui exige une séparation claire entre les segments de production et de transport.

Recommandations :

Il est important que la structure actuelle de l'EEEOA soit revue pour permettre la séparation de ses rôles dans la production et le transport.

Cela nécessiterait, au niveau régional, une coordination étroite des plans de développement énergétique nationaux afin de planifier et de coordonner le développement d'un réseau régional solide et fiable, en tenant compte des candidatures proposées de producteurs nationaux.

Il est nécessaire de disposer d'une législation distincte établissant clairement le Système Régional et l'Opérateur de Marché en tant qu'entités totalement indépendante de l'EEEOA, comme prévu lors de la phase 2 du développement du Marché régional.

4.3 Prérequis techniques

L'interconnexion des infrastructures d'énergie électrique des États, des provinces et des communautés est devenue une tendance mondiale depuis plusieurs décennies en raison de ses nombreux avantages, souvent qualifiés d'effets sur le système, qui permettent d'améliorer l'efficacité économique et technologique de l'exploitation conjointe des systèmes interconnectés.

Pour réaliser une part importante de l'effet système dit d'un système interconnecté d'énergie électrique transfrontalière, la conception technique, les procédures de gestion et les procédures de fonctionnement du système de réseau national des États membres ainsi que de l'ensemble du réseau de transport transfrontalier ont été modifiées pour se conformer aux règles techniques normalisées considérées comme les meilleures pratiques de l'industrie.

La résolution n° 010/ARREC/17 - Procédures du marché régional de l'électricité pour le pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest (EEEOA) ne fournit pas un ensemble complet de règles techniques permettant d'obtenir la conformité des GRT des pays participants pour garantir de manière adéquate la stabilité du réseau de transmission transfrontalière.

Actuellement, les GRT de tous les États membres disposent de réseaux de transport nationaux d'une capacité de 161 kV, 225 kV ou 330 kV, voire des deux. Ceux-ci conviennent aux interconnexions transfrontalières.

Le CRR établit le seuil et la capacité maximale pouvant être transmis sur les réseaux transfrontière afin d'assurer un fonctionnement fiable et sécurisé du réseau et le bon fonctionnement des interconnexions transfrontalières.

Pour préserver l'intégrité du réseau de transport transfrontalier, les GRT nationaux participants des États membres devraient acquérir, installer et maintenir en permanence des dispositifs de protection adéquats afin de réduire le risque de défaillance des réseaux de transport nationaux alimentant le réseau de transport transfrontalier. Les GRT achètent, installent et entretiennent en permanence des isolateurs sur leurs réseaux afin de faciliter l'isolement des réseaux de transport nationaux du reste du réseau de transport transfrontalier lors des opérations de maintenance, des arrêts planifiés et non planifiés.

Les règles de connexion spécifient un minimum de critères techniques, de conception et d'exploitation des installations que doivent respecter les utilisateurs actuels et potentiels du réseau transfrontalier. Celles-ci doivent inclure l'emplacement des compteurs, la conformité des niveaux de précision des compteurs, leur accessibilité et leur maintenance.

Chaque participant au Marché est tenu de respecter scrupuleusement le manuel opérationnel de l'EEEOA en ce qui concerne les opérations liées à la capacité du réseau transfrontalier.

Les activités de mise à niveau ou de mise en conformité sur toute partie des réseaux de transport nationaux susceptibles d'avoir une incidence sur le bon fonctionnement du réseau de transport transfrontalier doivent être entreprises avec un préavis suffisant au RSMO.

Afin de vérifier la conformité, le RSMO demandera aux compagnies d'électricité des pays participants de soumettre des schémas directeurs pour tous les investissements susceptibles d'accroître les volumes d'énergie transportés sur le réseau de transport transfrontalier avec les calendriers en fonction des niveaux actuels de développement des infrastructures de chaque pays.

Les GRT de tous les pays participants doivent établir une feuille de route pour reconfigurer, mettre à niveau et moderniser leurs infrastructures nationales de transport dans le but spécifique de synchronisation des normes techniques, y compris la fréquence et la tension, avec des références communes à l'ensemble de la région.

Pour assurer l'intégrité du réseau transfrontalier, tous les GRT nationaux participants doivent autoriser le RSMO à obtenir des données en temps réel sur la fréquence et la tension sur leurs réseaux, y compris l'accès aux données de la salle de contrôle.

Des mesures correctives doivent être appliquées lorsqu'un défaut affectant l'intégrité du réseau de transport transfrontalier a été attribué à l'incapacité d'un GRT national d'installer ou de maintenir des dispositifs de protection et d'isolation adéquats sur son réseau national.

