



ETUDES DE REGULATION – LOT 2

ACTIVITE 3: ACCES DES TIERS AUX RESEAUX

RAPPORT 2 : INVENTAIRE DES ACTIONS A MENER POUR PREPARER L'ACCES AU RESEAU

AVRIL 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



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

Contenu

1 - INTRODUCTION	5
2 - CONDITIONS A L'ACCES DES TIERS A UN RESEAU NATIONAL	7
2.1 - PREALABLES POUR PERMETTRE L'ACCES DES TIERS.....	7
2.2 - RECOMMANDATIONS POUR LA MISE EN ŒUVRE DE NOUVEAUX PROJETS.....	7
3 - IDENTIFICATION DES PAYS QUI VONT PRESENTER LES CONDITIONS DE BASE POUR UN ACCES AU RESEAU	9
3.1 - LES CENTRALES A VOCATION REGIONALE	9
3.2 - LES NOUVELLES LIGNES INTERNATIONALES PATRONEES PAR L'EEEOA	9
3.3 - IDENTIFICATION DES PAYS QUI VONT REMPLIR LA CONDITION INDISPENSABLE D'EQUILIBRE OFFRE – DEMANDE.....	10
3.4 - LE CAS PARTICULIER DE LA GAMBIE.....	10
3.5 - POURQUOI LES AUTRES PAYS DE LA CEDEAO NE REMPLISSENT-ILS PAS ACTUELLEMENT LES CONDITIONS MINIMALES POUR OUVRIR L'ACCES AU RESEAU ?.....	11
3.6 - CONDITION COMPLEMENTAIRE ESSENTIELLE POUR DONNER ACCES AU RESEAU : L'INDEPENDANCE DU GESTIONNAIRE DES RESEAUX	11
3.7 - LEÇONS A TIRER DES EXEMPLES DU GHANA ET DU NIGERIA.....	12
4 - RECOMMANDATIONS POUR LA CREATION DE SYSTEMES NATIONAUX PERMETTANT A UN MARCHÉ LIBRE LIMITE DE COEXISTER AVEC UN MARCHÉ RÉGLEMENTÉ	14
4.1 - ORGANISATION D'UN MARCHÉ LIBRE LIMITE COEXISTANT AVEC UN MARCHÉ RÉGLEMENTÉ... 14	
4.1.1 - PREMIÈRE ÉTAPE D'OUVERTURE ET REORGANISATION DE LA SOCIÉTÉ NATIONALE EN PLACE.....	14
4.1.2 - LES ACTEURS DU MARCHÉ	15
4.2 - ÉVOLUTION ENVISAGEABLE	17
4.2.1 - PREMIÈRE ÉTAPE	17
4.2.2 - DEUXIÈME ÉTAPE	19
4.2.3 - ÉTAPE SUIVANTE.....	19
4.2.4 - ÉVOLUTION ULTÉRIEURE.....	21
5 - INVENTAIRE DES ASPECTS DU SECTEUR A REVISITER EN VUE DE L'OUVERTURE LIMITÉE DU MARCHÉ	22
5.1 - EN CE QUI CONCERNE L'ORGANISATION GÉNÉRALE DU SECTEUR.....	22

5.2 - EN CE QUI CONCERNE LA PRODUCTION	23
5.3 - EN CE QUI CONCERNE LE TRANSPORT	23
5.4 - EN CE QUI CONCERNE LA DISTRIBUTION	24
5.5 - EN CE QUI CONCERNE LE MARCHÉ	25
6 - COMMENTAIRES CONCERNANT CERTAINES ACTIONS DE L'INVENTAIRE.....	26
6.1 - SUR LES PLANS LEGAL ET CONTRACTUEL	26
6.2 - SUR LE PLAN INSTITUTIONNEL	26
6.3 - SUR LE PLAN ORGANISATIONNEL	27
6.4 - SUR LE PLAN TARIFAIRE	27
7 - ANALYSE D' ACTIONS PARTICULIERES DANS LES PAYS QUI PRESENTENT LES CONDITIONS DE BASE POUR UN ACCES AU RESEAU	29
7.1 - TOGO ET BENIN	29
7.2 - COTE D'IVOIRE	29
7.3 - SENEGAL	29
7.4 - MALI	29
7.5 - BURKINA FASO.....	30
7.6 - GHANA.....	30

LISTE DES ABREVIATIONS ET DEFINITIONS

ACSP	Agent commercial du Service public
ARREC	Autorité de Régulation Régionale de l'Électricité de la CEDEAO
CEDEAO	Communauté Économique des États d'Afrique de l'Ouest
CIC	Centre d'Information et de Coordination du West African Power Pool (WAPP) - Echanges d'Énergie Electrique Ouest Africain (EEEOA), organe chargé de l'échange quotidien d'information entre les centres de conduites
EEEOA /WAPP	Echanges d'Énergie Electrique Ouest Africain/ West African Power Pool
GRPT	Gestionnaire du Réseau Public de Transport
IPP	Independant Power Producer/ Producteur d'énergie Indépendant
OM	Organisateur du marché libre
OMVG	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie
OMVS	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Senegal
OS	Opérateur du système
PPA	Power Purchase Agreement/ Contrat de fourniture d'énergie
RPT	Réseau Public de Transport
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEL	Service libre limité
SEP	Service public
Services système	Les services systèmes comprennent généralement le réglage fréquence-puissance y compris la tenue à disposition des réserves, le réglage tension, le redémarrage sur réseau mort (black starting) et la compensation des écarts

1 - INTRODUCTION

Le présent rapport est le second de l'Activité 3 relative à l'Accès des tiers au Réseau.

Les Termes de Référence demandent que ce rapport présente « l'inventaire des actions à mener pour préparer le libre accès des clients éligibles au réseau interconnecté régional, le Consultant devant s'intéresser notamment :

- ✓ au cadre légal et réglementaire ;
- ✓ aux politiques du secteur de l'électricité ;
- ✓ aux acteurs clés ;
- ✓ aux activités notamment, l'évaluation de l'état d'avancement des séparations comptables ;
- ✓ à l'impact sur la conduite des systèmes du choix des fournisseurs par les clients éligibles ;
- ✓ aux règles d'accès et d'utilisation des réseaux de transport ;
- ✓ aux prix de l'électricité et méthodologie tarifaire à appliquer;
- ✓ aux problèmes de comptages ; etc. »

L'objectif du rapport est évidemment de répondre aux Termes de Référence en prenant en compte la situation actuelle en matière de libéralisation du secteur de l'électricité dans la zone CEDEAO, l'accès au réseau étant sans doute la composante la plus visible et la plus mesurable d'une telle libéralisation.

Le rapport préparé dans le cadre de l'activité 5 relative aux meilleures pratiques contractuelle établit un état des lieux des cadres légaux et réglementaires des pays de la zone dans la perspective de leur organisation institutionnelle.

Le premier rapport de l'activité 3 présentant la note de stratégie pour l'accès des tiers au réseau a montré que, à la seule exception du Ghana, tous les pays de la zone CEDEAO sont très loin d'une situation où un consommateur d'énergie électrique est libre de négocier avec un producteur de son choix (national ou situé dans un pays voisin) les conditions pour la fourniture d'électricité, sachant que son enregistrement auprès du gestionnaire du réseau lui garantit que la transaction qu'il a conclue avec le producteur choisi sera acheminée via le (les) réseau(x) de transport et, le cas échéant, de distribution.

La recommandation du premier rapport était d'ailleurs d'émettre une Directive de la Commission de la CEDEAO en vue de forcer les Etats à faire évoluer les lois et règlements nationaux en matière d'électricité, premier pas pour une évolution des structures des secteurs nationaux permettant une libéralisation effective des transactions.

Face à cette situation, ce rapport cherche avant tout à établir un certain nombre de recommandations pratiques, afin de permettre aux pays de la région, en fonction de l'état de leur marché national et de leur organisation sectorielle, d'aller vers une ouverture de leur marché et la mise en place d'un accès au réseau même limité.

Pour cette raison, ce rapport est construit selon le plan suivant :

1. Conditions indispensables pour l'accès des tiers au réseau,

2. Identification des pays qui vont présenter les conditions de base pour un accès au réseau
3. Recommandations pour la création de systèmes nationaux où un marché libre limité coexiste avec un marché réglementé,
4. Inventaire des aspects du secteur électrique à revisiter en vue de l'ouverture pour la mise en place d'un accès limité au réseau,
5. Considérations relatives à certaines des actions en vue de l'ouverture limitée de l'accès au réseau,
6. Caractéristiques particulières dans les pays qui présentent les conditions de base pour un accès au réseau.

