



## ETUDES DE REGULATION – LOT 2

### ACTIVITE 3 : DEFINITION DES REGLES D'ACCES DES CLIENTS ELIGIBLES AU RESEAU REGIONAL

### RAPPORT 1 : NOTE DE STRATEGIE NATIONALE (RAPPORT PROVISoire)

**JANVIER 2013**



**Contact : Marie d'ARIFAT**  
**ARTELIA V&T - Département ICEA**  
50 avenue Daumesnil  
75579 Paris Cedex 12- France  
Tél. : +33 (0)1 48 74 04 04  
Fax : +33 (0)1 48 74 04 35  
[icea.paris@arteliagroup.com](mailto:icea.paris@arteliagroup.com)



Planning Energy  
for a Sustainable World

**Contact : Neil PINTO**  
**PPA Energy**  
1 Frederick Sanger Road  
Guildford GU2 7YD, UK  
Tel : +44 1483 544944  
Fax : +44 1483 544955  
[marketing@ppaenergy.co.uk](mailto:marketing@ppaenergy.co.uk)

## Contenu

<b>1 - INTRODUCTION .....</b>	<b>4</b>
<b>2 - PRESENTATION DE LA SITUATION EXISTANTE, SOUS L'ANGLE DE L'ACCES AUX RESEAUX .....</b>	<b>6</b>
<b>2.1 - TABLEAU DE PRESENTATION SYNTHETIQUE .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2 - COMMENTAIRES DU TABLEAU SYNTHETIQUE .....</b>	<b>6</b>
2.2.1 - GHANA ET NIGERIA .....	6
2.2.2 - SENEGAL ET MALI.....	7
2.2.3 - TOGO ET BENIN .....	8
2.2.4 - COTE D'IVOIRE.....	9
2.2.5 - BURKINA FASO .....	10
2.2.6 - GUINEE CONAKRY, LIBERIA, SIERRA LEONE.....	10
2.2.7 - GAMBIE ET GUINEE BISSAU .....	11
2.2.8 - NIGER.....	12
<b>3 - PERSPECTIVES EN CE QUI CONCERNE L'EVOLUTION DES BESOINS D'ELECTRICITE ET L'ADAPTATION DE L'OFFRE .....</b>	<b>14</b>
<b>3.1 - TABLEAU DE PRESENTATION SYNTHETIQUE .....</b>	<b>14</b>
<b>3.2 - COMMENTAIRES DU TABLEAU SYNTHETIQUE .....</b>	<b>14</b>
3.2.1 - PAYS SANS CONDITIONS DE COMPETITION INTERNE PREVUE AU NIVEAU PRODUCTION.....	14
3.2.2 - PAYS QUI SERONT IMPORTATEURS NETS.....	14
3.2.3 - PAYS OU L'EQUILIBRE DEPEND DE LA REALISATION DE PROJETS DE PRODUCTION PATRONNES PAR L'EEEEEOA .....	15
3.2.4 - PAYS QUI SERONT EXPORTATEURS NETS .....	15
3.2.5 - LE CAS PARTICULIER : LE NIGERIA .....	15
3.2.6 - CONCLUSION (PROVISoire).....	15
<b>4 - LA PROBLEMATIQUE DES RESEAUX OMVS ET OMVG .....</b>	<b>17</b>
<b>5 - APERÇU DE L'IMPACT D'UN LANCEMENT D'UN MARCHÉ DE GROS REGIONAL SUR L'ACCES AU RESEAU DANS LES PAYS .....</b>	<b>19</b>
<b>6 - RECOMMANDATIONS EN CE QUI CONCERNE LA NOTE DE STRATEGIE NATIONALE EN VUE DE L'ACCES DES CLIENTS ELIGIBLES AUX RESEAUX.....</b>	<b>20</b>

<b>ANNEXE 1 : ANALYSE DES SITUATIONS EXISTANTES .....</b>	<b>22</b>
<b>ANNEXE 2 : TABLEAU SYNTHETIQUE DE L'EVOLUTION DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ELECTRICITE DANS LA CEDEAO .....</b>	<b>29</b>
<b>ANNEXE 3 : EBAUCHE D'UN AVANT-PROJET DE DIRECTIVE DE LA COMMISSION DE LA CEDEAO CONCERNANT DES REGLES COMMUNES POUR LE MARCHÉ INTERIEUR DE L'ELECTRICITE.....</b>	<b>31</b>

## **1 - INTRODUCTION**

Le présent rapport est le premier de l'Activité 3 relative à la Définition des Règles d'Accès des Clients Eligibles au Réseau National.

L'objectif de l'ARREC est de formaliser un consensus sur des critères et règles régionales acceptés par tous pour l'accès au réseau interconnecté régional. Ces règles seront à terme parties intégrantes du Code de Réseau Régional.

Avant de s'engager sur le détail des processus à mettre en œuvre au niveau des pays, les TdR demandent que soit d'abord élaborée pour les Etats membres de la CEDEAO une note de stratégie nationale d'ouverture du secteur de l'électricité tenant compte des perspectives régionales.

Dans le cadre de l'élaboration de la note de stratégie nationale d'ouverture du secteur de l'électricité, le consultant devra :

- i) Décrire les cadres institutionnels régissant les secteurs de l'électricité des pays en rapport avec l'ouverture des marchés et la régulation tarifaire ;
- ii) Analyser les fournisseurs potentiels actuels spécialement en ce qui concerne leur capacité à garantir une continuité des fournitures ;
- iii) Etudier l'évolution attendue des producteurs nationaux et sous-régionaux d'ici 2015 et au-delà en supposant qu'à partir de 2015 il y aura un marché de court terme régional ou sous régional ;
- iv) Identifier des clients éligibles avec leurs profils principaux (volume et variation de demande, continuité de fourniture, points de livraison, etc.) et leurs prévisions de consommation ;
- v) Proposer des critères et seuils d'éligibilité dans les Etats membres où les textes ne prévoient pas d'éligibilité ;
- vi) Proposer les reformes optimales et des scénarios d'évolution des clients éligibles.

Une attention particulière sera portée à l'évaluation de l'expérience du Ghana et du Nigéria.

Le présent rapport est construit à partir de la documentation collectée à ARREC en décembre 2012 et celle déjà en possession du Consultant. En parallèle à la préparation de ce rapport, un questionnaire sur les données relatives à la situation actuelle et aux projets en matière d'accès aux réseaux dans les différents pays a été transmis aux points focaux des pays membres de la CEDEAO. Les résultats du questionnaire permettront d'affiner notre connaissance au niveau de chaque pays en matière d'accès aux réseaux par exemple en ce qui concerne les points iv) et v) ci-avant des Tdr et de préparer de mesures plus précises pour avancer dans le processus dans les différents pays. Comme ces résultats ne seront disponibles qu'à partir de mi-février, ils ne pourront être pris en compte que dans les rapports suivants.

Le rapport est bâti en conformité avec les TdR.

Un premier tableau (Annexe 1) présente les données principales qui caractérisent le degré et surtout les possibilités d'ouverture des réseaux sur le plan réglementaire, et les possibilités de concurrence au niveau de l'offre. Les données de ce tableau sont commentées dans la section 2 du rapport.

L'annexe 2 est un second tableau qui présente les perspectives d'évolution de la demande et de l'offre, y compris les paramètres de la concurrence au niveau de l'offre jusqu'à 2020. Ce tableau est commenté dans la section 3.

Les sections 4 et 5 traitent d'aspects particuliers :

- les réseaux transnationaux de l'OMVS et l'OMVG dont la gestion devra vraisemblablement être amendée dans le cadre d'une ouverture régionale ;
- le démarrage possible d'un marché de gros transfrontalier, simplifié dans une première phase mais évolutif et qui pourrait constituer un moteur dans le processus d'accès au réseau régional.

La section 6 contient nos recommandations sur le contenu de la Note Régionale demandée, en conclusion des observations et analyses précédentes.

Si « les parties contractantes au Protocole de la CEDEAO se sont mises d'accord pour assurer l'accès ouvert, sans discrimination aucune, aux sources de production et équipements de transport qui se trouvent dans leur zone respective aux autres parties contractantes et à tout autre investisseur », on constate de grandes divergences dans les modalités de mise en œuvre aussi bien que des degrés d'avancement extrêmement divers. Notre recommandation est d'adresser une nouvelle feuille de route aux Etats sous forme d'une Directive spécifique de la Commission de la CEDEAO.

L'Annexe 3 est une ébauche très sommaire de la Directive recommandée.

## **2 - PRESENTATION DE LA SITUATION EXISTANTE, SOUS L'ANGLE DE L'ACCES AUX RESEAUX**

### **2.1 - Tableau de présentation synthétique**

L'annexe 1 donne sous forme de tableau quelques paramètres importants caractérisant, dans chacun des pays de la CEDEAO, la situation actuelle en matière d'accès aux réseaux ainsi que les perspectives ouvertes en la matière par la réglementation en vigueur :

- ✓ Rappel de la Loi de référence et de son année ;
- ✓ Le régime de l'opérateur historique
- ✓ Les éléments clé de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau :
  - Niveau de dé-intégration verticale de l'opérateur historique
  - Possibilité d'IPP et si oui, l'existence IPP avec leur nombre, le cas échéant,
  - L'existence de de multiples distributeurs significatifs connectés au RNT
  - Le régime du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT)
  - L'accès des tiers au réseau
  - L'existence d'un régulateur Indépendant
  - La participation du secteur privé dans opérateur principal

### **2.2 - Commentaires du Tableau synthétique**

#### **2.2.1 - Ghana et Nigeria**

Dans la région CEDEAO, seuls le Ghana et le Nigéria ont réellement mis en place un accès des tiers aux réseaux de transport HT et de distribution MT.

