

Séminaire en ligne du 27 mai 2021

INTRODUCTION À LA RÉGLEMENTATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DANS UN CONTEXTE D'OUVERTURE À LA CONCURRENCE

Questions additionnelles non traitées en direct

Seules les questions non traitées en direct sont incluses ci-dessous. Nous vous encourageons à voir ou [revoir le séminaire](#) pour prendre connaissance de toutes les autres questions répondues par les experts pendant le séminaire.

Pour en savoir plus : <https://formation.ifdd.francophonie.org/seminaires-en-ligne/>

Contact : sel.ifdd@francophonie.org

Q : Comment concilier la recherche de l'intérêt du consommateur (tarif bas) avec l'équilibre de l'opérateur ? comment on peut converger les avis sur le profit raisonnable,

R (IFDD) : Nous vous invitons à visionner le séminaire de décembre 2020 sur ce sujet

<https://formation.ifdd.francophonie.org/sel-tarifcation-de-lelectricite-principes-de-base-et-etudes-de-cas/>

Q : Plusieurs questions sur l'indépendance du régulateur.

- **Le régulateur devrait être hors des structures opérationnelles : ministère, sociétés d'état, privés. Non?**
- **Comment rendre effectivement indépendant le régulateur vis-à-vis du pouvoir politique, surtout dans les situations où l'Organe de régulation dépend de son Ministre de tutelle?**
- **De quelle manière l'indépendance du régulateur doit-elle en principe se manifester ? et sous quelle forme ?**
- **Un élément important de l'indépendance du régulateur est son indépendance financière. Peut-on parler d'indépendance lorsque le financement des activités du régulateur dépend du pouvoir public?**

R (FLAVIEN TCHAPGA) : La mise en place d'un régulateur est un levier pour plus de "transparence" dans le pilotage du secteur (qui fait quoi ?). Il convient de rappeler que plusieurs contextes sectoriels, dont ceux d'Afrique subsaharienne, étaient jusque là caractérisés par une confusion entre les activités de planification, celle de régulation et celle de gestion. Cette approche dite "intégrée" ignorait ces fonctions et leurs objectifs spécifiques respectifs.

Le format contemporain de la régulation a émergé précisément parce que les fonctions citées précédemment sont séparées et prises en charge par des entités distinctes. Cette nouvelle configuration permet de clarifier les objectifs sans que cela promeuvent nécessairement l'efficacité en raison de l'asymétrie d'information.

Un régulateur dont l'activité s'inscrit dans une relation d'autorité vis-à-vis de sa tutelle ministérielle aura fort à faire pour convaincre les autres parties prenantes du secteur de son indépendance. La dépendance au sens d'existence d'une relation "hiérarchique" transforme la nécessaire relation de complémentarité entre ces deux entités en relation d'autorité.

La séparation organique, le financement, les ressources humaines, les relations avec le pouvoir politique d'une part et les entités régulées d'autre part, notamment en matière de prise de décisions, sont autant de critères non-exhaustifs d'appréciation de l'indépendance du régulateur. Au vu des critères suscités, le financement de l'activité du régulateur par le Budget de l'Etat n'est pas nécessairement un facteur de fragilité du point de vue de l'indépendance.

R (SIDY DIOP) : Le financement qui dépend du pouvoir public : cela dépend si le financement relève d'un ministère (avec un système de validation annuel par exemple) l'indépendance a peu de chance d'être assurée. Toutefois, comme en France avec les AAI (Autorités Administratives indépendantes) on peut garder le caractère public mais par exemple passer la redevabilité du régulateur à l'Assemblée nationale. Une plus grande indépendance est ainsi obtenue.

Q : Quel est le lien entre ces réformes et l'amélioration de l'accès?

R (FLAVIEN TCHAPGA) : L'accès est surtout conditionné par l'investissement (les facteurs de demande sont aussi à prendre en compte) . Dans un contexte de fortes contraintes budgétaires, le secteur privé peut offrir les financements nécessaires à condition que les réformes soient attractives. Analysé rapidement sous l'angle de la réglementation, les propriétés d'indépendance du régulateur, de stabilité des règles, de leur prédictibilité, ... sont autant de bons signaux en matière d'attractivité face aux investissements lourds et de long terme.

R (SIDY DIOP) : Plusieurs modèles co-existent et les pays africains sont encore en phase de tâtonnement pour adopter le modèle le plus efficace. Quelques leçons des expériences récentes : le unbundling total est d'une grande complexité dans la mise en oeuvre (des pays comme l'Ouganda ont fait machine arrière); les pays qui ont ouverts uniquement le segment production (via des IPP) semblent bien s'en sortir en particulier ceux qui ont travaillé sur la mise en place de contrats efficaces entre IPP et les compagnies nationales.