2 - CONDITIONS A L'ACCES DES TIERS A UN RESEAU NATIONAL

2.1 - Préalables pour permettre l'accès des tiers

Afin de permettre l'accès des tiers au réseau, un certain nombre de conditions sont des préalables indispensables, notamment :

- ✓ L'équilibre entre la demande et l'offre, prenant en compte, du côté de l'offre, les possibilités d'exportation « structurelles » ;
- ✓ La possibilité de mise en concurrence du côté de l'offre, c'est à dire au minimum l'existence d'un nombre suffisant de producteurs, indépendants les uns des autres, pour garantir (au moins en principe) des conditions de concurrence réelle.

La conjonction de ces deux conditions fait qu'il existe, en principe, à tout moment, plusieurs producteurs qui disposent d'une capacité de production non contractée (une offre d'énergie disponible) qu'ils cherchent à attribuer à travers de nouveaux contrats.

L'équilibre global entre l'offre et la demande permettra de faire, dans la section 3 ci-après, une sélection des pays de la région qui remplissent ces conditions de base pour l'ouverture de l'accès au réseau.

Toutefois, nous pouvons souligner dès à présent que, d'après les informations reçues et nos analyses, la condition de concurrence entre producteurs n'est rencontrée qu'au Ghana, et encore, avec des difficultés d'arbitrage pour la répartition entre les acheteurs de la production hydroélectrique « historique » (Akosombo, Kpong), beaucoup moins chère que toutes les autres formes de production.

En effet, il ressort que dans la région quasi tous les producteurs indépendants sont liés par des contrats exclusifs à long terme (dont la durée est sensiblement égale à la durée de vie de leur centrale), pour l'entièreté de leur capacité et de leur productible, auprès de l'Acheteur Unique, opérateur verticalement intégré du pays siège de leur centrale. Ces contrats empêchent donc de fait la vente de tout productible à d'autres acheteurs potentiels.

De plus, dans la plupart des cas, il apparaît que les producteurs indépendants ne prennent pas de risque sur le prix d'achat du carburant : par contrat, celui-ci est mis à leur disposition par l'Acheteur Unique ou par l'Etat.

La révision des PPA existants (accès au réseau des producteurs) en vue de libérer une capacité de production destinée à alimenter des clients éligibles (accès au réseau des clients) constituera donc une étape aussi cruciale qu'indispensable à réaliser avant le démarrage effectif d'un marché libre même limité.

2.2 - Recommandations pour la mise en œuvre de nouveaux projets

Comme nous venons de le voir, certains obligations des contrats de fourniture d'électricité rendent difficile l'accès au réseau dans la région. Ainsi, dans le cadre de la mise en œuvre de nouveaux projets, qu'ils soient nationaux ou régionaux, certaines précautions devraient permettre de délier ces obligations, en particulier :

- ✓ Pour les nouveaux Producteurs Indépendants, il faudra éviter les PPA exclusifs à long terme pour l'entièreté de la capacité et du productible ;

- ✓ Pour les lignes de transport qui ne sont ou ne seront pas propriété des sociétés nationales de transport, il faudra confier l'accès à ces lignes sur chaque territoire national à la société déjà en charge du réseau de transport national.

3 - IDENTIFICATION DES PAYS QUI VONT PRESENTER LES CONDITIONS DE BASE POUR UN ACCES AU RESEAU

Pour identifier les pays qui présenteront dans un proche avenir les conditions de base pour permettre la mise en œuvre d'un accès des tiers au réseau, il est nécessaire de prendre en compte également l'impact sur l'équilibre entre l'offre et la demande des nouveaux projets de production et de transport à vocation régionale, prévu dans le cadre des projets promus par l'EEEOA.

3.1 - Les centrales à vocation régionale

Dans le cadre des projets promus par l'EEEOA, il y a plusieurs projets de renforcement des capacités de production à vocation régionale. A court-moyen terme (2015-2016), les principaux projets permettront d'augmenter la puissance installée de :

- 450MW au Ghana
- 450 MW au Bénin (projet Maria Gleta)
- 150 MW sur le territoire de l'OMVS.

Ces nouvelles centrales auront un statut particulier. Elles seront :

- Internationales,
- placées dans des zones franches, sur des terrains mis à la disposition de l'EEEOA par les Etats qui les abritent,
- gérées par des opérateurs privés.

L'accès à la production de ces centrales sera de type contractuel. Il s'agira de contrats de type bilatéral avec les sociétés nationales ou avec les représentants désignés des Etat à cet effet. Une partie du productible sera vendu sous la forme de « take or pay » pour permettre le recouvrement de l'investissement.

3.2 - Les nouvelles lignes internationales patronnées par l'EEEOA

Dans le cadre de son schéma directeur, l'EEEOA souhaite promouvoir la construction de plusieurs lignes régionales pour lesquelles il est prévu un accès au réseau pour tous les producteurs. Prenant comme exemple la ligne CLSG (Côte d'Ivoire – Liberia -Sierra Leone – Guinée), l'EEEOA indique que les conditions d'accès seront les suivantes :

« Les sociétés nationales des quatre pays doivent signer des contrats de transport d'énergie avec la société qui exploite la ligne. Il en est de même pour les producteurs qui vendront de l'énergie en utilisant la ligne.

L'acheteur et le vendeur seront solidaires pour le paiement des frais de transport de manière à garantir le recouvrement des coûts de l'exploitant de la ligne. »

3.3 - Identification des pays qui vont remplir la condition indispensable d'équilibre offre – demande

Le premier rapport (note de stratégie) montrait qu'au moins jusque 2020 seuls la **Côte d'Ivoire** et le **Ghana** vont rester dans une position où l'offre nationale d'électricité devrait rester de façon permanente (structurelle) suffisamment supérieure à la demande nationale, y compris avec une capacité de réserve « normale », leur permettant de dégager un productible à revendre à des tiers au niveau national ou régional. Ces deux pays resteront donc dans leur position actuelle d'exportateurs nets.

Le **Sénégal** devrait pouvoir devenir exportateur net, à condition de concrétiser son programme de construction de centrales à partir de charbon. Toutefois, compte tenu des déficits connus, il semble que, dans la meilleure des hypothèses, l'équilibre ne sera pas atteint longtemps avant la dernière date officiellement prévue pour l'accès au réseau (selon nos informations, cette échéance est maintenant prévue pour 2019).

Le **Burkina Faso** pourra être en position d'équilibre durable s'il réussit à compléter son réseau interconnecté afin de sécuriser ses importations (ligne vers Bolgatanga au Ghana), et à diversifier ses sources d'approvisionnement à travers des contrats d'importation à moyen - long terme : en plus de la Côte d'Ivoire, des contrats devraient pouvoir être mis en place avec le Ghana, le Togo et/ ou le Benin.

La situation est à peu près la même pour le **Mali**, qui devrait pouvoir mettre en concurrence, à travers le réseau interconnecté, des producteurs des pays de la côte sud ci-dessus avec les producteurs des pays de la côte ouest tels que le Sénégal (à partir du moment où les centrales au charbon seront mises en exploitation) ou la Mauritanie (à partir de la mise en exploitation de ses ressources en gaz naturel), en utilisant l'infrastructure de transport de l'OMVS.

Enfin, le **Togo** et le **Benin** devraient pouvoir atteindre l'équilibre entre offre et demande grâce au projet de cycle combiné Maria Gleta (450 MW).

3.4 - Le cas particulier de la Gambie

La **Gambie** a inscrit dans sa loi de l'électricité sa volonté politique de privatiser séparément les trois segments du secteur de l'électricité : production, transport et distribution.

Selon la loi, chacun de ces segments dispose d'une délégation de gestion adaptée. Un régulateur indépendant (multisectoriel) doit superviser activement le fonctionnement du secteur et la gestion des tarifs.

Cependant :

- ✓ Actuellement, la NAWEC est encore une société verticalement intégrée qui est l'acheteur unique de la production de trois IPP (dont un seul a une taille significative),
- ✓ Il n'y a pas encore de réseau de transport national,
- ✓ La faible taille actuelle du secteur signifie une concurrence forcément limitée au niveau de la production et un nombre (très) limité de clients éligibles. Les coûts de mise en place et de fonctionnement d'un marché partiellement libéralisé à côté d'un marché régulé nous amènent à **recommander de postposer l'accès des tiers au réseau pour la seule Gambie.**

3.5 - Pourquoi les autres pays de la CEDEAO ne remplissent-ils pas actuellement les conditions minimales pour ouvrir l'accès au réseau ?