L'horaire de clôture du marché journalier doit être défini dans le Code de Planification Opérationnelle (national et régional), et strictement appliquée par les régulateurs nationaux et surveillée par l'ARREC, dans le cadre de stratégies visant à éviter l'engorgement du réseau transfrontalier au cours de la phase 2 du développement du Marché.

En raison des impacts de la forte pénétration de technologies à base d'énergies renouvelables variables sur la stabilité et l'intégrité du réseau, tous les producteurs et transporteurs nationaux doivent, au début de chaque année, présenter au RSMO un plan des divers projets et technologies à base d'énergies renouvelables qui feraient partie de leur mix énergétique à partir duquel la demande transfrontalière serait satisfaite, ainsi que des sources d'énergie de réserve. Le plan des projets d'énergie renouvelable doit être mis à jour à toutes les étapes de la planification opérationnelle (annuelle, mensuelle, hebdomadaire et quotidienne) afin de prendre en compte l'impact sur l'exploitation des réseaux de transport nationaux et régionaux.

Recommandations :

- L'ensemble des préalables techniques susmentionnés étant essentiel au bon fonctionnement et à l'efficacité du réseau de transport d'électricité transfrontalier dans la région de l'EEEOA, il est recommandé d'intégrer les règles dans les codes réseau des États membres, et le Code Réseau Régional. Cela garantirait ensuite que ces règles soient accessibles à toutes les parties prenantes aux niveaux national et régional. Un tel arrangement devrait faciliter la mise en conformité de l'ensemble des conditions préalables techniques dans l'ensemble de la région.

-
- L'établissement d'un plan de développement du réseau régional à long terme (10-25 ans) est encouragé avec des délais proposés par l'EEEOA et approuvés par l'ARREC. Ces délais seront déterminés par l'accès des États membres concernés aux fonds nécessaires à la mise à niveau du réseau national et à l'urgence requise pour assurer le fonctionnement sûr et fiable du réseau de transport transfrontalier.
 - Le seuil de capacité des transactions bilatérales pouvant être autorisées à accéder au réseau régional est déterminé par l'ARREC, sur la base de ce qu'il estime approprié pour une gestion efficace de la capacité du réseau régional, afin d'éviter de noyer le marché avec des transactions à très petit seuil. Toutefois, les règles de l'ARREC en matière de seuils doivent respecter les seuils inférieurs fixés par les autorités nationales et sous-régionales pour l'accès au réseau régional, si la capacité du réseau régional est suffisante pour accueillir de telles transactions.

4.4 Conditions préalables financières et tarifaires

Au-delà du respect des normes techniques dans l'exploitation des réseaux interconnectés, de bonnes performances techniques et financières des opérateurs restent fondamentales pour la viabilité et la pérennité des échanges.

Les États membres les plus faibles se retrouvent dans un cercle vicieux, une performance médiocre conduisant à une situation financière précaire empêchant l'accès aux ressources financières nécessaires à l'amélioration de la situation, qui ne cesse donc de se dégrader.

Recommandations :

Les tarifs de transport transfrontaliers sont sujets à l'approbation de l'ARREC et doivent être conformes à la méthodologie de tarification du transport régional de l'ARREC. La tarification de l'énergie au cours de la phase 1 du marché est celle convenue par les parties à un PPA bilatéral transfrontalier.

Les frais de transit proposés dans les pays de transit doivent être soumis à l'ARREC pour approbation.

Des mesures correctives devraient être appliquées lorsqu'un défaut affectant l'intégrité du réseau de transport transfrontalier a été attribué à l'incapacité des GRT nationaux d'installer ou de maintenir des dispositifs de protection et d'isolation adéquats sur leurs réseaux nationaux.

5. Les règles recommandées

Sur la base de ce qui précède, de l'expérience internationale et de la réalité régionale, les règles sous-jacentes proposées, les options recommandées et les échéanciers présentés ci-dessous, aux niveaux national et régional, permettront un marché régional efficace.