Dans chacun de ces pays, on observe :

- ✓ La présence d'un Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) national juridiquement et fonctionnellement indépendant des acteurs de la production et de la distribution ;
- ✓ La présence de plusieurs sociétés de production indépendantes les unes des autres en compétition pour la conquête de contrats bilatéraux de fourniture aux clients éligibles enregistrés auprès du GRT. Au Nigeria, les sociétés de production actuellement en activité sont essentiellement les « successor companies » entre lesquelles ont été réparties les centrales de l'opérateur historique NEPA, mais de nombreuses demandes de permis pour démarrer des IPP ont été présentées au Régulateur National. Au Ghana, l'opérateur historique verticalement intégré VRA, demeure société publique à 100 % mais son périmètre d'activité a été limité à la production. A remarquer que les autorités ont évité de créer un monopole national de production hydroélectrique au sein de VRA par la mise en place de la nouvelle Autorité de BUI qui va exploiter la nouvelle importante centrale hydroélectrique (400 MW) en cours de construction ;

- ✓ Au niveau distribution, le Nigeria a créé 11 sociétés régionales de distribution, toutes avec accès au réseau de transport national ;
- ✓ Au Ghana, la société de distribution la plus importante (ECG, société publique, historiquement indépendante sur le plan institutionnel, qui alimente le sud du pays) a été maintenue. Une seconde société publique de distribution juridiquement indépendante a été créée à partir de la dé-intégration de VRA (NED, principalement active dans le nord du pays). Une troisième société vient d'être créée pour assurer la distribution dans la zone franche de TEMA ;  
  
Egalement au Ghana, au cours de l'année 2011, 27 clients, en pratique des industries connectées soit au réseau HT soit au réseau MT des sociétés de distribution, usaient de leur droit d'éligibilité, et ont consommé ensemble presque 11 % de l'énergie émise vers le réseau. Fin 2012, on comptait 28 consommateurs privés ayant souscrit des contrats de fourniture directement avec un producteur de leur choix ;
- ✓ Dans les 2 pays, les sociétés de distribution sont à la fois gestionnaire des réseaux et fournisseur d'énergie, à des tarifs régulés, aux clients non éligibles ;
- ✓ L'élargissement de l'accès au marché (abaissement du seuil d'éligibilité) est prévu mais il est provisoirement arrêté à cause du manque actuel de production qui oblige à procéder à des délestages (d'ailleurs très importants au Nigeria) ;
- ✓ Au Ghana, nous avons pu constater l'activité de ENERGY COMMISSION (branche du Ministère de l'Energie) conforme à sa mission en matière de planification et d'octroi de licences ;
- ✓ Au Ghana également, nous avons pu constater l'activité de PURC, l'organe de Régulation (multisectoriel) indépendant, conforme à sa mission en ce qui concerne l'établissement et l'actualisation régulière des tarifs :
  - de cession des producteurs aux sociétés de distribution pour la revente aux clients régulés ;
  - des tarifs de vente aux clients régulés ;
  - d'utilisation des réseaux de transport ;
  - d'utilisation des réseaux de distribution.

## 2.2.2 - Sénégal et Mali

Seuls 2 autres pays (le Sénégal et le Mali) ont prévu explicitement dans leur loi de base relative à l'organisation du secteur national de l'électricité (cas du Mali) ou dans la convention de concession du service public (cas du Sénégal) l'obligation de donner accès au réseau à des clients sélectionnés en vue de leur permettre de conclure des contrats d'approvisionnement auprès de producteurs. Les textes fixent le critère initial d'éligibilité pour les clients (5 MW de puissance souscrite) ainsi qu'un délai pour la mise en place de la mesure (2009 pour le Sénégal, 2011 pour le Mali),

Dans les 2 pays, le service public a été concédé (respectivement en 1998 et 2001) à long terme (20 ans) à une société intégrée verticalement : SENELEC au SENEGAL, EDM au Mali. Les contrats de concession indiquent que toute centrale additionnelle de production d'électricité sera préférentiellement attribuée à de nouveaux opérateurs (IPP). L'hypothèse (implicite) liée au délai pour l'attribution du statut de client éligible est que ce délai sera suffisant pour créer un

système de production comportant suffisamment d'opérateurs indépendants pour assurer une véritable compétition.

En réalité :

- ✓ Le Sénégal est resté dans une situation persistante de pénurie d'offre, seulement atténuée par des investissements de SENELEC en centrales nouvelles. Deux IPP sont actuellement en opération :
  - le premier, opère un cycle combiné et SENELEC est responsable de la mise à disposition du carburant ;
  - le second produit à partir de groupes Diesel, et achète directement son HFO.

Le Consultant va rechercher des informations concernant les modalités de mise en place puis d'exploitation de la nouvelle centrale charbon qui est annoncée au Sénégal, en ce compris, bien entendu, les modalités de la cession d'énergie au cours d'un contrat de concession qui ne peut qu'être de très longue durée, en relation avec le type de centrale ;

- ✓ Le Mali a aussi connu des périodes de pénurie d'offres, limitées essentiellement par des investissements nouveaux en production par EDM. Ici également, un seul IPP est actuellement en opération, avec un contrat d'exclusivité avec EDM qui est responsable de la mise à disposition du carburant. De plus, les gros clients potentiellement éligibles (les mines) sont restés auto-producteurs, sans liaison au réseau.

En parallèle, on peut voir que les autres dispositions qui sont nécessaires pour l'entrée en vigueur d'un accès (limité) des clients au réseau restent entièrement à implémenter, notamment :

- ✓ La restructuration fonctionnelle et comptable de SENELEC et EDM pour séparer les fonctions production, transport et distribution n'a pas reçu de début d'exécution ;
- ✓ En conséquence, les bases de calcul permettant de fixer des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et distribution n'ont pas été créées ;
- ✓ Les dispositions pour garantir l'indépendance et la neutralité de la fonction Transport restent à créer et mettre en place.

### 2.2.3 - Togo et Bénin

Les Etats du Togo et du Bénin ont créé de longue date la CEB, société publique avec un statut multinational chargée d'assurer la production de masse et le transport HT de l'électricité dans les deux pays ainsi que la vente aux sociétés (publiques) de distribution nationales, respectivement la CEET au Togo, la SBEE au Bénin. CEB jouit également du monopole d'importation et d'exportation pour les deux pays. Elle a largement utilisé sa faculté d'importation à partir de la Côte d'Ivoire, du Ghana et du Nigéria sous forme de contrats bilatéraux d'achat à long terme mais n'est jamais parvenue à créer une capacité significative de production locale d'électricité de base. Le Code Bénino-Togolais créant la CEB a été revu à plusieurs reprises afin de permettre à la CEET et à la SBEE de créer directement ou indirectement de nouvelles sources de production à grande échelle, utilisant le réseau CEB pour la répartition de cette électricité dans les pays respectifs. En conséquence, l'IPP Contour Global a construit une centrale thermique de 100 MW à Lomé et signé un PPA avec la CEET.

A remarquer également que le Code Bénino-Togolais :



- ✓ a prévu des « clients éligibles » avant la lettre, c'est à dire des clients industriels, situés aussi bien au Togo qu'au Bénin, qui négocient un contrat direct d'achat d'électricité avec CEB. Actuellement, 3 consommateurs industriels (2 au Togo, 1 au Bénin) sont clients directs de CEB ;
- ✓ attribue à CEB des attributions étendues en matière de régulation s'étendant en commun aux deux pays.

Les conditions pour la production en masse d'électricité au Togo et/ ou au Bénin sont en train de changer. Les deux pays sont membres de l'organisation qui a mis en place le pipeline de transport de gaz naturel entre le Nigeria et le Ghana et ont droit à prélever des quotas de gaz suffisants pour alimenter des centrales électriques de grande taille.

La conversion au gaz naturel de la centrale de Contour Global à Lomé devrait en être la première manifestation. Le projet de cycle combiné de 450 MW de Maria Gletta au Bénin, soutenu par l'EEEOA devrait en être la seconde manifestation.

Le Togo a installé un régulateur indépendant de l'électricité mais ce régulateur n'est pas compétent pour contrôler CEB. Le Bénin est toujours en attente d'un régulateur indépendant, pourtant prévu dans la loi de l'électricité de 2006. Vu le statut supranational de CEB, la compétence du futur régulateur du Bénin vis à vis de CEB sera également nulle.

La loi de l'électricité du Bénin prévoit l'accès de clients éligibles aux réseaux mais la loi du Togo n'en fait pas mention.

Le Consultant a besoin d'informations complémentaires (dernière définition des missions et prérogatives de CEB, possibilité de dissocier les activités production et transport de CEB, statut du projet de Maria Gletta, textes des délégations de gestion du service public à CEET au Togo et à SBEE au Bénin ....) pour pouvoir émettre quelque recommandation en matière d'accès des clients aux réseaux tant HT que MT au Togo et au Bénin.

## 2.2.4 - Côte d'Ivoire

En Côte d'Ivoire, l'ensemble du service public de l'électricité est affermé pour 15 ans (jusqu'au moins 2020) à une société privée, verticalement intégrée, la CIE. Une société d'État, la SOGEPE, gère l'ensemble du patrimoine affermé. La seule limite au monopole de SOGEPE et de CIE se situe au niveau de la production. L'Etat ivoirien a accordé deux concessions de production à des sociétés indépendantes qui ont construit et exploient des centrales au gaz naturel local. L'Etat a conclu avec chacune de ces sociétés un contrat à long terme (20 ou 24 ans), souvent catalogué contrat IPP mais qui sont en réalité des contrats pour la transformation de gaz naturel national fourni par l'Etat en électricité, l'Etat cédant ensuite cette production à CIE pour la vente au détail à l'intérieur de la Côte d'Ivoire. Les mouvements financiers accompagnant ce processus sont contrôlés en permanence par une société d'Etat, la SOPIE. Les excédents de production domestique sont vendus aux pays voisins à travers des contrats bilatéraux à long terme cosignés du côté ivoirien par CIE, SOGEPE et SOPIE. L'organisation attendue du secteur sera toutefois à préciser lors de la mission circulaire, car une réforme est en cours et son aboutissement modifiera sans doute l'organisation actuelle.

Il faut d'ailleurs noter que la Côte d'Ivoire a parfois « surbooké » ses capacités d'exportation. Ses clients historiques ont souffert, à plusieurs reprises, comme la Côte d'Ivoire, des déficits d'hydraulicité. Depuis 2010, la Côte d'Ivoire n'a pas respecté les quantités contractuelles supplémentaires accompagnant l'extension jusqu'à Ouagadougou du réseau 225 KV relié au réseau ivoirien.