Au **Nigeria**, la libéralisation progressive programmée depuis le début des années 2000 est entièrement inscrite dans les textes. On peut souligner que l'ensemble des textes relatifs à la régulation du secteur qui ont été mis en place, et régulièrement adaptés/ mis à jour par le Régulateur ou à l'initiative de celui-ci, constitue une référence riche, tant par sa structure que par son contenu. La libéralisation est largement effective au niveau des opérateurs. En effet, l'opérateur historique a été dé-intégré verticalement puis horizontalement en ce qui concerne la production et la distribution. L'accès des IPP au réseau est prévu dans les textes et progresse. Toutefois, l'accès de consommateurs finaux (clients éligibles) au réseau, pourtant bien prévu au niveau des textes, ne pourra devenir effectif que lorsque l'équilibre offre-demande sera réalisé. Nous avons déjà indiqué dans notre premier rapport (note de stratégie), que vu l'importante taille de son marché national, le Nigeria doit pouvoir réaliser cet équilibre sans intervention des pays limitrophes qui ont des marchés beaucoup plus réduits.

Le **Niger**, sans véritable réseau national mais avec une interconnexion lui permettant d'importer de l'énergie à partir du Nigéria est, à notre avis, à considérer pour une période longue (10 ou 15 ans) comme une extension du réseau du Nigeria. En d'autres termes, il pourra ouvrir son marché et l'accès à son (ses) réseau(x) en même temps que le Nigéria, la concurrence étant alors assurée par les (futurs) fournisseurs du Nigeria... qui sont également les fournisseurs de Nigelec.

Pour leur part, la **Guinée, le Sierra Leone et le Libéria** sont bien trop loin des conditions minimales pour libéraliser les secteurs de l'électricité :

- ✓ les textes institutionnels sont encore très éloignés de l'idée même de concurrence, encore moins d'un marché ouvert,
- ✓ les systèmes électriques existants sont encore embryonnaires par rapport à l'étendue des pays,
- ✓ il n'y a actuellement aucun IPP.

Prenant en compte le projet de ligne CLSG de 225 KV patronnée par EEEOA, la décision importante et actuelle pour ces pays est d'ouvrir (ou non) l'accès à cette ligne à des entreprises (mines probablement) présentant un intérêt stratégique au niveau national, en même temps, bien entendu, qu'aux sociétés nationales en place.

Nous restons persuadés que pour ces pays (voir notre premier rapport présentant la note de stratégie), la voie du développement de centrales nationales passe par une participation de l'industrie minière dans la prise en concession de sites de production hydroélectriques.

Enfin, il est impossible actuellement de faire quelque prévision que ce soit concernant la **Guinée Bissau**. On peut dire toutefois que vu l'état d'extrême sous-développement de son système de service public de l'électricité, le pays est bien loin de pouvoir remplir les conditions minimales pour une libéralisation significative de son secteur.

3.6 - Condition complémentaire essentielle pour donner accès au réseau : l'indépendance du gestionnaire des réseaux

Il est admis que l'accès au réseau ou la possibilité pour les (des) consommateurs de s'approvisionner en électricité auprès d'un producteur de leur choix implique que les réseaux de transport et de distribution, monopoles naturels, soient des chemins ouverts et neutres pour la

circulation de l'énergie. Les quantités d'énergie circulant sur ces réseaux résultent de contrats d'échanges d'énergie conclus librement entre producteurs et consommateurs.

Le gestionnaire des réseaux doit donc être complètement indépendant des producteurs et des consommateurs pour pouvoir exploiter, sans discrimination, l'outil monopolistique que constituent les réseaux pour le plus grand bénéfice de tous les utilisateurs.

Il est indispensable de disposer d'un code de réseaux précisant les droits et devoirs du gestionnaire de réseaux et des utilisateurs, qu'ils soient producteurs ou consommateurs.

Pour le moment, seuls le Ghana et le Nigéria ont effectué la dé-intégration complète de leur secteur de l'électricité. Le secteur de la production est également dé-intégré horizontalement et présente donc plusieurs acteurs juridiquement indépendants l'un de l'autre. Chacun des pays a sa propre GRIDCO, société d'Etat propriétaire et gestionnaire du réseau de transport national, assis sur un code de réseau national. Chacune des sociétés de distribution, juridiquement indépendante, dispose d'une zone de franchise pour l'alimentation des consommateurs. De plus, le Ghana a autorisé l'accès au réseau pour les consommateurs éligibles (dont la puissance souscrite atteint ou dépasse 3 MVA ou dont la consommation annuelle dépasse 6 GWH).

Tous les autres pays de la CEDEAO ont des sociétés nationales d'électricité verticalement intégrées : de plus, elles sont les acheteurs uniques de la production des centrales de tiers qui approvisionnent le service public de l'électricité national. Enfin, à l'exception du Burkina Faso, aucune des sociétés d'électricité verticalement intégrée n'a encore implanté une comptabilité analytique, premier pas indispensable vers une dé-intégration verticale.

3.7 - Leçons à tirer des exemples du Ghana et du Nigeria

Le Ghana et le Nigeria sont donc les deux pays les plus avancés de la région à partir desquels des leçons peuvent (doivent) être tirées. La première leçon à tirer est que le processus de libéralisation dans le secteur de l'électricité exige beaucoup de temps.

Les exemples du Nigeria et du Ghana en la matière sont révélateurs.

Partant d'une situation très dégradée de sa société nationale d'électricité (situation qui est encore loin d'être résorbée), le Nigeria a décidé d'aller vers une libéralisation du secteur dès 1998. La dé-intégration fonctionnelle, verticale et horizontale, est entrée en vigueur fin 2005. La privatisation des « successor companies » est toujours en cours. L'évolution vers un marché libre pour tous les consommateurs est prévue en 4 phases, les consommateurs éligibles n'apparaissant qu'au début de la 3^{ème} phase : en 2013, le Nigéria en est seulement à la transition entre la 1^{ère} et la 2^{ème} phase.

Le Ghana a été plus rapide. La décision politique a été prise dès 1995 et la loi de base a été adoptée en 1997. La dé-intégration verticale est devenue une réalité en 2007 et un marché libre limité accessible à des clients éligibles et des contrats bilatéraux à moyen terme a démarré en 2008. Le marché est actuellement en cours d'élargissement et de diversification des produits.

On constate donc, et comme on pouvait logiquement s'y attendre, que dans les deux pays la partie du processus relative à la dé-intégration de l'opérateur historique, verticalement intégré, est longue à réaliser.

Notre premier rapport sur l'accès au réseau a recommandé l'émission par la Commission de la CEDEAO d'une Directive fixant les orientations et organisations à implanter dans les secteurs nationaux de l'électricité pour atteindre les objectifs de libre circulation et de libre échange indiqués dans le Protocole de l'Energie. Nous pensons que cette Directive est indispensable pour :

- ✓ Forcer les pays « réfractaires » à s'impliquer dans le respect du Protocole ;
- ✓ Créer un cadre de référence qui forcera une harmonisation des textes et réglementations nationales, jusque finalement les règles de participation et de fonctionnement des marchés nationaux à l'intérieur d'un marché régional.

Cependant, si on ajoute aux durées observées pour le Ghana et le Nigeria les délais de promulgation d'une Directive, d'adaptation des législations nationales à cette Directive puis d'implémentation de la Directive dans la structure des secteurs nationaux, il faut reconnaître que l'on dresse des plans à bien long terme...

Or, les besoins sont urgents et pressants. En particulier, il est nécessaire de créer un cadre plus incitatif pour attirer de nouvelles capacités de production privées, ce qui indirectement facilite l'accès aux ressources financières pour l'amélioration et l'extension des réseaux, monopoles naturels qui ont davantage vocation à rester des sociétés à participation publique.

L'ouverture des réseaux à des clients éligibles présente l'avantage pour les producteurs-fournisseurs d'avoir un accès direct pour leur production à d'autres clients que les sociétés nationales publiques, Acheteur Unique en place, et présentant souvent des situations financières peu favorables conduisant à des risques parfois élevés de recouvrement. A ce titre, il est révélateur de noter que plusieurs PPA ont été garantis par le paiement, via un compte séquestre, des factures à de gros clients, émises par les sociétés Acheteur Unique.

Compte tenu des besoins, nous proposons donc ci-après les grandes lignes d'une organisation sectorielle nationale transitoire inspirée d'une organisation qui a été mise en place pendant quelques années dans plusieurs pays d'Europe au cours de la phase de libéralisation/ dé-intégration progressive des sociétés et du démarrage des marchés libres limités.

4 - RECOMMANDATIONS POUR LA CREATION DE SYSTEMES NATIONAUX PERMETTANT A UN MARCHÉ LIBRE LIMITE DE COEXISTER AVEC UN MARCHÉ RÉGLEMENTÉ

Afin de permettre une ouverture plus rapide des marchés, nous pensons qu'il est important de commencer par une libéralisation au moins partielle du secteur, avec un accès aux réseaux qui reste toutefois limité.

Cette réorganisation du marché vise en priorité à :

- ✓ créer au niveau national deux marchés en parallèle,
- ✓ dé-intégrer les sociétés d'électricité en place sur le plan comptable, fonctionnel et si possible juridique, par exemple par voie de filialisation à l'intérieur d'une holding. Une telle organisation est plus facile à faire admettre au niveau politique et ne préjuge pas des modèles qui seront adoptés à plus long terme pour chacun des grands segments d'activité : production, transport et distribution.