Q : M. Tchappa, la réglementation ne doit-elle pas intégrer des mécanismes pour favoriser les initiatives de production qui abondent dans le sens du développement durable et de la lutte contre le réchauffement climatique?

R (FLAVIEN TCHAPGA) : Oui sans aucun doute. Toutefois, ces mécanismes sont nécessairement adossés à la politique énergétique dans un contexte donné. On retrouve l'idée de complémentarité évoquée précédemment entre le régulateur et la tutelle ministérielle.

Q : On compare généralement la situation du secteur de l'électricité de la Côte d'Ivoire à celle du Ghana. Plusieurs IPP ont en effet été introduits. Cependant, la montée en puissance des IPP a rendu dépendant le gouvernement en raison de retards de paiement. Ces retards sont-ils encore un frein au développement des IPP en Afrique Sub-Saharienne ?

R (SIDY DIOP) : Les retards de paiement de l'acheteur sont un réel frein en effet car il augmente le risque perçu. Le vendeur doit avoir confiance en la solvabilité de l'acheteur mais aussi de l'État, l'acheteur étant souvent publique. C'est un problème qui se règle aujourd'hui grâce à plusieurs mécanismes. En effet, ce risque de défaut est intégré aux analyses du sponsor qui va en général demander plusieurs garanties

(souveraines ou non) et assurances et mettre en place des dispositifs spécifiques comme les comptes de contingents, ou le paiement prioritaire du vendeur.

Q : Nous constatons l'émergence des IPPs dans la production d'énergies renouvelables qui injectent dans les réseaux déjà vétustes sans investissement. Cela ne constitue-t-il pas un risque d 'overload ou même de pertes techniques redoublées?

R (SIDY DIOP) : Il y'a en effet un risque sur l'équilibre du système et un impact financier non négligeable : le productible n'est pas entièrement consommé mais facturé malgré tout. Il convient donc de tenir compte de cet aspect dans la modélisation économique du projet, et de planifier les investissements sur le réseau pour garantir l'efficacité de l'intégration de nouvelles unités de production.

Q : Les textes et règlements permettent l'injection d'électricité sur le réseau, en Côte d'Ivoire, n'est-ce pas? Dans les faits, il ne semble pas y avoir encore de cas réel implanté. Quelles sont les raisons? Y-a-t-il des pays africains où l'injection d'électricité sur le réseau est courante?

R (AYA BONIN KOUADIO) : oui le code l'électricité de mars 2014 prévoit cette option pour le consommateur auto producteur dont les besoins sont satisfaits, de pouvoir le vendre sur le réseau. Dans un tel cas c'est le Régulateur qui fixe les tarifs de vente. Pour la Cote d'Ivoire effectivement ce n'est pas encore le cas, je pense humblement que cela est surtout dû à un défaut de communication sur le sujet. Par ailleurs, l'usage des PV n'est pas encore très répandu et les aspects techniques y rattachés ne sont pas encore validés.

Les derniers textes d'application du code l'électricité relativement à l'autoproduction ont été pris en fin d'année 2019. Comme aboutissement de ce processus, il a été créé le 19 septembre 2019 au sein du ministère en charge de l'énergie une commission chargée de l'examen des demandes d'autorisation et d'agrément d'autoproduction. Cette commission a commencé ses activités depuis le premier trimestre 2021.

Q : Question à Mr SIDY DIOP Diop : pouvez-vous nous citer des exemples d'actifs échoués pour les mini-grids en cas d'extension du réseau on-grid ? exemples de pays ? les tarifications appliquées au mini-grid changent-elles quand la jonction des réseaux est effectuée ? Quelle jonction des réseaux pour intégrer les nouveaux accès en Afrique Sub-Saharienne (articuler les dimensions mini-grid, on-grid, off-grid) ?

R (SIDY DIOP) : Pas d'exemple directement en Afrique en tête mais des exemples en Asie. Plusieurs mini-grids échouées avec l'extension de réseau au Sri-Lanka. En revanche, plusieurs modèles existent pour gérer la cohabitation (Sri-Lanka, Cambodge, Indonésie, etc.) :

- La mini-grid vend uniquement à l'opérateur national et les habitants ont l'obligation de se connecter au réseau interconnecté
- La mini grid achète en gros sur le grid et continue de vendre à ses clients (cela ne fonctionne que si l'achat est réalisé à un cout plus faible que son cout de génération)
- Hybrid des deux solutions supra : la mini -grid vend à ses clients sa production et revend le surplus au grid par exemple
- La mini-grid continue d'opérer mais sans connexion. Ses clients ne sont pas connectés au réseau national
- La mini-grid reçoit une compensation et quitte le marché.