Aucune disposition dans la loi ni dans la convention d'affermage ne prévoit un accès des clients au réseau, ni une séparation comptable ou fonctionnelle à l'intérieur de CIE. De toute façon, une condition parallèle indispensable pour toute ouverture serait une révision en profondeur des

contrats accompagnant les conventions de concession des « IPP » et des modalités de mise à disposition et de commercialisation de leur énergie.

La position centrale de la Côte d'Ivoire dans la région donne une grande importance à la politique de ce pays en matière de libéralisation du secteur de l'électricité. Il faudrait à tout le moins approfondir les points suivants :

- ✓ la Côte d'Ivoire envisage-t-elle d'entamer un processus de libéralisation de son secteur de l'électricité par restructuration interne de CIE avant le terme du contrat d'affermage ?
- ✓ les investissements importants qui vont être réalisés pour compléter les centrales des opérateurs IPP seront-ils réalisés moyennant le maintien des dispositions des contrats existants ou s'accompagneront-ils d'une révision de ces contrats dans le sens d'une plus grande responsabilité / marge de manœuvre des « IPP » ?
- ✓ dans le cadre des pourparlers en cours avec Contour Global en vue de la construction d'une troisième centrale en régime IPP, le gouvernement ivoirien envisage-t-il la reconduction d'un contrat semblable à ceux existants pour les centrales CIPREL et AZITO ou un type de contrat plus proche de l'IPP classique ?

### 2.2.5 - Burkina Faso

Le Burkina Faso voudrait (Loi de 2007) créer pour sa société nationale SONABEL un cadre institutionnel assez semblable à celui de la Côte d'Ivoire voisine, avec une société 100 % publique gestionnaire du patrimoine du secteur, SONABEL devenant société fermière avec participation d'un partenaire stratégique privé. Le schéma reste à implanter y compris en ce qui concerne la convention Etat- société de patrimoine et le contrat d'affermage.

La loi prévoit d'octroyer des licences d'IPP mais une disposition législative complémentaire sera nécessaire pour permettre l'accès de clients au réseau et définir les critères d'éligibilité. SONABEL conservera une position d'Acheteur central mais, faute d'être prévu dans la loi, il faudra que les conventions de patrimoine et d'affermage précisent les obligations en matière de dé-intégration comptable et fonctionnelle.

### 2.2.6 - Guinée Conakry, Liberia, Sierra Leone

Ces trois pays présentent les caractéristiques communes ou voisines ci-après :

- ✓ Loi de base de l'électricité « pauvre » (Guinée<sup>1</sup>), ancienne (Sierra Leone - 1986) ou inexistante (Liberia) ;
- ✓ Absence actuelle d'IPP, même si le Sierra Leone a tenté (en vain) en 2006 de mettre le site de Bumbuna en concession privée, et si la loi de Guinée prévoit l'octroi de concessions de production à des opérateurs autres que Electricité de Guinée ;
- ✓ Absence de régulateur indépendant ;
- ✓ Absence de dispositions en vue d'une dé-intégration verticale des opérateurs nationaux en place et l'accès de clients éligibles aux réseaux ;
- ✓ Taux de couverture du territoire par le service public faible ;

---

<sup>1</sup> Nous ne disposons pas encore de la loi de 2003 pour la Guinée : la classification « pauvre » est tirée du rapport NODALIS de 2011

- ✓ Piètre qualité des installations (suites de la guerre en Sierra Leone et au Liberia, mauvaise gestion historique en Guinée).

Ces trois pays ont une autre caractéristique commune : ils possèdent d'immenses richesses minières. Les sociétés minières déjà en activité sont auto productrices pures, sans liaison au réseau national. C'est le cas, depuis plus de 30 ans, pour la plus grosse exploitation de bauxite en Guinée. C'était le cas jusqu'à la guerre civile pour les mines de fer du Liberia. Par ailleurs, les projets de développement de nouveaux sites miniers (et de redémarrage d'exploitations anciennes au Liberia) sont nombreux.

Les sites sont répartis à travers le territoire de chacun des pays. Leur demande cumulée est de loin supérieure à la demande prévue pour les besoins individuels, l'artisanat et la petite industrie classique.

Chacun des pays, mais principalement la Guinée, dispose de ressources hydroélectriques abondantes.

Le challenge réel pour ces trois pays est donc de mettre en place les conditions permettant au secteur minier de devenir un acteur fondamental dans un processus de mise en valeur des sites hydroélectriques, d'implantation d'un réseau de transport à échelle à la fois industrielle et nationale, d'organisation de l'exploitation et de la maintenance des installations. On peut s'attendre (et on doit faire en sorte) que le service public de la distribution (qui restera normalement de la responsabilité des sociétés publiques en place, dûment restructurées) bénéficiera de :

- ✓ Prix du kwh plus bas grâce à l'effet de taille (mise en valeur de sites hydro plus importants avec des prix de revient plus bas) ;
- ✓ Meilleure qualité devant répondre aux exigences 'une industrie moderne ;
- ✓ Couverture plus rapide de la plus grande partie du territoire national par le service public.

### **2.2.7 - Gambie et Guinée Bissau**

Ces deux pays sont de taille très modeste, ne disposent pas de ressources naturelles significatives (Gaz, hydroélectricité) et n'ont actuellement pas de réseau de transport HT.

Tous deux disposent d'une loi d'organisation du secteur de l'électricité qui permet (aspire à ?) une gestion privée. Privatisation pure et dure en Gambie, moyennant le maintien d'une compétition au niveau de la production et l'octroi de licences spécifiques pour les activités production, transport, dispatch, et distribution ; affermage en Guinée Bissau des divers secteurs d'activité / zones géographiques.

La Gambie a accueilli un IPP qui a installé une puissance (21 MW). Il représente le tiers de la puissance totale installée pour le service public. La Gambie a également mis en place un régulateur (multisectoriel).

Les deux pays dépendent actuellement à 100 % de production à partir de produits pétroliers ; tous deux font partie de l'OMVG qui devrait devenir leur principal fournisseur d'électricité à un prix sans concurrence avec les sources classiques existantes. De plus, le réseau de transport de l'OMVG devrait :

- ✓ permettre des achats au Sénégal, par exemple au départ des centrales à charbon ;
- ✓ constituer l'essentiel de l'ossature du réseau national de transport à l'intérieur de chaque pays, mais il sera en grande partie géré par les émanations spécialisées de OMVG (à créer).

L'avenir à moyen terme semble donc basé sur des importations, la production locale se cantonnant à des unités de pointe et / ou de secours.

Il faut prendre en considération :

- ✓ L'étroitesse de chacun des deux marchés nationaux ;
- ✓ La rareté<sup>2</sup> (l'absence ?) de clients éligibles de taille attractive pour des vendeurs (nationaux ou étrangers) d'électricité ;
- ✓ Les changements fondamentaux attendus dans les années à venir en ce qui concerne l'approvisionnement en électricité et l'évolution des prix ;
- ✓ Les modalités d'implantation et de gestion du premier embryon de réseau de transport (voir également à ce sujet la section 3 du présent rapport) ;
- ✓ Le coût élevé de la mise en place d'une structure ouverte pour le commerce de l'électricité sans en connaître actuellement ni le détail ni le timing de l'apparition de l'OMVG dans le paysage électrique de ces deux pays ;

Nous recommandons en conséquence que les sociétés en place (NAWEC pour la Gambie, EAGB pour la Guinée Bissau) continuent leur activité en tant que sociétés essentiellement axées sur la distribution, en position d'acheteur unique, jusqu'à l'apparition d'un marché plus vaste dans des conditions nouvelles et stabilisées.

## 2.2.8 - Niger

Les caractéristiques principales du secteur public de l'électricité au NIGER sont :

- ✓ Il est importateur d'électricité à partir du Nigeria à hauteur de plus de 80 % de ses ventes.
- ✓ Il ne dispose pas d'un véritable réseau de transport national : les 3 zones de consommation principales, au sud du pays sont alimentées séparément à partir du Nigeria. La seule ligne 132 KV du pays est une antenne alimentant Niamey à partir du Nigeria. Depuis Niamey, un réseau régional 60 KV alimente deux villes secondaires.
- ✓ La société SONICHAR exploite une centrale privée (charbon) et un réseau de transport local, trop loin au nord de Niamey pour justifier une interconnexion avec le réseau de l'opérateur du service public national, NIGELEC.
- ✓ L'Etat a octroyé une concession du service public de l'électricité pour une durée de 50 ans à la société NIGELEC, société verticalement intégrée. La loi n'impose pas à NIGELEC de se dé-intégrer, même pas sur le plan comptable. Selon la loi, NIGELEC ne dispose pas du monopole de la production nationale à destination du service public mais il n'y a pas encore d'IPP connecté au réseau NIGELEC.
- ✓ NIGELEC est importateur unique, en application de contrats résultant d'accords entre l'Etat du Niger avec les pays voisins.
- ✓ Il existe un régulateur indépendant, multisectoriel
- ✓ Il n'y pas actuellement au Niger de clients de taille suffisante pour intéresser des fournisseurs étrangers. Le premier client potentiellement intéressant pourrait être une cimenterie, actuellement en projet.

---

<sup>2</sup> Nous ne prenons pas en considération ici les études préliminaires en vue de l'exploitation de gisements de bauxite en Guinée Bissau.

On peut donc dire que le Niger ne rencontre pas actuellement les conditions minimales pour justifier une ouverture des clients aux réseaux (pas de concurrence en production, absence d'un véritable réseau de transport national)

La question pourrait être reposée lorsque le Nigeria aura atteint un équilibre offre – demande et aura véritablement expérimenté un marché interne de l'électricité. Des clients éligibles au Niger pourraient constituer une cible pour des revendeurs d'électricité du Niger ou du Nigeria mais à la condition préalable que NIGELEC perde son monopole d'importation.

## **3 - PERSPECTIVES EN CE QUI CONCERNE L'EVOLUTION DES BESOINS D'ELECTRICITE ET L'ADAPTATION DE L'OFFRE**

### **3.1 - Tableau de présentation synthétique**

Le tableau en Annexe 2 présente :

- ✓ les prévisions de puissance installée et de puissance de pointe pour les pays en 2010, 2015 et 2020, les prévisions tirées du Plan Directeur de l'EEEOA de 2011 ;
- ✓ le nombre et la puissance installée totale des IPP dans chaque pays en 2010 et prévue en 2015.