5.1 Règles recommandées pour l'accès au marché national

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
----------------	---------------------	---------

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>1. Élaborer un document de politique du secteur de l'électricité définissant les intentions du gouvernement en ce qui concerne l'introduction de l'accès des tiers au réseau.</p>	<p>Le document de politique sectorielle doit :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fournir une vision et des objectifs clairs du gouvernement sur les marchés national et régional de l'électricité qui reflèteront les meilleures options, incluant l'organisation du sous-secteur de l'électricité, la propriété du réseau de transport, l'existence d'un Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) ou d'un Opérateur Système Indépendants (ISO), etc. - Mettre en évidence les modifications législatives nécessaires pour mettre en œuvre la vision du marché national et régional (législation primaire et cadre réglementaire). - Introduire un mécanisme de consultation des parties prenantes au niveau national pour améliorer le document de politique et réduire les obstacles à sa mise en œuvre. - Promouvoir l'intégrité du réseau de transport transfrontalier à l'échelle de la région. - Fournir une feuille de route et une stratégie de mise en œuvre claires, avec un calendrier spécifique en fonction des circonstances nationales propres à chaque pays. <p>Chronologie : 1-2 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Un signal fort de la volonté politique de réformer le secteur de l'électricité, et la feuille de route fournit l'outil permettant de mesurer sa mise en œuvre effective. - La sensibilisation (par l'ARREC) sur l'importance et les nombreux avantages des activités transfrontières. - Le document de politique sectorielle servira de base au cadre réglementaire et législatif et permettra leurs mises en œuvre.

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>2. Adopter une législation au niveau national rendant obligatoire le libre accès au réseau.</p>	<p>La législation au niveau national doit :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fournir des lignes directrices sur le dégroupage/séparation des activités du secteur et la séparation de la propriété (séparation juridique) ou au minimum une séparation fonctionnelle des installations de transport et de distribution de la production. - Établir une autorité de régulation (indépendante) et définir son mandat, son organisation, son fonctionnement et son financement. - Définir les principes généraux pour la concurrence et l'ouverture (progressive) du secteur aux nouveaux acteurs du marché. - Définir les principes pour un accès libre et non discriminatoire au réseau aux producteurs indépendants, aux distributeurs et aux clients éligibles. - Définir les principes généraux sur le commerce transfrontalier d'électricité. - Définir les principes généraux sur les clients éligibles. - Définir le principe de tarification du commerce transfrontalier d'électricité. - Définir les principes de tarification générale. - Définir les critères généraux pour l'octroi des licences. <p>Chronologie : 1-3 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Favoriser la concurrence dans le secteur en encourageant la participation du secteur privé. - Encourager la commercialisation des opérateurs appartenant à l'État en appliquant les principes commerciaux. - Encourager les échanges transfrontaliers d'électricité pour atteindre les objectifs de développement régional de la CEDEAO. - Inciter les investissements dans le secteur par la mise en place d'un régulateur indépendant. - Faire progresser le marché vers la durabilité et renforcer la viabilité des services publics par le développement de tarifs reflétant les coûts. - Les critères d'éligibilité doivent être définis et appliqués en tenant en compte de la situation particulière du pays et du contexte économique et social national. - Faire bénéficier les usagers d'un marché de l'électricité compétitif et fiable. - Donner la possibilité du choix des fournisseurs aux clients éligibles en fonction de leur fiabilité et de leur prix.

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>3. Adopter les réglementations nécessaires pour définir les critères des clients éligibles et empêcher les opérateurs de réseaux d'abuser de leur monopole naturel.</p>	<p>Le cadre réglementaire doit définir :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les procédures et règles pour l'octroi des licences. - La méthodologie et la régulation tarifaire. - Les critères et la régulation des clients éligibles. - Les règles et la régulation de la séparation des comptes des activités du secteur. - Le règlement des plaintes et le règlement des litiges. - Le code réseau national (y compris le code de comptage). - Le code national de distribution. - Les règles du marché national. <p>Chronologie : conformité progressive 2-7 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Attirer les investissements dans le secteur par la mise en place d'un régime de licences clair et transparent, assorti de délais et de procédures précis. - Envoyer des signaux de prix clairs et soutenir le marché au profit des clients par l'adoption d'une méthodologie tarifaire claire. - Créer des conditions équitables et éviter les subventions croisées et les distorsions du marché, par la séparation des comptes. - La séparation comptable implique un inventaire périodique des immobilisations qui doit être planifié en moyens et ressources - Fournir les bases de la fiabilité technique et du respect des normes de performance par les codes de réseaux de transport et de distribution.
<p>4. Introduire une structure de marché au niveau national qui soutienne la séparation des activités (séparation fonctionnelle ou comptable).</p>	<p>La structure du marché national doit soutenir :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La restructuration institutionnelle des opérateurs historiques intégrées verticalement. - La mise en place de la séparation fonctionnelle des activités. - La mise en œuvre de la séparation des coûts. <p>Chronologie : conformité progressive 2-5 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Permettre à chaque segment d'activité de fonctionner de manière optimale et introduire les bases d'une concurrence sectorielle loyale par la séparation des activités/dégrouper. - Garantir, par la séparation des coûts, la transparence et les bases comptables pour que les tarifs reflètent bien les coûts.