En ce qui concerne la tarification, les expériences en Asie montrent que les gouvernements souhaitent parfois que les tarifs s'alignent avec ceux du réseau national, ce qui impose souvent la mise en place de subventions

Q : Quelles sont les raisons de la baisse signification des montants litigieux de 2018 à 2019

R (AYA BONIN KOUADIO) : Cette baisse qui se maintient d'année en année est principalement due au contrôle de la facturation sur site chez l'opérateur ainsi qu'aux sasines des consommateurs. Ceci a permis de faire ressortir qu'un type facture « dite complémentaire » adressée à une catégorie de clients notamment les industriels et les gros consommateurs, en raison du dimensionnement de leurs Transformateurs de courant (TC) n'était pas fondé. Aussi, ces factures n'étaient-elles pas bonnes à être payées.

Pouvez-vous nous parler de la montée en puissance du prépaiement en Côte d'Ivoire. Est-elle une solution durable à la fois pour la compagnie électrique et l'utilisateur ?

R (AYA BONIN KOUADIO) : Le prépaiement a fait une entrée remarquable en CI depuis 2014 avec le Programme dit Électricité Pour Tous (PEPT). Qui a permis de résoudre deux (2) problèmes.

1/ du côté de l'opérateur et de l'utilisateur, il a permis de juguler la fraude à l'électricité, à travers les branchements anarchiques. Réduisant du coup les pertes non techniques.

2/ du côté de l'État et de l'utilisateur, ce programme a boosté l'accès à l'électricité en Côte d'Ivoire.

Ainsi 691769 branchements ont été réalisés pour les professionnels et les résidentiels en Basse tension de 2014 à fin 2019, permettant ainsi aux bénéficiaires de payer le coût du branchement et de l'abonnement qui s'élèvent à 150.000 FCFA sur 5 ou 10 ans, à chaque rechargement d'énergie. Ce PEPT est toujours en cours.

Q : Beaucoup de compagnies d'électricité en Afrique Sub-Saharienne ont des coûts cachés significatifs liés au problème de récupération des coûts et à la sous-tarification du service électrique. Qu'en est-il pour la Côte D'Ivoire ? Constate-t-on une amélioration pour donner suite au dégroupage du secteur de l'électricité ?

R (AYA BONIN KOUADIO) : Pour l'heure il n'y a pas de dégroupage en Côte d'Ivoire, cependant conformément aux textes en vigueur, nous avons conduit la séparation comptable.

Le modèle de marché est un modèle acheteur unique avec quatre IPP et une entreprise verticalement intégrée sur les segments production transport distribution et commercialisation.

Les coûts concernant les IPP sont précis et évalués à travers les prix de cession d'énergie définis dans les contrats d'achat d'énergie liés aux conventions de concession signées avec l'autorité concédante. Conformément à l'article 31 du code de l'électricité, l'entreprise verticalement intégrée (EVI) est néanmoins tenue comme tous les opérateurs de faire figurer dans sa comptabilité des comptes séparés au titre de la production, du transport, du dispatching, de la distribution, de la commercialisation, de l'exportation, de l'importation, et au titre de l'ensemble de ses activités hors du secteur de l'électricité. En plus; la convention de l'EVI met en place un mécanisme de détermination des coûts éligibles pour les différents segments de la chaîne de valeurs validé par l'autorité concédante et audité annuellement par le Régulateur.

Ce dispositif permet de répondre à la problématique de la récupération des coûts cachés en attendant l'évolution vers un dégroupage complet du secteur.

Q : Est ce qu'il existe un fond pour soutenir les organisations des consommateurs ?

R (AYA BONIN KOUADIO) : Dans le cadre de notre plan stratégique nous devons encadrer les organisations et faire d'eux des acteurs de la régulation. A ce titre, nous signons des conventions avec celles-ci et les appuyons financièrement, le cas échéant à la vue de leur rapport d'activités annuel. Dans son budget l'ANARE-CI prévoit effectivement un soutien à ces organisations. Ainsi, le 15 Mars de chaque année, la journée mondiale des droits du consommateur est une occasion de les appuyer financièrement et s'insérer dans leur programme pour sensibiliser les consommateurs sur leurs droits.

Q : Plusieurs modes de règlements des différends usagers-opérateurs ont été énumérés (arbitrage, médiation, conciliation, etc.). Comment l'ANARE CI choisit-elle le mode adéquat au recours?

R (AYA BONIN KOUADIO) : Pour le moment nous réglons les litiges par la médiation, la conciliation et la négociation essentiellement. L'arbitrage répond à un formalisme rigoureux et passe nécessaire par adoption d'un Règlement arbitrage quoiqu'institutionnel. Et cette procédure est en cours de rédaction dans le cadre global des procédures de régulation.