Nous en tirons les commentaires ci-dessous.

### **3.2 - Commentaires du Tableau synthétique**

#### **3.2.1 - Pays sans conditions de compétition interne prévue au niveau production**

Jusque en 2015 au moins, les pays suivants n'auront probablement pas d'IPP installés sur leur territoire respectif permettant de prévoir une compétition interne : Guinée Conakry, Guinée Bissau, Libéria, Sierra Leone.

Par ailleurs, au Burkina Faso et au Niger, les producteurs indépendants produiraient à partir de sources renouvelables, ce qui ne crée pas réellement des conditions de compétition avec les techniques de production classique nationales et encore moins avec l'énergie qui peut être importée à partir des pays voisins.

#### **3.2.2 - Pays qui seront importateurs nets**

La Guinée Bissau, la Guinée Conakry, le Libéria et le Sierra Leone devraient rester importateurs nets. Dans les trois derniers pays, il est peu probable que le rythme de développement des ressources hydroélectriques locales sera aussi rapide que le rythme attendu de croissance de la demande minière.

On doit donc s'attendre à une compétition pour l'accès à la ligne CSLG projetée (sous l'égide de l'EEEOA) et à l'énergie que cette ligne permettra d'importer dans ces trois pays. La compétition pourrait se manifester aussi bien entre les trois pays qu'à l'intérieur de chacun de ceux-ci. Les lignes directrices de l'accès au réseau et en particulier à cette ligne doivent être précisées en fonction de la politique de participation du secteur minier au développement de l'infrastructure électrique comme suggéré en 2.2.6 ci-avant.

En Gambie et en Guinée Bissau, l'équilibre offre-demande espéré dépend largement du rythme de réalisation des deux phases successives du programme OMVG, annoncées dans le Plan directeur de l'EEEOA. Il n'est pas négligeable de souligner que pour ces deux pays, l'intérêt du programme OMVG est sans doute d'abord dans le réseau de transport. En effet, ce réseau permettra également l'accès à des sources de production alternatives aux centrales OMVG, limitant ainsi le risque lié par exemple à des retards dans la construction des (nombreuses) centrales projetées par l'OMVG.

### 3.2.3 - Pays où l'équilibre dépend de la réalisation de projets de production patronnés par l'EEEEEOA

- ✓ L'équilibre à long terme au Mali dépend largement du rythme de réalisation du programme OMVS. Entre 2015 et 2020, si le Mali accomplit son programme d'alimentation des mines à partir du réseau interconnecté, l'équilibre offre/ demande dépendra de la réalisation d'une centrale cycle combiné de 150 MW qui est annoncée dans le plan Directeur comme patronnée par l'EEEEEOA dans le cadre d'un Programme d'Urgence

Le Mali est de toute façon en bonne position pour importer, si nécessaire des quantités pouvant être importantes d'électricité, aussi bien à partir du Sénégal qu'à partir de la Côte d'Ivoire et/ou du Ghana.

- ✓ Enfin, l'ensemble Togo-Bénin ne peut devenir autosuffisant que moyennant la réalisation du projet de cycle combiné de Maria Gleta au Bénin, patronné par l'EEEEEOA.

### 3.2.4 - Pays qui seront exportateurs nets

Le Ghana et la Côte d'Ivoire devraient rester des exportateurs nets. Le réseau 225 KV existant entre ces pays et leurs voisins immédiats (Mali, Burkina Faso, Togo-Bénin) a déjà permis de réaliser les échanges les plus notables dans la zone CEDEAO. La mise en service des lignes 330 KV Nigeria\_Ghana\_Côte d'Ivoire, de la ligne 330KV Ghana Sud-Nord (vers le Burkina), de la ligne 225 KV CLSG vont accroître les possibilités d'export à partir de ces deux pays.

La position d'exportateur net du Ghana sera renforcée avec la réalisation d'une centrale de 400 MW au gaz naturel patronnée par l'EEEEEOA.

Le Sénégal devrait également devenir exportateur net en cas de réalisation de l'important complexe de production à partir de charbon (800 MW) patronné par l'EEEEEOA.

### 3.2.5 - Le cas particulier : le Nigeria

La taille du secteur électrique du Nigeria est sans comparaison avec celle de n'importe quel autre pays de la région. C'est pourquoi le manque de production dont souffre actuellement ce pays ne peut pratiquement pas être atténué à partir des pays voisins, ...eux même d'ailleurs souvent dépendants d'importations du Nigeria (Bénin, Niger).

Cette situation de taille incomparable restera une constante dans l'avenir prévisible.

On peut d'ailleurs souligner le respect par le Nigeria de son contrat d'exportation vers le Niger alors que le pays procède journellement à des délestages internes.

Par contre, lorsque le Nigeria aura réalisé un équilibre offre-demande interne et aura mis en place seulement des puissances de réserve confortables, il disposera en fait, automatiquement, de possibilités d'exportation importantes à l'échelle de chacun de ses voisins. Il sera en fait en position de fixer LE prix de référence régional.

### 3.2.6 - Conclusion (provisoire)

Tous les pays (mais dans une moindre mesure le Nigeria) seront impactés par la réalisation et la connexion au réseau régional de centrales de grande taille qui ont la possibilité et la vocation de fournir de l'électricité à plusieurs pays de la région. Bien entendu, ceci va avoir une influence sur l'organisation de l'accès aux réseaux nationaux et sans doute les types d'acteurs ayant

accès aux réseaux comme les brokers (revendeurs d'électricité, profession actuellement inconnue dans la région).

Le Consultant va d'abord rechercher davantage d'informations auprès de l'EEEOA concernant le statut qui sera attribué aux centrales d'intérêt régional patronnées par celle-ci et, en particulier :

- ✓ Leur statut (national ou international, en liaison avec leur vocation de producteur à échelle régionale),
- ✓ Les modes de propriété,
- ✓ Les modalités contractuelles de mise à disposition de / d'accès à leur production et la flexibilité de ces conditions d'accès, en comparaison par exemple aux conditions d'accès à la production des centrales OMVS,
- ✓ Les conditions spécifiques prévues pour la cession d'énergie des grands projets également patronnés par l'EEEOA pour la production à partir de sources renouvelables (grandes fermes éoliennes en Gambie et au Nigeria, fermes d'énergie solaire dans les pays du Sahel ...).



## 4 - LA PROBLEMATIQUE DES RESEAUX OMVS ET OMVG

Le Sénégal, le Mali et la Mauritanie (ce dernier pays n'étant pas membre de la CEDEAO) sont interconnectés entre eux via un réseau de transport 225 KV appartenant à OMVS – SOGEM. Ce réseau OMVS se prolonge évidemment dans chaque pays par un réseau « national » concédé respectivement à SENELEC, EDM, SOMELEC.

L'accès au réseau OMVS est limité aux opérateurs nationaux de ces pays qui se partagent en exclusivité le productible des centrales OMVS à des prix fixes et selon des proportions fixes, les quantités étant arrêtées chaque année en fonction des conditions hydrologiques avec SOGEM et son Exploitant en charge de l'opération et de la maintenance des installations appartenant à OMVS.

Les producteurs indépendants n'ont pas accès direct au réseau OMVS mais ce réseau peut être utilisé pour transporter de l'énergie en exécution de contrats passés entre les opérateurs nationaux et des producteurs indépendants.

Les textes de l'OMVS n'ont rien prévu en matière d'accès de clients au réseau OMVS.

Dans une situation classique, la totalité du réseau public de transport d'un pays est placée sous la responsabilité unique d'un opérateur du système et toutes les centrales qui y sont raccordées, sont coordonnées par cet opérateur. Avec l'OMVS la situation est atypique, puisque la responsabilité d'exploitation du réseau de transport dans chaque pays est partagée entre Sogem et son Exploitant d'une part et chaque opérateur national d'autre part.

Les trois pays (Mali, Mauritanie, Sénégal) vont constituer une zone de réglage dans le cadre de l'EEEOA, le centre de conduite de SENELEC étant le responsable pour les fonctions relevant du niveau zone de réglage

Deux options sont envisageables pour gérer les accès au réseau de transport de l'OMVS dans la perspective d'un libre accès :

- a) Confier à Sogem et son Exploitant, une responsabilité géographique transfrontalière couvrant son réseau de transport avec la gestion de son accès, de façon comparable à celle d'EDM-SA, SENELEC ou SOMELEC ou, plus généralement de la zone EEEOA,
- b) Confier aux gestionnaires nationaux la gestion des segments du réseau de transport de Sogem sur leur territoire national, ce dernier pouvant continuer à en assurer l'exploitation et la maintenance.

Dans la solution a), logiquement Sogem (et son Exploitant) pourra vendre directement au moins aux clients qui seront raccordés à son réseau. Cette solution amènera à réviser en profondeur les accords entre les trois pays.

Dans la solution b) le productible de Manantali (et, au fur et à mesure, aussi le productible des autres centrales de l'OMVS) pourra continuer à être réservé à la discrétion des gestionnaires de réseau de transport (GRT) des trois pays. Les trois pays pourront décider de la mise sur le marché libre d'une partie du productible des centrales OMVS, ou bien chaque pays pourra élargir, à concurrence de son quota d'énergie venant de l'OMVS, le nombre de bénéficiaires de cette énergie sur son territoire et la répartition de cette énergie. L'accès de producteurs indépendants ou de clients éligibles aux parties de réseau OMVS deviendrait uniforme sur l'ensemble de chaque pays

La solution b) correspond à une situation plus classique, qui présente une responsabilité unique dans la gestion de chaque système national, comme pour les autres pays membres de l'EEEOA. Il faudra cependant veiller à maintenir dans les nouvelles dispositions les garanties de transit d'énergie vers la Mauritanie sur le territoire sénégalais.

Nous recommandons l'option b), sachant que dans la révision (limitée) des accords en vigueur il faudra également réviser les rôles, les fonctionnalités et les relations hiérarchiques des trois centres de conduite nationaux par rapport au centre de conduite de Manantali qui reste indispensable pour la coordination du fonctionnement des centrales OMVS.