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>5. Créer une autorité de régulation indépendante au niveau national, déterminée à promouvoir et à protéger la concurrence.</p>	<p>L'autorité de régulation doit avoir le mandat, les moyens et la capacité de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Être indépendante sur le plan organisationnel ; - Être financièrement indépendante ; - Être indépendante sur le plan opérationnel ; - Définir et réguler la méthodologie tarifaire ; - Surveiller le marché national ; - Coopérer avec l'ARREC dans les enquêtes et le règlement des litiges transfrontaliers. <p>Chronologie : 1-4 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Un régulateur indépendant du point de vue organisationnel, financier et opérationnel, sert de pivot à la mise en place d'un marché de l'électricité viable. - Un régime de tarification efficace, transparent, reflétant les coûts, et qui peut inclure une taxe de régulation destinée à financer les régulateurs (redevance sur les tarifs de l'électricité) et / ou à facturer des redevances sur les IPPs. - Cette solution permettra de pérenniser le financement des autorités de régulation. - La surveillance du marché concurrentiel préviendra les abus de monopole (transport), la collusion et tout autre comportement déviant, protégera les usagers et les autres parties prenantes et garantira que le marché ne s'effondre pas. - L'indépendance des régulateurs doit limiter le risque d'ingérence dans la décision tarifaire par les syndicats et les groupes de pression nationaux

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>6. Créer un GRT indépendant et efficace au niveau national, neutre pour tous les vendeurs et acheteurs.</p>	<p>Le (s) GRT (s) doit (vent) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Être indépendant (s), ou fonctionnellement séparé (s) (ou au moins avec une feuille de route programmant cette séparation) dans le cas de structures intégrées verticalement. - Fournir un accès non discriminatoire au réseau. - Etablir une procédure claire pour l'attribution du contrat de raccordement. Tout refus devrait être clairement et techniquement motivé. - Suivre les dispositions des codes réseau nationaux et régional (à établir). <p>Chronologie: 2-5 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - L'indépendance de GRT ou ISO en fonction de l'organisation adoptée pour le marché national de l'électricité, doit être garantie. - La propriété des actifs de transport doit être définie selon l'organisation de marché adoptée (GRT ou ISO). Les fonctions du GRT / ISO et leurs responsabilités doivent être clairement définis.
<p>7. Définir au niveau national une méthodologie de tarification du transport et de la distribution reflétant les coûts, efficace, transparente et indépendante du coût de l'énergie.</p>	<p>La méthodologie de tarification du transport et de la distribution doit prévoir :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La séparation des coûts pour chaque segment d'activité (production, transport et distribution) ; - Les frais (redevances) de régulation ; - Les frais de transit des flux énergétiques transfrontaliers ; - Une feuille de route pour migrer vers un régime tarifaire tenant compte des coûts réels dès le début de la phase 2 du développement du marché. <p>Chronologie: 2-5 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Les parties prenantes doivent être consultées avant de définir une méthodologie de tarification reflétant les coûts. - Des assurances de compensation lorsque les tarifs reflétant les coûts ne sont pas atteints, peuvent être fournies aux sociétés d'électricité / opérateurs.

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>8. Mettre en œuvre un processus transparent de planification opérationnelle et stratégique du réseau de transport intégrant les données de toutes les parties prenantes concernées.</p>	<p>Le processus de planification du système de transmission doit prévoir :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le développement et la mise en œuvre d'un code réseau national. - L'obligation pour tous les opérateurs (producteurs, transporteurs et distributeurs) susceptibles de traiter sur le réseau de transport transfrontalier de s'enregistrer et de fournir périodiquement leur profil de charge, y compris une prévision de la demande hebdomadaire ou journalière. - Les mesures correctives à appliquer aux GRTs locaux dont la négligence cause des défauts ayant des implications régionales. <p>Chronologie: 1-2 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Des données / informations transparentes, en temps réel sont essentielles pour la planification opérationnelle, en particulier pour déterminer les capacités de transport disponibles sur les lignes d'interconnexion. - Il est nécessaire de poursuivre la fonction de planification stratégique en vue du développement du réseau de transport national / régional et de l'identification de nouvelles capacités de production afin d'éviter toute pénurie d'énergie, les goulots d'étranglement et les contraintes de transport.