4.1 - Organisation d'un marché libre limité coexistant avec un marché réglementé

4.1.1 - Première étape d'ouverture et réorganisation de la société nationale en place

La cohabitation d'un marché libre, limité à des clients éligibles, avec un marché réglementé est une première étape de transition, pratiquement indispensable, dans un processus d'ouverture progressive du marché de l'électricité, où le marché réglementé va s'amenuiser progressivement.

Cette ouverture du marché nécessite une nouvelle organisation des acteurs du secteur, y compris en ce qui concerne les modalités de la facturation aux clients non éligibles. Elle impose la création de nouvelles fonctions, localisées chez le gestionnaire du réseau public de transport.

L'organisation du marché comprendra :

- ✓ un acheteur central pour l'ensemble du marché régulé (Agent Commercial du Service Public - ACSP)
- ✓ à côté d'un organisateur du marché libre (OM)

Ces deux organes doivent se coordonner de façon à maintenir l'optimisation de l'exploitation de l'ensemble du système production - transport.

Cette organisation implique que l'opérateur chargé du transport se sépare entièrement de ses activités de production et de distribution. La séparation doit être au minimum comptable et fonctionnelle, mais de préférence juridique à travers par exemple la filialisation de l'activité.

Cette séparation se justifie par le fait que c'est le seul moyen de permettre que :

- l'activité de production de l'opérateur se trouve sur un pied d'égalité avec celle de la production indépendante : les conditions d'utilisation du réseau de transport doivent être identiques pour tous les producteurs du marché (principe d'égalité de traitement et de non-discrimination) ;

- l'activité de distribution se trouve également sur un même pied d'égalité avec celle d'autres opérateurs de distribution, dans la mesure où les sociétés de distribution seront invitées à évoluer vers une position d'acheteur en croissance sur le marché libre.

Notons toutefois qu'au niveau de la distribution, la séparation juridique des fonctions exploitation des réseaux par rapport à celles de fourniture d'énergie aux clients régulés n'est pas indispensable au début du processus d'accès, alors que les clients éligibles ne constituent encore qu'une petite minorité.

La protection directe des consommateurs régulés reste assurée par le Régulateur qui contrôle les deux volets de l'activité de distribution : via le ACSP, il contrôle le prix d'achat en gros du distributeur et il approuve aussi bien les tarifs de vente aux consommateurs régulés que les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution (tarifs communs aux consommateurs régulés et aux consommateurs éligibles)

Cette étape de la séparation des activités ne devient véritablement nécessaire que lorsque le libre choix du fournisseur est programmé pour tous les clients. On va alors se trouver en présence de plusieurs professionnels actifs dans l'achat en gros pour la revente au détail. Un processus complexe de profilage généralisé de tous les consommateurs pour la répartition des ventes (et des pertes) entre les différents fournisseurs indépendants de l'opérateur des réseaux doit alors être mis en place.

Comme on le voit, puisque une séparation comptable rigoureuse est indispensable pour atteindre la clarté et la transparence des prix pour l'usage des réseaux de transport d'une part, l'usage des réseaux de distribution MT et BT d'autre part et les coûts de fourniture de la seule production enfin, la première étape qui doit être mise en œuvre de façon relativement urgente est la généralisation de l'implantation d'une comptabilité analytique dans les sociétés intégrées en place.

Dans le cas particulier du Sénégal et du Mali, il est important de souligner que la réorganisation des fonctions dont on parle ici s'étend également à l'opérateur multinational transfrontalier OMVS-SOGEM (Sénégal, Mali, Mauritanie), qui intègre des activités de production et de transport.

4.1.2 - Les acteurs du marché

Les acteurs de marché peuvent être classés selon les catégories indiquées dans le tableau ci – après :

- ✓ Les acteurs mentionnés dans la première colonne concernent le Service d'Electricité Public (SEP).
- ✓ Les IPP, qui ont des contrats exclusifs à long terme (PPA) avec l'entité responsable du service public, sont considérés comme appartenant au Service Public.
- ✓ Les autres acteurs, mentionnés dans la deuxième colonne, constituent le Service Libre (SEL).

Catégories d'opérateurs du marché	Types de marché : Réglementé	Types de marché : Libre limité
Transport et organisation des échanges		
a) le gestionnaire du réseau de transport national, qui regroupe plusieurs fonctions : l'agent commercial du service public, l'opérateur de marché, l'opérateur système, l'administration et l'exploitation du réseau de transport	X	X
Production		
b) les producteurs ayant conclu un contrat avec une clause d'obligation d'achat (PPA) au moins partiel avec le GRPT NB : le producteur historique rentre dans cette catégorie	X	
c) les producteurs indépendants (IPP) raccordés au réseau de transport national		X
d) les opérateurs extérieurs, qui via les interconnexions internationales, désirent acheter ou vendre de l'électricité dans le pays		X
Distribution		
e) les gestionnaires de réseaux publics de distribution	X	
f) les autres distributeurs indépendants d'électricité enregistrés		X
Utilisateurs		
g) les clients éligibles		X
h) les clients du service public	X	

Ainsi :

- ✓ Le marché libre limité est ouvert aux clients éligibles et aux producteurs indépendants, alors que le marché réglementé est accessible exclusivement aux clients non éligibles et aux clients éligibles qui souhaitent conserver un service réglementé.
- ✓ Les opérateurs indépendants de production combinée de chaleur et d'électricité ou à partir d'énergie renouvelable, qui bénéficient de conditions spéciales ou de subventions pour leur production sont considérés des acteurs du marché réglementé.
- ✓ Les auto-producteurs ne sont concernés que s'ils ont accès au réseau de transport ou de distribution public avec vocation d'acheter ou de vendre de l'énergie. Dans ce cas et selon leur choix, ils sont rattachés au Service Public ou au Service Libre
- ✓ Les gestionnaires de réseau public de distribution deviennent acteurs du marché libre, lorsqu'une partie de leurs besoins est achetée sur le marché libre, par exemple via des enchères obligatoires contrôlées par le Régulateur national.

L'augmentation de la présence des gestionnaires de réseau de distribution et l'évolution des critères d'éligibilité vont normalement conduire à une augmentation du volume des transactions sur le marché libre. Ces évolutions doivent rencontrer leur contrepartie du côté de l'offre sur le marché libre à travers de nouveaux producteurs indépendants et/ ou la révision des contrats PPA existants.

4.2 - Evolution envisageable

Au moment du démarrage du processus d'ouverture, la majorité des pays de la région présenteront une situation relativement similaire en termes d'organisation du marché. Cette situation est caractérisée notamment par :

- ✓ Le nombre réduit de clients éligibles et des contrats entre IPP et client éligibles directs. Il n'y a donc pas besoin d'intermédiaires (« traders ») ;
- ✓ Le poids prédominant du producteur historique, augmenté de celui des IPP qui exigent le maintien au moins partiel des PPA en place ;
- ✓ Le producteur historique reste le propriétaire et l'exploitant des centrales hydroélectriques, c'est à dire des centrales qui offrent les caractéristiques les plus favorables pour la fourniture des services au système, notamment en ce qui concerne la réserve secondaire et tertiaire ;
- ✓ Des risques de difficultés pour garantir une continuité de service élevée à un coût abordable pour les IPP sans contrats à long terme, surtout si leur puissance de production n'est pas fractionnable (comme elle l'est naturellement dans les centrales diesel par exemple) alors qu'il n'y a pas de marché de puissance de réserve.

Dans une situation de départ répondant à ces conditions, on peut envisager que l'accès au réseau et l'élargissement du marché, en terme de nombre de clients éligibles, suivra les étapes suivantes.