Le Consultant va vérifier que la solution proposée est en conformité avec les modalités d'accès aux nouvelles lignes internationales qui sont en cours de lancement par l'EEEOA et particulièrement la ligne Côte d'Ivoire- Liberia-Sierra Leone-Guinée (CSLG)

Par ailleurs, le Consultant va rechercher l'information concernant les conditions du contrat d'implantation et d'exploitation du projet ALBATROS à Kayes au Mali : Il s'agit d'une centrale diesel au HFO destinée (principalement) à l'alimentation en électricité de plusieurs mines d'or situées dans la région. Les mines d'or sont actuellement auto-productrices à partir de DDO. L'analyse du Consultant portera sur :

- ✓ Les modalités de financement, de propriété puis d'exploitation et de maintenance du réseau de transport sous régional entre la centrale et les mines,
- ✓ La liaison de la centrale au poste de Kayes, appartenant à l'OMVS,
- ✓ Les possibilités (modalités ?) d'échanges éventuels entre les mines qui disposent de centrales significatives et d'un réseau d'interconnexion,
- ✓ Les possibilités (modalités ?) d'échanges, y compris le secours, entre la centrale ALBATROS et le système OMVS,
- ✓ Les modalités d'échanges, y compris le secours, entre la centrale ALBATROS et EDM (à travers le réseau OMVS.)

**Il est possible que le projet ALBATROS puisse constituer un modèle à la fois en ce qui concerne l'accès aux lignes « internationales » et pour résoudre plus rapidement la problématique de l'alimentation en électricité de demandeurs, bons clients potentiels, mais victimes de limitations financières des sociétés nationales d'électricité, comme évoqué ci avant à propos des mines de Guinée, Sierra Leone et Libéria.**

Dans la mesure où, à notre connaissance (textes de 2007) les dispositions de gestion du système OMVG sont largement inspirées de celles de l'OMVS, nous recommandons d'inscrire les règles ci-dessus en ce qui concerne la gestion de l'accès au réseau OMVG à l'intérieur de chaque pays traversé par ce réseau. Le Consultant doit donc d'abord vérifier si les dispositions prévues en 2007 pour l'organisation de l'OMVG restent d'actualité ou ont été modifiées.

## **5 - APERÇU DE L'IMPACT D'UN LANCEMENT D'UN MARCHÉ DE GROS REGIONAL SUR L'ACCES AU RESEAU DANS LES PAYS**

L'EEEOA a reçu courant 2012 le rapport qu'elle avait commandé concernant l'implantation d'un marché de gros régional et les modalités d'organisation de ce marché. Les recommandations de l'auteur du rapport est d'implanter un marché très évolutif, autant en ce qui concerne les acteurs du marché que les produits qui y seront échangés.

Le rapport considère qu'il est possible de lancer assez rapidement un marché qui, en première phase, présenterait les caractéristiques principales ci-après :

- ✓ Un acteur par pays, normalement (mais pas nécessairement) le GRT national ou l'Acheteur Unique en place.
- ✓ Les produits seront exclusivement des contrats bilatéraux, conclus uniquement entre pays partageant une frontière commune, au départ les contrats d'échange existants entre les pays de la région.
- ✓ La panoplie des contrats actuels (contrats bilatéraux à long terme) devrait s'enrichir par l'apparition de contrats bilatéraux à moyen terme (mois, semaines) puis de contrats bilatéraux à court terme (semaines, jours).
- ✓ Tous les contrats devront répondre à un modèle « standard » à préciser.
- ✓ L'enregistrement des acteurs et des contrats et le contrôle de leur bonne exécution seront centralisés au niveau du CIC de l'EEEOA, auprès d'un embryon d'opérateur de marché à créer.

Cette première phase de marché de gros régional n'a pas d'influence sur l'accès des clients aux réseaux dans les pays de la CEDEAO.

Bien entendu, le marché régional de gros est destiné à s'ouvrir, en principe à tous les producteurs et tous les clients éligibles de tous les pays. Le rythme de l'évolution du marché régional de gros n'est pas fixé par le rapport.

Il faut tenir compte que l'existence d'un marché organisé va normalement amener des pressions pour son élargissement. C'est donc un élément à prendre en compte pour accélérer la mise en place de l'accès aux réseaux dans la plupart des pays de la CEDEAO.

Notons en passant que l'ARREC va être appelée à remplir quelques tâches importantes, relevant de sa mission, avant et après le démarrage du marché régional de gros et principalement :

- ✓ Définition de critères d'agrément des acteurs au marché de gros puis agrément des acteurs proposés ;
- ✓ Elaboration de modèles de contrat ;
- ✓ Validation des règles du marché ;
- ✓ Définition de critères d'infractions à l'intérieur du marché ;
- ✓ Définition d'un régime de sanctions ;
- ✓ Accueil, traitement et résolution des litiges.

## **6 - RECOMMANDATIONS EN CE QUI CONCERNE LA NOTE DE STRATEGIE NATIONALE EN VUE DE L'ACCES DES CLIENTS ELIGIBLES AUX RESEAUX**

L'accès des clients éligibles aux réseaux est un des éléments (indispensable bien entendu) dans le processus de libéralisation des échanges dans le secteur de l'électricité.

Lorsque l'ouverture de l'accès aux réseaux dans un pays de la CEDEAO s'encadre dans une ouverture à l'échelle de la CEDEAO, où les pays ont signé un Protocole commun de l'Energie et sont interconnectés entre eux, il est important que l'ouverture dans chaque pays s'effectue selon un schéma le plus harmonisé possible entre les différents pays. En effet, l'idéal est qu'un client éligible d'un pays A puisse négocier de la même manière et aussi facilement avec tout autre titulaire d'accès au réseau, que celui-ci soit situé dans le même pays A ou dans un autre pays de la CEDEAO.

L'organisation de l'accès des clients éligibles aux réseaux est cependant indissociable d'autres mesures concomitantes et principalement :

- ✓ L'existence d'une compétition en production (nombre de fournisseurs, niveau de prix de revient) ;
- ✓ Le libre accès des producteurs au réseau ;
- ✓ L'existence d'un GRT neutre et indépendant qui est l'intermédiaire responsable permettant l'acheminement physique de la « marchandise » entre vendeurs et acheteurs dûment enregistrés auprès de lui ;
- ✓ L'adhésion à un ensemble de règles techniques nécessaires pour un fonctionnement continu et harmonieux, présentes dans un code de réseau ;
- ✓ L'existence d'un opérateur de marché qui enregistre les participants et les projets de transactions, vérifie l'exécution conforme des transactions physiques et facilite les règlements financiers entre vendeurs et acheteurs ;
- ✓ L'existence de règles pour les transactions d'achats-ventes : règles du marché et procédures de marché ;
- ✓ L'existence d'un régulateur indépendant, garant de l'accomplissement des missions de tous les acteurs dans le respect des règles et d'une adaptation sensée des règles en cas de nécessité.

Nous avons vu ci-avant que les situations dans les différents pays sont extrêmement variées aussi bien en ce qui concerne les lois portant code de de l'électricité qu'en matière de délégation effective du service public ou en matière d'organisation des secteurs nationaux. Parmi les pays qui ont mis en place un régulateur de l'électricité, on peut constater des divergences marquées entre leurs responsabilités et pouvoirs. Aucun code national de l'électricité ni texte relatif au régulateur national ne fait référence à ARREC. Enfin, on constate que seulement deux pays ont actuellement mis en place un accès limité des tiers aux réseaux.

Pour assurer, au niveau régional, une évolution en harmonie dans la voie d'un accès aux réseaux prenant en compte tous les aspects que cet accès implique sans omettre la prise en compte des spécificités propres à certains pays, nous recommandons l'émission d'une Directive spécifique par la Commission de la CEDEAO.

Cette procédure d'action régionale par voie de Directive a été suivie par l'Union Européenne dans le processus encore inachevé de création d'un marché régional de l'électricité. Il n'est d'ailleurs pas sans intérêt de souligner que la Commission de l'UE a successivement émis trois Directives sur le sujet entre 1999 et 2009.

La préparation d'un projet de Directive relève des missions et pouvoirs de l'ARREC.

Nous présentons (Annexe 3 ci-après) ci-dessous une suggestion sur l'organisation générale de la Directive et le contenu spécifique de certaines sous sections, tenant compte des observations présentées ci-avant.

## ANNEXE 1 : ANALYSE DES SITUATIONS EXISTANTES

Pays	Loi de base - Année Orientations de base Régime opérateur hist.	Eléments de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau						
		Dé-intégration verticale de l'opérateur historique	Possibilité IPP Existence IPP / Nombre IPP	Multiplés distributeurs significatifs connectés au RNT	Régime du GRT	Accès des tiers	Régulateur Indépendant	Participation privée dans opérateur principal
<b>Benin</b>	Loi de 2006-  Libéralisation large du secteur avec octroi de concessions  Spécifiques	Non <sup>3</sup>  Obligation de séparation comptable	Prévu  Non	Non	- Binational (CEB) - Juridiquement indépendant mais également producteur (pointe ; hydro et TG)  - CEB détient monopole imprt-export pour Togo et Bénin  Manque : dernière révision statut et missions CEB de 2007	Prévu  CEB alimente directement un client industriel au Bénin	Prévu.  En attente d'une loi particulière	Privatisation souhaitée - Modalités non définies  Manque : lettre politique sectorielle
<b>Burkina Faso</b>	Loi de 2007  Séparation patrimoine avec affermage de l'ensemble de l'exploitation (non réalisé)	Non  Même pas comptable	Prévu  Non	Non	Acheteur Unique, intégré dans SONABEL  Monopole des importations/ exportations	Possible moyennant émission d'un complément légal	Oui	Prévue sous forme de participation majoritaire une fois SONABEL devenu fermier

<sup>3</sup> L'activité transport est déjà indépendante juridiquement (CEB)