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>9. Fournir des informations transparentes sur les accords et sur la disponibilité en temps réel de la capacité de transport.</p>	<p>Le système d'information au niveau national doit :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Inclure les bilans énergétiques, les estimations des : taux d'accès au réseau / taux de couverture / tarif de service, les données sur la demande locale, l'inventaire des projets d'énergies renouvelables. - Inclure la désignation de deux points focaux au niveau national: la société d'électricité / les opérateurs, et le ministère ou le régulateur en tant que membres du groupe de travail de l'ARREC pour la collecte de données. <p>Chronologie: 1-2 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Un système de communication efficace, transparent et équitable doit être mis en place et rendu accessible aux acteurs du marché et aux principales parties prenantes, y compris l'ARREC en charge de la surveillance du marché régional.

5.2 Règles recommandées pour l'accès au marché régional

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
10. Élaboration de règlements, codes et lignes directrices au niveau régional.	<ul style="list-style-type: none">- Le développement du code de réseau régional ;- L'élaboration de seuils d'éligibilité pour les clients éligibles ; La mise au point d'un modèle de PPA pour les clients éligibles. Chronologie: 1-2 ans	<ul style="list-style-type: none">- Les critères d'éligibilité sont définis et appliqués sur décision des autorités nationales qui tiennent compte des circonstances particulières des pays et en considération du contexte national économique et social.- Les critères d'éligibilité pour l'accès aux échanges régionaux d'électricité ne sont pas obligatoires et doivent être évités.- Des seuils peuvent être décidés mais doivent être soigneusement pris en compte afin d'éviter toute entrave éventuelle au développement du marché régional de l'électricité.- Des seuils pour l'accès aux capacités du réseau transfrontalier fixés par des organismes nationaux et sous régionaux doivent être acceptés par le Opérateur Système / Marché Régional (RSMO).

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>11. Assurer la conformité avec la structure du marché régional.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Examen de la structure de l'EEEOA pour permettre la séparation des segments de production et de transport. Et renforcer la planification et les opérations en accord avec l'évolution du marché régional - Mise en place d'un Opérateur Système Régional indépendant et d'un Opérateur de Marché. <p>Chronologie: 2-5 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pour la planification stratégique à long terme, il a été exprimé la nécessité de créer une entité juridique jouant le rôle de planificateur de réseau de transport, afin d'éviter l'influence des parties prenantes (non GRT) sur la décision de planification du réseau de transport régional, la production faisant partie, par nature, du segment exposé à la commercialisation et donc concurrentiel. - Par conséquent, l'organisation de l'EEEOA pour ce qui concerne la planification stratégique, devrait évoluer avec le développement du marché régional en appliquant les principes de marché régional juste, transparent et équitable. Une possible restructuration de l'EEEOA pour éviter tout conflit d'intérêt devrait être soumise à questionnement.

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>12. Assurer la conformité avec les prérequis techniques.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Sauvegarde de l'intégrité du réseau de transport transfrontalier (par le biais des GRT nationaux). - Règles de connexion. - Conformité au manuel opérationnel de l'EEEOA et au Code Réseau Régional. - Plans directeurs pour des périodes données et à différents horizons pour tous les investissements susceptibles d'accroître les volumes d'énergie transportés sur le réseau de transport transfrontalier. - Synchronisation des fréquences aux points de connexion. - Feuille de route pour la reconfiguration, la mise à niveau et la modernisation des infrastructures nationales de transport. - Les GRT nationaux doivent accorder au RSMO l'accès aux données en temps réel sur la fréquence, y compris l'accès aux données de la salle de commande. - Définition de l'horaire de clôture du marché journalier. - Au début de chaque année, le RSMO devrait recevoir un plan des divers projets à base de technologies de sources renouvelables faisant partie du mix de production national. - Appliquer des mesures correctives lorsqu'un défaut affectant l'intégrité du réseau régional de transport a été identifié. <p>Chronologie: 2-5 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - En ce qui concerne les règles d'accès proposées, il devient nécessaire d'élaborer et d'adopter le Code de Réseau Régional en tant que référence juridique pour un fonctionnement harmonisé du réseau de transport régional. - Une conformité complète entre les codes de réseau nationaux et le code de réseau régional est requise pour les transactions transfrontalières.

Règle proposée	Options/Chronologie	Impacts
<p>13.Veiller au respect des conditions préalables financières et tarifaires.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Les tarifs de transport transfrontaliers doivent être conformes à la méthodologie de tarification de l'ARREC adoptée le 18 août 2015. <p>Chronologie: 1-2 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Un régime tarifaire efficace, transparent et reflétant les coûts assurera la viabilité et la durabilité à la fois du marché national et du marché régional