4.2.1 - Première étape

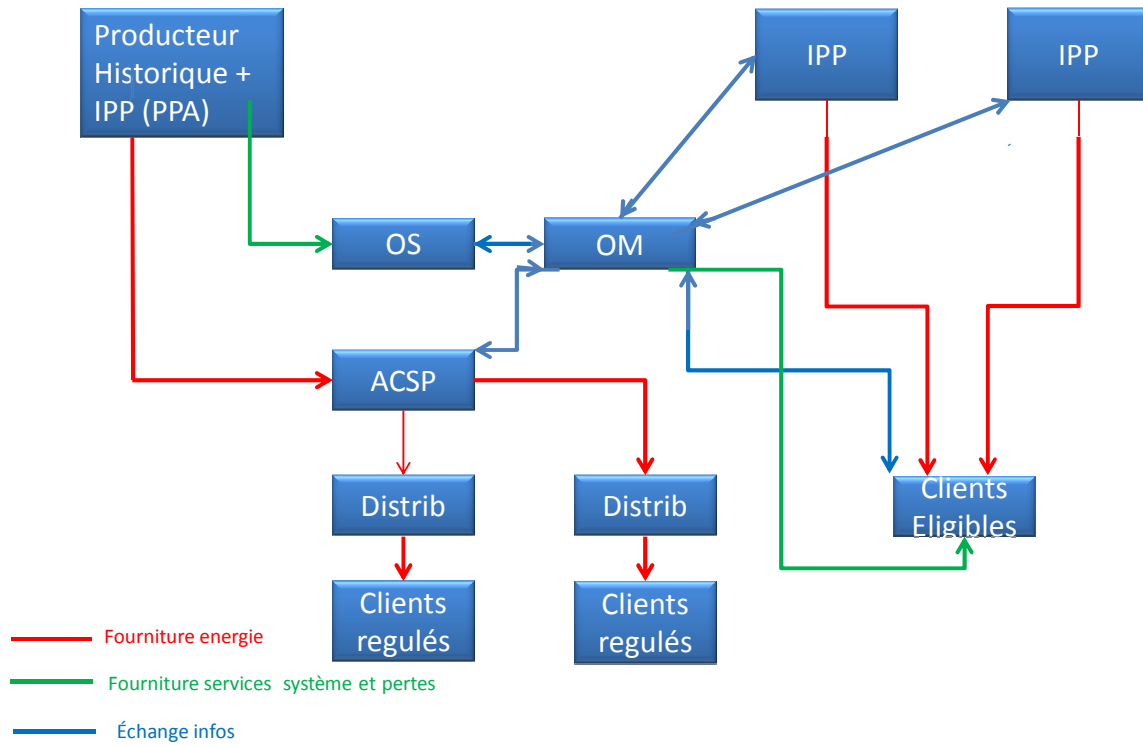
Au cours de la **première étape**, le bloc de production du secteur réglementé (dominant) assure la totalité de la production d'énergie à destination des clients régulés et fournit (contre rémunération) la totalité des services système à l'OS (opérateur système). Les clients éligibles (qui détiennent souvent des capacités propres de production de secours) peuvent exercer (ou non) une option de souscription pour la fourniture en secours, en cas de défaillance imprévue du producteur choisi. L'OS optimise (foisonne) les achats d'énergie correspondants chez le fournisseur dominant dans le cadre de ses achats de services auxiliaires.

L'Agent Commercial du Service Public (ACSP) tarifie et facture l'utilisation de la puissance de secours aux clients éligibles utilisateurs.

Un contrat bilatéral complémentaire entre l'ACSP et un (ou plusieurs) IPP peut être nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande dans chacun des marchés.

Le schéma suivant présente les transactions au cours de cette première étape du marché partiellement libre.

1^{ère} étape

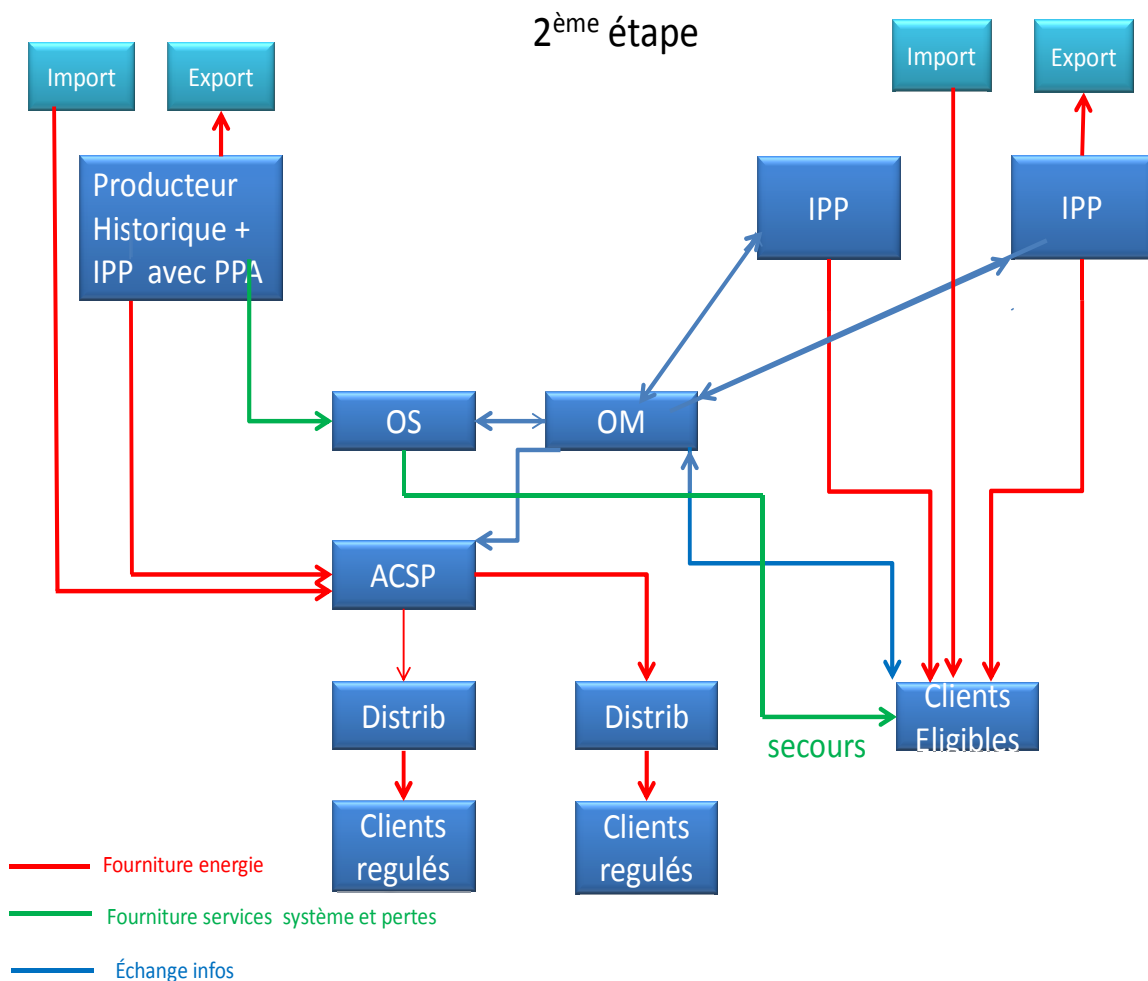


4.2.2 - Deuxième étape

Dans chacun des marchés, les opérateurs autorisés peuvent conclure des contrats bilatéraux d'importations ou d'exportations.

Bien entendu, cette étape suppose que les pays voisins qui autorisent ces types d'échanges ont déjà démarré le processus d'accès, même limité, à leurs réseaux respectifs.

Le schéma suivant présente les transactions au cours de cette seconde étape du marché partiellement libre.