Pays	Loi de base - Année Orientations de base Régime opérateur hist.	Eléments de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau						
		Dé-intégration verticale de l'opérateur historique	Possibilité IPP Existence IPP / Nombre IPP	Multiplés distributeurs significatifs connectés au RNT	Régime du GRT	Accès des tiers	Régulateur Indépendant	Participation privée dans opérateur principal
<b>Côte d'Ivoire</b>	Loi de 1985  Concession du service public national, sans monopole pour la production	Non  Même pas comptable	Prévu  Oui  2	Non	Acheteur Unique, intégré dans SOGEPE (Patrimoine) et dans CIE (opérateur)  Contrôle spécifique de SOPIE sur transactions d'énergie  Monopole des import-export	Non	oui	Patrimoine : Etat  Exploitation du Service public national affermé à CIE jusque 2020
<b>Gambie</b>	Loi de 2005  Privatiser le secteur mais en garantissant compétition au niveau production	Dé-intégration fonctionnelle via licences distinctes pour prod., transport, dispatch et distrib.	Prévu  Oui  1	Non	- Prévu licences différenciées pour exploitation - maintenance réseau et gestion des flux d'énergie  - Pas de vrai réseau de transport HT (seulement 33 KV)	Prévu	Oui  Multisectoriel	Privatisation complète du service national souhaitée

Pays	Loi de base - Année Orientations de base Régime opérateur hist.	Eléments de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau						
		Dé-intégration verticale de l'opérateur historique	Possibilité IPP Existence IPP / Nombre IPP	Multiplés distributeurs significatifs connectés au RNT	Régime du GRT	Accès des tiers	Régulateur Indépendant	Participation privée dans opérateur principal
<b>Ghana</b>	Loi de 1997 Libéralisation complète du secteur	Dé-intégration juridique terminée	Oui 2	Oui 3 <sup>4</sup>	- GRT pur, Juridiquement indépendant  - 100% Etat	Oui  28 clients éligibles	Oui  Multisectoriel <sup>5</sup>	Non <sup>6</sup>
<b>Guinée</b>	Loi de 1993 (Manque)  Autorise entrée nouveaux acteurs moyennant concessions spécifiques  Permet entrée privés	Non  Même pas comptable	Oui  Non	Non	Intégré dans EDG	Non	Non	Affermage qui a rapidement échoué

<sup>4</sup> Une nouvelle société privée vient d'obtenir une licence de distribution permettant d'opérer dans une zone Franche à TEMA

<sup>5</sup> La mission du régulateur indépendant (PURC) est limitée à la régulation économique, ENERGY COMMISSION, une branche du Ministère de l'Energie, assure la régulation technique, la planification, le processus (concurrentiel) de mise en place de moyens de production additionnels et l'émission des licences à tous les opérateurs du secteur.

<sup>6</sup> L'opérateur historique verticalement intégré et appartenant à 100 % à l'Etat (VRA) a été cantonné par la réforme à l'exploitation de ses deux centrales hydroélectriques en cascade (Akosombo et Kpong). Pour limiter l'avantage concurrentiel de la production hydro de VRA, le Gouvernement a décidé d'octroyer la gestion de la nouvelle centrale hydro importante, en cours de construction (BUI) à une nouvelle Autorité, également étatique mais indépendante de VRA. VRA investit actuellement dans la protection thermique après avoir gagné, dans un processus concurrentiel mené par ENERGY COMMISSION, des permis de construire puis d'exploiter des centrales fonctionnant au gaz naturel.



Pays	Loi de base - Année Orientations de base Régime opérateur hist.	Eléments de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau						
		Dé-intégration verticale de l'opérateur historique	Possibilité IPP Existence IPP / Nombre IPP	Multiplés distributeurs significatifs connectés au RNT	Régime du GRT	Accès des tiers	Régulateur Indépendant	Participation privée dans opérateur principal
<b>Guinée Bissau</b>	Loi de 2009 Séparation patrimoine et affermage de l'exploitation vers acteurs multiples (non réalisé)	Non	Prévu Non	non	Pas de réseau de transport HT	Non	Possible	Affermage(s) restent à réaliser
<b>Liberia</b>	?	?	Oui Non	Non	Intégré dans LEC Voir statut	non	non	Sous contrat de gestion
<b>Mali</b>	- Loi de 1999 - Libéralisation progressive du secteur - Concession du service public pour 20 ans à EDM	Non Comptabilité analytique prévue (imposée dans la convention de concession)	Oui  Oui  2	Non	- Intégré dans EDM - Acheteur Unique jusque en 2010 - Pas de monopole d'import- export	Prévu à partir 2011  Critères d'éligibilité définis	Oui	EDM est une société mixte qui dispose d'une participation de capitaux privés

Pays	Loi de base - Année Orientations de base Régime opérateur hist.	Eléments de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau						
		Dé-intégration verticale de l'opérateur historique	Possibilité IPP Existence IPP / Nombre IPP	Multiplés distributeurs significatifs connectés au RNT	Régime du GRT	Accès des tiers	Régulateur Indépendant	Participation privée dans opérateur principal
<b>Niger</b>	Loi de 2003  Libéralisation timide  Concession du service public pour 50 ans à Nigelec	Non  Même pas comptable	Prévu  non	Non	- Intégré dans NIGELEC  - Acheteur Unique.  - Imports selon conventions entre Etats, déléguée moyennant licence spécifique	Non	Oui  Multisectoriel	Concession de 50 ans à Nigelec
<b>Nigeria</b>	Loi de 2005  Libéralisation complète du secteur	Dé-intégration juridique terminée  (18 « successor companies »)	Oui  Oui  2 + 7 « successor companies » de production	Oui  11	- GRT pur, juridiquement indépendant  - 100 % Etat  - Assisté par Manitoba Hydro	Oui	oui	Privatisation des « successor companies » en cours, sauf Gridco <sup>7</sup>

<sup>7</sup> Pour des raisons politiques, le processus de libéralisation et de privatisation a été suspendu pendant environ 2 ans, en principe

Pays	Loi de base - Année Orientations de base Régime opérateur hist.	Eléments de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau						
		Dé-intégration verticale de l'opérateur historique	Possibilité IPP Existence IPP / Nombre IPP	Multiplés distributeurs significatifs connectés au RNT	Régime du GRT	Accès des tiers	Régulateur Indépendant	Participation privée dans opérateur principal
<b>Sénégal</b>	Loi de 1998, revue en 2002  Libéralisation progressive  Concession du service public à SENELEC pour 25 ans	Dé-intégration juridique prévue  Comptabilité analytique imposée en 1 ère étape  Non encore implantée	Prévu  Oui  2	SENELEC seul distributeur significatif  5 compagnies régionales distribution	Intégré dans SENELEC  Acheteur Unique jusqu'en 2019  Sans monopole import-export	Prévu  Reporté à 2019	Oui	Concession de biens et service de SENELEC à une société privée - échec  Ensuite (loi de 2002) , retour des biens concédés à l'Etat
<b>Sierra Leone</b>	- Loi de 1982  - Créé Nat. Power Auth. (NPA) avec monopole national  - Loi de 2006 autorisant IPP,  - Bumbuna en PPP (avorté)	Non	Oui  Non	NPA seul distributeur significatif dans plusieurs systèmes régionaux non entièrement interconnectés	Intégré dans NPA  Voir statut de la société nationale	Non	Non	Non

Pays	Loi de base - Année Orientations de base Régime opérateur hist.	Eléments de la situation du secteur pertinents pour l'accès au réseau						
		Dé-intégration verticale de l'opérateur historique	Possibilité IPP Existence IPP / Nombre IPP	Multiplés distributeurs significatifs connectés au RNT	Régime du GRT	Accès des tiers	Régulateur Indépendant	Participation privée dans opérateur principal
<b>Togo</b>	Loi de 2000  Confirme la concession de CEET et permet IPP	Non  Même pas comptable	Oui  Oui  1	CEET seul distributeur significatif	Binational (CEB) Juridiquement indépendant mais également producteur (pointe ; hydro et TG)  Manque : dernière révision statut et missions CEB 2007	Non  Mais CEB alimente directement 2 clients industriels au Togo	Oui  Mission très large	- Essai de privatisation de CEET- échec  - CEET redevenue Société d'Etat  Société d'Etat (SECIC)

RNT : Réseau de Transport National

## ANNEXE 2 : TABLEAU SYNTHETIQUE DE L'EVOLUTION DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ELECTRICITE DANS LA CEDEAO

D'après l'étude pour le schéma directeur de l'EEEOA les données sont les suivantes :

Pays	P. installée / P. pointe (MW) 2010	IPP : Nombre/ P. inst (MW) 2010	P. installée / P. pointe (MW) 2015	IPP : Nombre/ P. inst (MW) 2015	P. installée / P. pointe (MW) 2020
<b>BENIN + TOGO</b>	337 / 360 à 390	1 / 100	557 / 507	4/ 240 dont 40 MW renouv.	700 / 743 1150 / 743 <sup>8</sup>
<b>BURKINA FASO</b>	208 / 158	0	339 / 239	1/ 20 renouv solaire	? / 345
<b>COTE IVOIRE</b>	1139 / 800	2 / 722	2324 / 1247	3 / 1544	2744 <sup>9</sup> / 1800
<b>GAMBIA</b>	67 / 49	1 / 21	89 / 94	2 / 43	160 / ?
<b>GHANA</b>	2186 / 1506	2 / 420	3621 / 1888	4 / 1225	4601 <sup>10</sup> / 2550
<b>GUINEE CONAKRY</b>	206 / 110	0	232 / 268... 232 / 600 (avec mines)	0	565 <sup>11</sup> / 317 565 / 2000 avec mines
<b>GUINEE BISSAU</b>	6 / 5,4	0	12 <sup>12</sup> / 6,2	0	15 / 7,2
<b>LIBERIA</b>	12,6 / 6,1	0	72,6 / 50 72,6 / 230 avec mines	0	273 / 68 273 / 348 avec mines
<b>MALI</b>	295 / 199	1 / 57,5	465 / 366	3 / 135 <sup>13</sup>	570 / 550 720 <sup>14</sup> / 550

<sup>8</sup> dont 450 de projets EEOA

<sup>9</sup> dont 1375 d'IPP

<sup>10</sup> dont IPP : 2060, dont 400 MW de projets EEOA

<sup>11</sup> dont 225 MW en participation dans projets OMVG

<sup>12</sup> dont 8 MW OMVG mais cette demande potentielle (chiffres Tractebel) est certainement sous-estimée

<sup>13</sup> dont : environ une vingtaine de MW, usine « énergie renouvelable » (incinération de déchets)