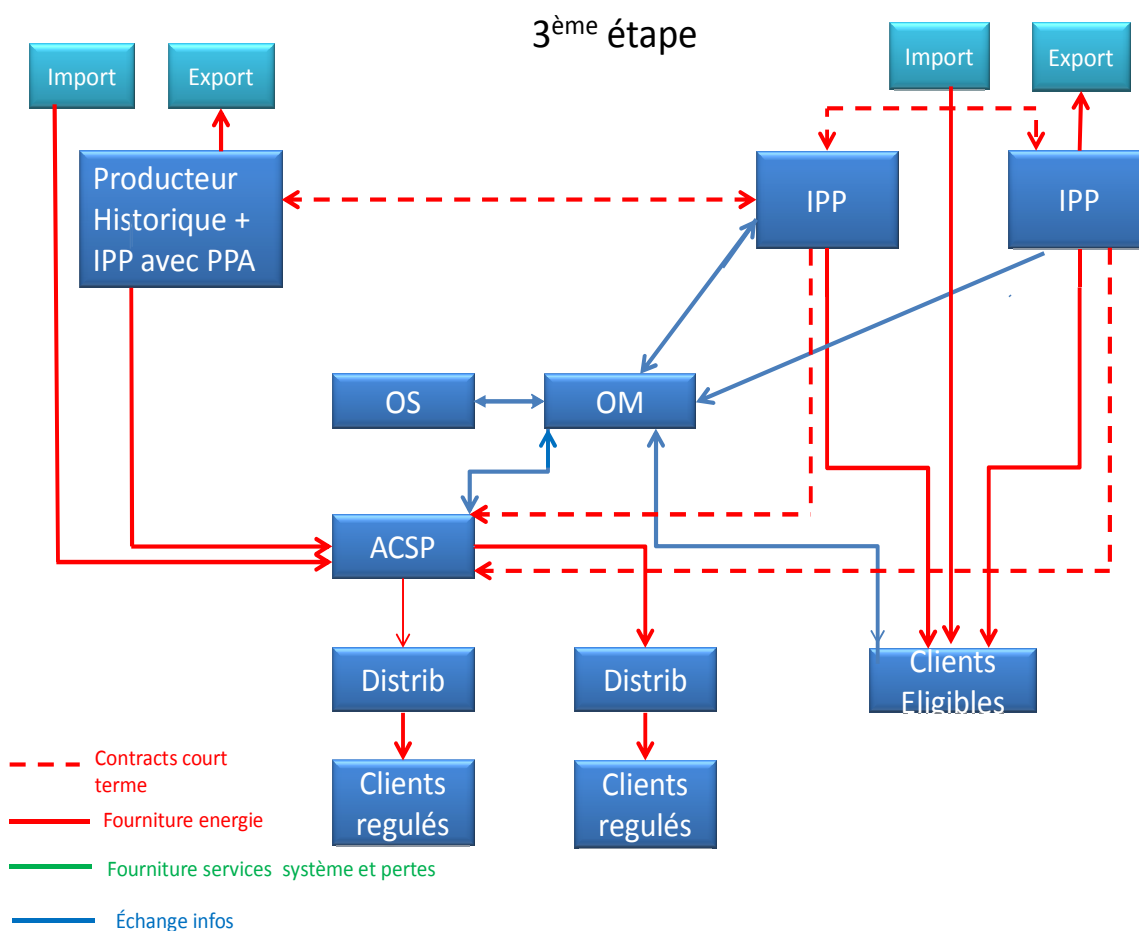


4.2.3 - Etape suivante

Les événements suivants sont caractéristiques de l'évolution des systèmes en voie de libéralisation croissante, et donc de modification des équilibres originaux entre marché libre et marché régulé :

- L'évolution des critères d'éligibilité vont normalement provoquer une augmentation du nombre de clients éligibles et du volume des transactions sur le marché libre. Ces évolutions doivent bien entendu pouvoir rencontrer leur contrepartie du côté de l'offre sur le marché libre avec l'arrivée de nouveaux producteurs indépendants et / ou la révision des PPA existants permettant l'élargissement concomitant des capacités offertes sur le marché libre,
- Les PPA entre IPP et ACSP deviennent progressivement obsolètes. En principe, toute nouvelle production est en régime IPP « pur » (marché libre),
- Avec l'augmentation des volumes, le bloc de production du secteur réglementé ne peut plus garantir la fourniture de l'entièreté des services systèmes. L'Opérateur système (OS) doit alors les acquérir au meilleur prix en partie chez les producteurs du marché régulé et en partie chez les producteurs du marché libre,
- Les gestionnaires de réseau public de distribution deviennent des acteurs du marché libre. Par exemple, une partie de leurs besoins en énergie est achetée sur le marché libre, via des enchères obligatoires contrôlées par le Régulateur national.

Le schéma qui suit représente les transactions dans ce marché toujours partiellement libéralisé mais à un stade déjà plus avancé.



Les transactions entre producteurs et consommateurs sont toujours matérialisées par des contrats bilatéraux à moyen terme. Cependant, le besoin de marché de court terme, accessible tant aux producteurs du marché libre que du marché régulé devient incontournable.

Le marché sera donc structuré à partir de :

- contrats bilatéraux, à moyen terme, avec fourniture physique,
- marché de court terme, nécessaire pour permettre les équilibres offre-demande dans chacun des deux segments du marché, dans un souci d'équilibre offre-demande global optimisé financièrement.

Il y a là de toute façon un équilibre assez délicat à trouver en ce qui concerne l'adaptation des marchés et de leurs règles de fonctionnement. En effet, il sera indispensable de :

- Définir des règles du jeu claires et prévisibles inspirant la confiance mutuelle ;
- Prévoir la souplesse indispensable pour adapter les règles du jeu lorsque nécessaire dans la mesure où il s'agira pour les acteurs de progresser sur un terrain nouveau.

4.2.4 - Evolution ultérieure

Une dernière étape d'ouverture et de développement du marché est atteinte lorsque :

- ✓ les contrats d'achat (PPA) entre certains IPP et l'ACSP arrivent à terme,
- ✓ les sociétés de distribution ont acquis la maturité suffisante pour pouvoir acheter directement sur le marché libre l'énergie nécessaire pour la fourniture aux clients régulés. En effet, à partir de ce moment la fonction de l'ACSP s'éteint naturellement,
- ✓ les critères d'éligibilité favorisent l'accès de nouveaux clients au réseau en nombre significatif, et/ ou le libre choix du fournisseur est programmé pour tous les clients,

A ce stade de développement du marché, il conviendra de séparer, au niveau de la distribution, les fonctions de gestion des réseaux et de fourniture. En effet, à ce stade la fourniture en détail sera effectuée par plusieurs professionnels actifs dans l'achat en gros pour la revente au détail, en concurrence devant les consommateurs finaux.

Comme nous l'avons déjà évoqué, à ce stade on comprend bien l'importance de mettre en place un processus de profilage généralisé de tous les consommateurs pour la répartition des livraisons aux réseaux de distribution, y compris les pertes, entre les différents fournisseurs indépendants de l'opérateur des réseaux.

5 - INVENTAIRE DES ASPECTS DU SECTEUR A REVISITER EN VUE DE L'OUVERTURE LIMITEE DU MARCHÉ

La première étape avant l'ouverture limitée du marché est bien entendu de confirmer qu'il existe un potentiel pour ce marché libre via un recensement de clients éligibles et de producteurs candidats à des ventes directes à ces clients. Il est clair que parmi les producteurs candidats à des ventes directes aux clients éligibles, figurent les IPP en place qui doivent accepter de renoncer totalement ou au moins partiellement à leur contrat de vente exclusive à long terme avec un Acheteur Unique.

De leur côté, les autorités doivent rester fermes sur leur engagement à donner au marché un rôle prépondérant au détriment d'une administration complète des prix.

Etant donné que l'accès (même limité) au réseau signifie une montée en puissance des consommateurs, il est généralement admis que l'ensemble des nouveaux processus doit être prioritairement centré sur la satisfaction des attentes des clients, ce qui donne un rôle important à la fonction de régulation.

La dé-intégration a ceci de positif qu'elle permet que chacun des acteurs soit rendu plus directement responsable de sa mission. En ce sens, les priorités, mentalités et comportements des opérateurs dans un cadre libéralisé peuvent donc être amenées à changer de façon relativement importante. Les responsables du secteur doivent donc très tôt mettre en place un système d'information, de préparation et d'accompagnement à ce changement.

Enfin, pour que le marché puisse jouer son rôle, un large ensemble de dispositions et pratiques doivent être revisitées / réaménagées / inventées et implémentées en vue de son ouverture.

Nous en présentons ci-dessous un inventaire qui ne peut prétendre à être exhaustif pour chacun et pour l'ensemble des pays concernés, mais qui donne une première approche de l'étendue des changements à prévoir.

5.1 - En ce qui concerne l'organisation générale du secteur

Les évolutions à prévoir au niveau de l'organisation du marché concernent tous les acteurs. Les actions et leurs implications sont au minimum les suivantes :

- Les fonctions production, transport et distribution exercées par l'opérateur historique sont au minimum comptablement et fonctionnellement indépendantes et, comme nous l'avons déjà évoqué, idéalement juridiquement séparées à travers la filialisation des activités.
- La loi de base et les arrêtés d'application doivent être adaptés pour permettre d'implanter la structure et les transactions nouvelles. Les conditions d'éligibilité pour certains (gros) consommateurs doivent être définies par décret ou équivalent si la loi ne le prévoit pas.
- Le Régulateur national va voir ses prérogatives élargies vers la supervision du marché et le contrôle des tarifs d'usage des monopoles naturels (réseaux de transport et de distribution).
- La délégation générale de service public, est, le cas échéant, préférentiellement octroyée au Gestionnaire du Réseau Public de Transport (GRPT).
- L'ensemble des centrales de production de l'opérateur historique devient un des acteurs de la production essentiellement sinon exclusivement lié au secteur

réglementé. Un Protocole de vente à moyen terme le lie à l'Agent Commercial du Service Public. Les PPA existants qui n'ont pu être renégociés / adaptés pour faire de leurs titulaires de véritables producteurs indépendants sont transférés au GRPT (représenté par l'Agent Commercial du Service Public).

- Le GRPT est aussi l'acheteur par défaut des productions à partir des énergies renouvelables bénéficiant de prix garantis subventionnés.
- Les conditions d'invitation et d'autorisation de nouveaux producteurs indépendants (régime des licences) peuvent être rendues plus simples et plus attractives.
- La qualité générale du service doit être suivie et analysée, y compris par des méthodes de benchmarking entre les opérateurs. En particulier, une attention particulière devra être donnée aux faiblesses, source d'incidents récurrents sur les réseaux, lesquelles doivent être éliminées rapidement. Ainsi par exemple, les situations où un contrat de fourniture d'énergie souffre d'interruptions/ situations anormales répétitives et où le fournisseur d'une part et le GRPT d'autre part se renvoient la responsabilité mutuellement, ne peuvent qu'être exceptionnelles et de courte durée. Le Régulateur national doit être capable de jouer pleinement son rôle.

5.2 - En ce qui concerne la production

Dans le marché ouvert, une partie de la production doit être assurée par des producteurs véritablement indépendants, c'est-à-dire qui ne sont pas liés par des PPA exclusifs ou qui sont au moins déliés pour une partie de leur productible.

En principe, conformément au Protocole de l'Energie de la CEDEAO, aussitôt que possible mais en fonction de l'évolution de la libéralisation dans les différents pays, les opérateurs étrangers ont accès aux clients éligibles par les lignes d'interconnexion. A l'inverse, les producteurs nationaux peuvent exporter vers des acheteurs étrangers autorisés.

Aussi, s'il n'existe pas de véritables producteurs indépendants dans le pays, il faut :

- ✓ Donner à une ou plusieurs centrales de l'opérateur en place un statut de « centrale virtuelle » pouvant agir sur le marché libre,
- ✓ Faciliter / encourager l'accès des clients éligibles à des producteurs étrangers, dûment enregistrés auprès du GRPT de leur pays de résidence et dûment autorisés à contracter librement. Ici, l'autorisation de la fonction de « trader » peut aider à la facilitation de contacts entre vendeurs et acheteurs transfrontaliers.

Par la suite, lorsque le nombre de clients éligibles augmentera, on peut prévoir que de nouvelles capacités de production seront mise à disposition par de véritables IPP. Toutefois, si le nombre de clients éligibles reste stable, la production additionnelle pourra être mise en service au moins en partie en régime PPA avec le GRPT (à moyen terme) afin de garantir un niveau de revenus aux nouveaux producteurs et de rendre l'investissement plus attractif.

5.3 - En ce qui concerne le transport

La fonction de transport est assurée par le Gestionnaire du Réseau Public de Transport (GPRT) qui répond aux caractéristiques suivantes :

- Il s'agit d'une société de droit commercial à capitaux publics.
- Le GPRT exerce sa fonction dans le cadre d'un contrat de concession à long terme.

- Il doit être une société totalement autonome et indépendante des opérateurs de production et de distribution. A cette fin, ses revenus proviennent exclusivement des redevances d'utilisation du réseau public de transport.
- La structure du GPRT est adaptée pour recevoir les activités d'Acheteur Central du secteur Réglementé, d'opérateur du marché libre ainsi que pour la commercialisation de ses services.
- L'élaboration et la tenue à jour du plan de développement à moyen et long terme du système de production – transport, dans le respect des orientations politiques du Gouvernement est confiée au GPRT.
- Le GPRT exerce son mandat dans le respect d'un code de réseau, approuvé par le régulateur national.

En ce qui concerne les services auxiliaires, en général, dans la première phase de l'ouverture de l'accès au réseau, le poids de la production issue de la dé-intégration de la société nationale est prépondérant. Aussi, le plus souvent, dans cette première phase d'ouverture, on peut décider que les services auxiliaires principaux (contrôle de la fréquence, réserve tertiaire, équilibre et compensation entre prévision et demande réelle, achat d'énergie pour compenser les pertes) soient achetés par le GRPT auprès de cet acteur prépondérant. La position de ce producteur est d'ailleurs incontournable pour la fourniture de services. Les quantités nécessaires sont estimées à partir de simulations du système sur base annuelle et les prix sont contrôlés par le Régulateur. Lorsque le marché a mûri ou que le producteur dominant ne peut plus fournir seul les services auxiliaires, le GPRT les achètera auprès de divers producteurs mis en concurrence.

Ces services auxiliaires seront une composante du tarif transport national, contrôlé par le régulateur national indépendant.

Les fonctionnalités du centre de conduite national doivent donc être analysées en fonction des nouvelles tâches du GPRT. Dans ce cadre, le support de systèmes d'informations (hardware et software) adaptés est indispensable pour permettre un échange rapide d'informations plus abondantes entre des acteurs plus nombreux. En particulier, les outils et les procédures d'une gestion centralisée des comptages au niveau du centre de conduite national au profit des acteurs des marchés doivent être étudiées et implantées et l'ensemble des instruments et appareils de comptage et de télé-comptage doivent être modernisés autant que nécessaire, ce qui peut représenter des investissements relativement importants.

5.4 - En ce qui concerne la distribution

La délégation de service public concernant la distribution publique doit être adaptée. Au moins dans une première étape de l'accès au réseau, les fonctions de gestion du réseau et de fourniture aux clients régulés peuvent continuer à être exercés par une même société de distribution, cependant, celle-ci doit organiser sa comptabilité pour distinguer les fonctions :

- ✓ gestion de réseau (fonction technique) qui va conduire à déterminer des tarifs d'accès et utilisation des réseaux MT ainsi que des réseaux BT. Chacun de ces tarifs doit être approuvé par le Régulateur national,
- ✓ fourniture et vente aux seuls clients régulés (fonction commercialisation), selon des tarifs également approuvés par le Régulateur.

Dans le marché ouvert, chaque société de distribution achète son énergie auprès de l'Acheteur Central du Service Public selon un tarif binôme. Les contrats de vente au détail doivent contenir des incitations visant à l'optimisation de la courbe de charge (avec par exemple des tarifs bi-horaires, des délestages volontaires à la pointe, etc.) et donc l'obtention du prix d'achat moyen

par kWh le plus bas. Le taux de pertes pouvant être incorporé dans les tarifs d'utilisation des réseaux est plafonnée par le Régulateur, ce qui constitue un autre défi pour le distributeur : réaliser un taux de pertes inférieur au plancher fixé par le Régulateur et réaliser ainsi des économies sur ses achats d'énergie.

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution devront acheter de façon croissante une partie de leurs besoins sur le marché libre afin de soutenir et aussi de bénéficier de la concurrence. Les achats des gestionnaires des réseaux de distribution sur le marché libre peuvent par exemple se faire via des enchères publiques périodiques, afin de fournir une référence plus transparente du prix contrôlé par le régulateur pour les transactions de l'Acheteur Central du Service Public en vue de la revente aux sociétés de distribution pour livraison aux clients régulés. La montée aux enchères par les sociétés de distribution se fait également sous supervision du Régulateur, en fonction de l'évolution du volume de production « libre » par rapport à la production totale.

5.5 - En ce qui concerne le marché

Le marché sera constitué par des acteurs liés contractuellement à travers :

- Des contrats de fourniture : Le marché libre sera constitué de contrats bilatéraux de fourniture d'une durée comprise entre 1 et 5 ans. Un contrat bilatéral type devrait être agréé par le régulateur national en lien avec le régulateur régional dans le cadre de l'harmonisation des conditions des échanges transfrontaliers,
- Le (s) contrat(s) de vente de l'Acheteur Central du Service Public à la (aux) société (s) de distribution devrait déterminer les engagements et performances de ces distributeurs (prévision de la demande, gestion de la pointe et du facteur de charge, pertes des réseaux de distribution).
- Des règles et des procédures de marché qui doivent être établies en accord avec les missions des 3 organes du GRPT :
 - ✓ L'Opérateur Système Production-Transport, y compris le centre de conduite national
 - ✓ L'Agent Commercial du Service Public
 - ✓ L'Organisateur du Marché Libre

L'ensemble de ces règles et procédures doit être approuvé par le Régulateur national qui exercera un rôle clé pour déclencher en temps opportun les processus d'adaptation/ révision des règles du marché.

6 - COMMENTAIRES CONCERNANT CERTAINES ACTIONS DE L'INVENTAIRE

6.1 - Sur les plans légal et contractuel

Deux aspects importants méritent d'être soulignés :

1. Le seuil d'éligibilité a été fixé à 5 MW au Sénégal et au Mali, ce seuil étant destiné à être abaissé et amené progressivement au Sénégal à 1 MW au bout de 10 ans. Il est actuellement de 3 MVA au Ghana et l'Energy Commission compte l'abaisser prochainement.

Il faut être conscient de deux facteurs opposés :

- le volume du marché libre est le principal attrait pour la nouvelle production indépendante ;
- l'augmentation du nombre de clients éligibles signifie à la fois une diminution de leur taille moyenne et une augmentation importante de la complexité de la gestion du système, tant sur les plans planification et conduite que sur le plan gestion des ventes et commercialisation.

On peut donc considérer que la fourchette de seuil d'éligibilité comprise entre 2 et 5 MW est une cible raisonnable pour la première étape d'ouverture dans la CEDEAO, le chiffre plus précis dépendant d'une analyse nationale des caractéristiques des clients MT.