<sup>14</sup> dont 150 MW de projet EEOA

Pays	P. installée / P. pointe (MW) 2010	IPP : Nombre/ P. inst (MW) 2010	P. installée / P. pointe (MW) 2015	IPP : Nombre/ P. inst (MW) 2015	P. installée / P. pointe (MW) 2020
<b>NIGER</b>	66/105	0	210/141	2/80 renouvelable	340/189
<b>NIGERIA</b>	8364 / 5000	7 <sup>15</sup> / 8364	16 800 / 7 021	+/-14 / 16 800	23 400 / 11 374
<b>SENEGAL</b>	560 / 423	2/110	980 / 629	3 / 360	1170 / 900 1970 <sup>16</sup> / 900
<b>SIERRA LEONE</b>	107 / 38	0	147 / 110 147 /310 avec mines	0	185 / 170 185 / 935 avec mines
<b>TOGO</b>	Joint ci-dessus avec Bénin				

<sup>15</sup> 7 « successor companies »

<sup>16</sup> dont 800 MW charbon projet EEOA

## **ANNEXE 3 : EBAUCHE D'UN AVANT-PROJET DE DIRECTIVE DE LA COMMISSION DE LA CEDEAO CONCERNANT DES REGLES COMMUNES POUR LE MARCHÉ INTERIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ**

Le texte ci-après s'inspire de la DIRECTIVE 2009/72/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE

Pour des raisons de clarté et de facilité, le texte ci-après est présenté sous une forme assez semblable à celle de la Directive de la CE. Cependant, il n'est qu'une ébauche de ce que pourrait contenir une Directive de la Commission de la CEDEAO pour répondre aux observations et conclusions du présent rapport

### **Préambule : rappel des motifs et objectifs de la Directive**

#### **Section 1**

##### **Objet et champ d'application**

La Directive s'inscrit dans l'objectif de la Communauté d'améliorer et d'« étendre le service de l'électricité à l'ensemble des populations Sachant que les conditions d'accès à l'électricité sont extrêmement diverses, elle se concentre sur la partie des secteurs de l'électricité qui bénéficient d'un réseau commun de transport.

La Directive établit des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité, ainsi que des dispositions relatives à la protection des consommateurs, en vue de l'amélioration et de l'intégration de marchés de l'électricité compétitifs dans la Communauté. Elle définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, l'accès ouvert au marché, les critères et les procédures applicables en ce qui concerne les appels d'offres et l'octroi des autorisations ainsi que l'exploitation des réseaux. Elle définit également les obligations de service universel et les droits des consommateurs d'électricité, et clarifie les obligations en matière de concurrence.

##### **Définitions**

A souligner :

- importance des définitions tenant compte de la portée multinationale de la directive
- importance de maintenir une conformité avec les définitions déjà instaurées par le Manuel de l'EEEOA

#### **Section 2 : REGLES GÉNÉRALES D'ORGANISATION DU SECTEUR**

##### **Obligations de service public et protection des consommateurs**

- ✓ Les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité

énergétique, l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables et la protection du climat..

- ✓ Lorsqu'une compensation financière, d'autres formes de compensation ou des droits exclusifs offerts par un État membre pour l'accomplissement des obligations de service public sont octroyés, c'est d'une manière non discriminatoire et transparente..
- ✓ Les États membres prennent les mesures appropriées pour protéger les clients finals.
- ✓ Les Etats Membres peuvent organiser à l'intérieur de leur secteur national d'électricité, d'une manière complètement transparente et contrôlée en permanence par le Régulateur indépendant :
  - des modalités de participation au développement de service public de l'électricité dans les zones restant à desservir (taxe pour l'électrification rurale par ex.) ;
  - des modalités d'assistance financière entre zones de distribution en vue de limiter les différences tarifaires résultant de prix de revient pouvant s'avérer très différents ;(cas du Nigeria)
  - une protection spéciale aux consommateurs vulnérables (tarifs sociaux par ex.)
  
- ✓ Le Régulateur Indépendant émettra une charte des droits des consommateurs

### **Suivi de la sécurité de l'approvisionnement**

- ✓ responsabilité : les Etats (en principe Ministère de l'Energie)
- ✓ délégation (éventuelle mais sans doute non souhaitable) de la mission vers le GRT ou le Régulateur
- ✓ présenter le contenu minimum des études et rapports, en liaison avec la politique nationale (types de centrale préférentiels, sites préférentiels, énergies renouvelables, politique d'importations, politique d'exportations, ....)
- ✓ liaison avec plan directeur de l'EEEOA au niveau régional
- ✓ fréquence des rapports
- ✓ publication et diffusion

### **Prescriptions techniques**

- ✓ faire référence aux Manuels de l'EEEOA
- ✓ obligation d'un Code de Réseau
- ✓ Coordination des Codes de réseau par l'EEEOA, approbation par ARREC

### **Promotion de la coopération régionale.**

- ✓ les Etats rendent obligatoire la coopération de leurs agents nationaux impliqués dans la coopération régionale désirée (gestionnaire de réseaux, gestionnaire de marché, régulateurs, ...)



- ✓ ARREC coopère avec les autorités de régulation nationales et les gestionnaires de réseau de transport pour garantir la compatibilité des cadres réglementaires dans le but de créer un marché intérieur compétitif de l'électricité

### **Section 3 : PRODUCTION**

#### **Principe**

Pour assurer la concurrence et la fourniture d'électricité au prix le plus bas possible, les États membres et les autorités de régulation nationales doivent faciliter l'accès transfrontalier pour les nouveaux fournisseurs d'électricité produite à partir de différentes sources d'énergie ainsi que pour les nouveaux producteurs d'énergie.

#### **Procédure d'autorisation pour de nouvelles capacités**

- ✓ Information permanente et publique des besoins et de la procédures d'accès
- ✓ Modalités de prise en considération de candidatures spontanées
- ✓ Octroi des licences de production

#### **Procédure d'Appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités**

- ✓ Responsable du déclenchement de la procédure
- ✓ Modalités de l'AO et de l'appréciation des offres
- ✓ Licences
- ✓ Procédure spécifique pour les productions à partir d'énergies renouvelables

#### **Recommandations pour la renégociation des PPA existants**

- ✓ principe : respecter équilibre contrats en cours

### ***Section 4 : SEPARATION DES FONCTIONS PRODUCTION-FOURNITURE DE LA FONCTION TRANSPORT DANS LES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES VERTICALEMENT***

Lorsqu'une fonction transport est exercée au sein d'une entreprise verticalement intégrée, les États membres vont choisir entre la dissociation des structures de propriété et la mise en place d'un gestionnaire de réseau de transport indépendant des structures de fourniture et de production

#### **Dissociation des structures de propriété des réseaux de transport**

La dissociation des structures de propriété signifie que le propriétaire du réseau devienne indépendant des structures de fourniture et de production : Le propriétaire du réseau est alors désigné comme gestionnaire de réseau de transport,

#### **Gestionnaire de réseau indépendant**

#### **Dissociation des gestionnaires de réseau de transport**

La mise en place d'un gestionnaire de réseau indépendant des structures de fourniture et de production permet à une entreprise verticalement intégrée de conserver la propriété des actifs du réseau en garantissant par ailleurs une séparation effective des intérêts, pour autant que le gestionnaire de réseau indépendant assume toutes les fonctions d'un gestionnaire de réseau et qu'il existe une réglementation précise et des mécanismes de contrôle réglementaire complets

Le gestionnaire de réseau de transport dispose de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise verticalement intégrée, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau de transport ;

Lorsqu'un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné le propriétaire de réseau de transport :

- ✓ finance les investissements décidés par le gestionnaire de réseau indépendant et approuvés par l'autorité de régulation, et/ ou fournit des garanties pour faciliter le financement de toute extension du réseau, et/ ou donne son accord à leur financement par toute partie intéressée, y compris le gestionnaire de réseau indépendant ;
- ✓ assure la couverture de la responsabilité relative aux actifs du réseau, à l'exclusion de la responsabilité liée aux tâches du gestionnaire de réseau indépendant.

De toute façon :

- ✓ la ou les mêmes personnes ne sont pas autorisées à exercer de contrôle direct ou indirect sur une entreprise assurant une des fonctions suivantes : production ou fourniture, et à exercer le contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport ;
- ✓ la ou les mêmes personnes ne sont pas autorisées à exercer un contrôle direct ou indirect sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport et à exercer un contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur une entreprise assurant une des fonctions suivantes : production ou fourniture.

### **Désignation et certification des gestionnaires de réseau de transport**

- ✓ les Etats choisissent le mode de mise en place d'un gestionnaire de réseau de transport
- ✓ le régulateur national certifie le gestionnaire
- ✓ ARREC confirme la certification et fait enregistrer le gestionnaire auprès de la Commission

## **Section 5 : EXPLOITATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT**

### **Tâches et obligations des gestionnaires de réseau de transport**

- ✓ garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité ;
- ✓ exploiter, d'entretenir et de développer, dans des conditions économiquement acceptables, des réseaux de transport sûrs, fiables et efficaces, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement ;
- ✓ assurer les moyens appropriés pour répondre aux obligations de service ;
- ✓ contribuer à la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité de transport et une fiabilité du réseau adéquates ;

- ✓ gérer les flux d'électricité sur le réseau en tenant compte des échanges avec d'autres réseaux interconnectés ;
- ✓ veiller à la disponibilité de tous les services auxiliaires nécessaires ;
- ✓ fournir au gestionnaire de tout autre réseau interconnecté avec son réseau des informations suffisantes pour assurer l'exploitation sûre et efficace, le développement coordonné et l'interopérabilité du réseau interconnecté.

### **Appel des unités de production, Equilibre et ajustement, offre- demande, pertes**

- ✓ L'appel des installations de production et l'utilisation des interconnexions sont faits sur la base de critères qui sont approuvés par les autorités de régulation nationales si elles sont compétentes en la matière, et qui doivent être objectifs, publiés et appliqués de manière non discriminatoire, afin d'assurer un bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Ces critères tiennent compte de l'ordre de préséance économique de l'électricité provenant des installations de production disponibles ou de transferts par interconnexion, ainsi que des contraintes techniques pesant sur le réseau ;
- ✓ Les mêmes règles d'économie et de transparence sont appliquées pour réaliser les conditions d'équilibre et d'ajustement de l'offre à la demande et la fourniture de l'énergie correspondant aux pertes dans le réseau.