2. La révision des clauses d'exclusivité des PPA nécessitera de nombreux mois de négociation avec les IPP existants, compte tenu de leurs incidences sur les clauses de garantie et de rémunération. Des simulations de fonctionnement des systèmes à l'horizon de 3 ou 5 ans seront sans doute nécessaires pour orienter les négociations. De même, des procédures complémentaires concernant les échanges d'information et la facturation seront nécessaires.

En outre, la domiciliation bancaire de certains clients (probablement éligibles) ou des recettes d'agences commerciales ne devrait plus être autorisées comme garantie de paiement dans la négociation des contrats BOT (cf. GTI et Kounoune au Sénégal), car elle a pour conséquence de rendre captifs des clients éligibles.

Enfin, la réussite de la révision des clauses d'exclusivité devrait normalement largement dépendre de la clarté et de la crédibilité de la réorganisation envisagée du secteur et des objectifs (volume et délai) de libéralisation du marché.

6.2 - Sur le plan institutionnel

La dé-intégration applicable aux sociétés nationales d'électricité vise la filialisation et l'indépendance fonctionnelle des activités de production, de transport et de distribution à l'intérieur d'une même société, devenant éventuellement une société holding.

Cependant, il faut être conscient que la dé-intégration peut être un premier pas vers des évolutions ultérieures différenciées sur chacun des segments du marché ouvert. La stratégie des Etats doit donc prévoir l'avenir à long terme de chacun de ces segments en prenant en compte leurs implications pour le développement des filiales comme par exemple, la

privatisation complète ou partielle de la production, la scission de la distribution en régions créant en particulier des sociétés en compétition sur le plan des performances, etc.

6.3 - Sur le plan organisationnel

La description des nouvelles attributions en relation avec les PPA, le marché régulé et le marché libre seront davantage détaillées dans le rapport suivant relatif à l'organisation de l'ouverture.

Il en sera de même pour le contenu du code réseau.

Actuellement, les profils de consommation des clients éligibles ne sont pas connus ou sont encore mal connus. Il n'existe pas d'enregistrement continu de leur puissance appelée ou d'enregistrement de relevés de comptages électroniques, permettant d'analyser les profils temporels significatifs.

Des systèmes électroniques de mesure des puissances appelées des clients éligibles permettraient d'acquérir ces données (qui sont évidemment importantes pour la conclusion de contrats de fourniture, y compris l'estimation de coefficients de foisonnement). Il est donc recommandé d'engager une campagne de modernisation des comptages chez tous les clients HT et MT, indépendamment de l'ouverture de l'accès au réseau. Ces comptages seront ensuite utilisés pour la gestion des contrats (facturation) et la mesure des écarts par rapport aux programmes d'enlèvement contractuels.

Ultérieurement, ces comptages serviront à l'établissement de profilages qui précèdera utilement chaque étape de l'élargissement du marché.

Comme déjà indiqué ci-avant, les conditions de transfert de l'Agent Commercial du Service Public aux sociétés de distribution pour la fourniture aux clients régulés devra contenir des incitants à la maîtrise du facteur de charge et à la diminution des pertes approuvées et contrôlées par le Régulateur national indépendant.

6.4 - Sur le plan tarifaire

Un certain nombre de principes de base sur le plan tarifaire devront être respectés :

- a) Les tarifs déterminés par les régulateurs doivent refléter les coûts complets afin d'assurer l'équilibre financier des divers opérateurs, chacun dans sa spécialité,
- b) Le principe de tarification du transport au niveau national sera sans doute, au moins dans une première phase, celui du timbre-poste vu sa plus grande simplicité,
- c) En particulier, les règles pour l'établissement des tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux devraient normalement prendre en compte les besoins prévisibles d'extension de ces réseaux et donc se baser sur des coûts de développement à moyen terme.

Les modèles financiers servant à les déterminer devront en tout état de cause être vérifiés par des auditeurs indépendants.

Dans la première étape d'ouverture de l'accès au réseau, on recherchera une tarification des services auxiliaires simple et d'application facile. Ainsi par exemple, on peut citer que dans certains pays, la fourniture en secours était réservée à l'Agent Commercial du Service Public auprès de laquelle les clients éligibles pouvaient exercer (ou non) une option de souscription.

- d) Les subventions publiques versées par les gouvernements doivent être transparentes et ne peuvent introduire des déviations à la concurrence (nous pensons par exemple aux exonérations de taxes sur les combustibles). En cas de subventions versées par les Etats, elles ne devraient financer que le tarif social (première tranche BT). Les subventions croisées entre les catégories tarifaires doivent être reconsidérées, afin qu'elles ne biaisent pas les offres de prix concurrentes pour les clients éligibles.
- e) Les transporteurs multinationaux existant (OMVS/ SOGEM) et à venir (OMVG, CLSG) doivent également être en mesure de fournir toutes les informations permettant l'évaluation du juste coût du transport dans chaque pays.

7 - CARACTERISTIQUES PARTICULIERES DANS LES PAYS QUI PRESENTENT LES CONDITIONS DE BASE POUR UN ACCES AU RESEAU

Des caractéristiques significatives des pays qui présentent les conditions de base pour un accès au réseau sont à prendre en compte pour mener des actions spécifiques pour la mise en place d'un marché libre limité dans chacun de ces pays.

7.1 - Le Togo et le Bénin

Le problème pour ces marchés est le repositionnement de CEB concernant :

- Ses activités : CEB est à la fois producteur, transporteur, importateur, acheteur central (non exclusif) et gestionnaire du centre de conduite couvrant les deux pays,
- Les contrats : La CEB a conclu des contrats de fourniture particuliers avec les clients industriels les plus importants des deux pays,
- Les organes de gestion de la CEB : ils sont caractérisés par la présence directe de 8 ministres des deux pays dans son conseil d'Administration,
- La difficulté d'imposer une régulation indépendante à cet opérateur transnational.

De plus, il n'existe pas dans chacun des deux pays une production significative et compétitive dans les sociétés nationales en place : Il faudra donc, dès le départ, que le (les ?) GPRT crée un marché compétitif pour l'acquisition de l'énergie en vue de la fourniture aux clients non éligibles et pour l'achat des services auxiliaires.

7.2 - La Côte d'Ivoire

La révision des conventions avec les producteurs Indépendants et des PPA associés risque d'être ardue.

La dé-intégration verticale sera également plus compliquée étant donné la présence d'une société de Patrimoine aux côtés d'un fermier exploitant, les deux acteurs couvrant les fonctions de production, transport et distribution.

7.3 - Le Sénégal

La méthode définie en 2009 reste valable. Pour rappel, le Sénégal a décidé de reporter l'accès des clients éligibles au réseau en 2019.

7.4 - Le Mali

Les conditions défavorables à une ouverture signalées en 2009 ont évolué. Le Mali dispose désormais de deux IPP et de clients industriels (mines d'or principalement) qui devraient

pouvoir être des clients de poids (en volumes consommés, mais aussi en tant que clients professionnels).

Cependant, les deux IPP ont un parc de production purement thermique et pourront difficilement concurrencer les prix d'EDM qui bénéficie d'une production hydroélectrique propre en plus de contrats exclusifs avec des prix favorables auprès de SOGEM et de la Côte d'Ivoire. La question qui devra se poser est donc celle de savoir s'il est possible/ acceptable de prévoir un système de quotas de répartition des fournitures à prix favorables, analogue au système des centrales virtuelles mis en place en Europe (nucléaire français par exemple) ?

7.5 - Le Burkina Faso

Le Burkina Faso ne dispose pas actuellement d'IPP.

La concurrence à la production de la SONABEL devrait donc venir de producteurs extérieurs ou de la privatisation d'une partie du parc de production SONABEL.

La loi de l'électricité actuellement en vigueur prévoit la création d'une société de Patrimoine avec l'affermage de SONABEL. Ce dispositif n'est pas encore implanté mais il risquerait de compliquer la dé-intégration qui doit précéder l'accès au réseau.

7.6 - Le Ghana

Concernant le Ghana enfin, nous nous contentons de signaler quelques performances actuellement atteintes dans le pays en matière de libéralisation du marché de l'électricité qui nous semblent significatives pour les évolutions que l'on peut prévoir :

- La taille actuelle du marché libre au Ghana : 25% du total de l'énergie commercialisée,
- Les produits du marché sont actuellement des contrats bilatéraux entre producteurs et clients éligibles et des contrats à court terme (marché spot) entre tous acteurs du marché,
- Le nombre de clients éligibles : 29 dont 15 alimentés directement en HT,
- Critère éligibilité : puissance souscrite supérieure ou égale à 3 MVA, ou consommation supérieure ou égale à 6 Gwh/an,
- Le tarif d'utilisation du réseau de transport est de 1,2421 USc/ kWh
- L'Energy Commission considère que l'expérience de l'accès au réseau est un succès et étudie actuellement l'abaissement des critères d'éligibilité.