### **Confidentialité imposée aux gestionnaires de réseau de transport et aux propriétaires de réseau de transport**

### **Indépendance du personnel et des dirigeants du gestionnaire de réseau de transport**

### **Programme d'engagements pour éviter toute mesure discriminatoire, cadre chargé du respect des engagements.**

Les États membres s'assurent que les gestionnaires de réseau de transport établissent et mettent en œuvre un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue, et que le respect de ce programme fait l'objet d'un suivi approprié. Ce programme d'engagements énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que ces objectifs soient atteints. Il est soumis à l'approbation de l'autorité de régulation. Sans préjudice des compétences du régulateur national, un cadre chargé du respect des engagements contrôle en toute indépendance le respect du programme.

### **Plan de développement du réseau**

- ✓ Chaque année, les gestionnaires de réseau de transport soumettent à l'autorité de régulation un plan décennal de développement du réseau fondé sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les prévisions en la matière, après consultation de toutes les parties intéressées. Le plan de développement du réseau contient des mesures effectives pour garantir l'adéquation du réseau et la sécurité d'approvisionnement.

- ✓ Le plan est compatible avec le plan régional de l'EEEOA.
- ✓ Ce plan est approuvé annuellement par le régulateur.
- ✓ De plus, le gestionnaire du réseau de transport est responsable pour la réalisation en temps opportun des tronçons d'ouvrage à vocation régionale à réaliser dans sa zone de franchise.
- ✓ A ces fins, il est habilité à réunir des fonds sur le marché des capitaux, en particulier par l'intermédiaire d'un emprunt et d'une augmentation de capital.

#### **Exécution du plan de développement du réseau**

- ✓ Le régulateur vérifie l'exécution conforme du plan approuvé.
- ✓ Le régulateur dispose de pouvoirs spéciaux pour imposer au gestionnaire la réalisation du plan approuvé ou pour organiser la mise en place des installations prévues et avérées nécessaires en cas de défaillance du gestionnaire de réseau.

#### **Obligation de raccorder les de nouvelles centrales électriques au réseau de transport.**

- ✓ Le gestionnaire du réseau de transport définit et publie des procédures transparentes et efficaces pour le raccordement non discriminatoire de nouvelles centrales électriques au réseau de transport. Ces procédures sont soumises à l'agrément des autorités de régulation nationales, normalement à travers le Code de Réseau.
- ✓ Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser le raccordement d'une nouvelle centrale électrique en invoquant d'éventuelles futures limitations dans les capacités disponibles du réseau, telles que des congestions sur des parties éloignées du réseau de transport.
- ✓ Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser un nouveau point de raccordement au motif que celui-ci entraînera des coûts supplémentaires résultant de l'obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone située à proximité du point de raccordement.

#### **Section 6 : SEPARATION DES FONCTIONS PRODUCTION et TRANSPORT DE LA FONCTION DISTRIBUTION- FOURNITURE DANS LES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES VERTICALEMENT**

Lorsqu'une fonction distribution- fourniture est exercée au sein d'une entreprise verticalement intégrée, les États membres vont choisir entre la dissociation des structures de propriété ou la création de conditions d'indépendance pour la gestion de la fonction distribution- fourniture.

Dans ce cas, un second choix est à faire par les Autorités :

- ✓ L'acquisition de l'électricité par le gestionnaire du réseau de distribution pour la fourniture aux clients régulés se fait via le marché de gros
- ✓ Ou cette acquisition se fait à des conditions (quantités et prix) fixées par le régulateur national

### **Dissociation des structures de propriété des réseaux de distribution transport**

La dissociation des structures de propriété signifie que le propriétaire du réseau devienne indépendant des structures de production et de transport : Le propriétaire du réseau de distribution est alors désigné comme gestionnaire de ce réseau. Il est d'office acteur du marché de gros national.

### **Dissociation de la gestion de réseau de distribution et de la fourniture associée**

Les personnes responsables de la gestion du réseau de distribution ne doivent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée d'électricité qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion des activités de production, de transport ou de fourniture d'électricité.

Le gestionnaire de réseau de distribution doit disposer de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise intégrée d'électricité, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau. Pour exécuter ces tâches, le gestionnaire de réseau de distribution dispose des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, matérielles et financières.

### **Désignation et certification des gestionnaires de réseau de distribution**

- ✓ les Etats approuvent le mode de mise en place d'un gestionnaire de réseau de distribution. Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, les États membres veillent à ce que ses activités soient surveillées par les autorités de régulation ou d'autres organes compétents afin que le gestionnaire de réseau de distribution ne puisse pas tirer profit de son intégration verticale pour fausser la concurrence.
- ✓ le régulateur national certifie le gestionnaire.

## **Section 7 : EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION**

### **Tâches des gestionnaires de réseau de distribution**

Le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution d'électricité, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de développer, dans des conditions économiques acceptables, un réseau de distribution d'électricité sûr, fiable et performant dans la zone qu'il couvre, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

En tout état de cause, le gestionnaire de réseau de distribution doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau ou des catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

Le gestionnaire de réseau de distribution fournit aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau, y compris pour l'utilisation de celui-ci.

Un État membre peut imposer au gestionnaire de réseau de distribution, lorsqu'il appelle les installations de production, directement connectées à son réseau de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets.

Lors de la planification du développement du réseau de distribution, le gestionnaire de réseau de distribution envisage des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande et/ ou de production distribuée qui peuvent avoir un impact sur le dimensionnement du réseau

### **Obligation de confidentialité des gestionnaires de réseau de distribution**

Spécialement en liaison avec les données concernant les clients éligibles alimentés via les réseaux de distribution MT

### **Section 8 : DISSOCIATION COMPTABLE ET TRANSPARENCE DE LA COMPTABILITÉ**

- ✓ Le cas échéant (sociétés verticalement intégrées en particulier), les entreprises d'électricité tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour chacune de leurs activités de production transport et de distribution, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence.
- ✓ Le cas échéant, elles tiennent des comptes consolidés pour d'autres activités en dehors du secteur de l'électricité
- ✓ Indépendamment du régime de propriété qui leur est applicable et de leur forme juridique, les entreprises d'électricité établissent, font contrôler et publient leurs comptes annuels conformément aux règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés anonymes

### **Section 9 : ORGANISATION DE L'ACCÈS AU RÉSEAU**

#### **Accès des tiers**

Les États membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau

#### **Ouverture du marché et réciprocité**

Autant que possible, les Etats Membres vont harmoniser les critères d'éligibilité progressive et synchroniser leur entrée en application

#### **Transparence du marché ; organe de contrôle du marché**

Comité de supervision avec représentants des participants au marché, du régulateur, du gestionnaire de réseau

#### **Lignes directes**

Autoriser sauf si il est prouvé qu'elles nuisent à l'intérêt public

### **Section 10 : AUTORITÉS DE REGULATION NATIONALES**

Rappeler d'abord que la Directive ne porte pas sur les attributions des régulateurs en matière d'électrification rurale et / ou décentralisées qui restent de la compétence des Etats Membres

## Désignation et indépendance des autorités de régulation

### Objectifs généraux de l'autorité de régulation

#### Missions et compétences de l'autorité de régulation

En ce qui concerne l'électricité centralisées, la Commission doit prendre une orientation de base quant à la répartition des compétences entre régulateur indépendant et Ministère de l'énergie.

Nous pensons que les Ministères devraient être compétents pour :

- ✓ La réglementation de nature technique en liaison avec l'EEEOA
- ✓ L'estimation des besoins, l'indication des bases et orientations pour le développement de la production
- ✓ L'enregistrement des candidatures pour des productions nouvelles
- ✓ L'analyse des propositions de production nouvelle et la sélection des projets
- ✓ Le lancement d'appel d'offres pour des productions nouvelles, l'analyse des offres et le choix des candidats
- ✓ L'octroi des licences de production

En conséquence, les régulateurs nationaux seront compétents pour :

- ✓ Vérifier l'existence permanente des orientations pour le développement de la production
- ✓ Approuver le plan de développement du réseau de transport et en suivre la réalisation
- ✓ Fixer les règles et modalités concernant les subsides / transferts éventuels entre électricité centralisée et décentralisée ou au profit des consommateurs vulnérables : en vérifier la bonne exécution
- ✓ Fournir les règles de calcul des tarifs ou calculer les tarifs ; en vérifier la bonne application
- ✓ Suivre les performances des opérateurs, y compris l'organe en charge de l'opération du marché : appliquer les sanctions contractuelles éventuelles
- ✓ Recevoir les plaintes et traiter les litiges

#### Régime réglementaire applicable aux questions transfrontalières.

Les autorités de régulation se consultent mutuellement et coopèrent étroitement, et s'échangent et communiquent à ARREC toute information nécessaire à l'exécution des tâches qui leur incombent en vertu de la directive.

Les autorités de régulation coopèrent au moins à l'échelon régional, pour :

- ✓ favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau, promouvoir les bourses d'échange d'électricité et l'attribution de capacités transfrontalières et pour permettre un niveau adéquat de capacités d'interconnexion, y compris par de nouvelles interconnexions, au sein de la région et entre les régions afin qu'une concurrence effective puisse s'installer et que la sécurité de l'approvisionnement puisse être renforcée, sans opérer de discrimination entre les entreprises de fourniture dans les différents États membres ;
- ✓ coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés ; et
- ✓ coordonner le développement des règles de gestion de la congestion.

Les autorités de régulation nationales ont le droit de conclure entre elles des accords de coopération, afin de favoriser la coopération en matière de régulation.

La Commission peut adopter des orientations sur l'étendue des devoirs de coopération des autorités de régulation entre elles et avec ARREC

### **Respect des orientations de la Directive.**

Toute autorité de régulation et la Commission peuvent solliciter l'avis de l'ARREC à propos de la conformité d'une décision prise par une autorité de régulation nationale avec les orientations visées dans la présente directive

### **Conservation d'informations**

## **Section 11 : DISPOSITIONS FINALES**

### **Mesures de sauvegarde**

### **Déroghations**

### **Procédure de révision**

### **Transposition de la Directive en droit national**

- ✓ Délais pour demandes d'exception éventuelles
- ✓ Délai pour transposition