

RÉUNION DES MINISTRES DE LA ZONE FRANC

DÉVELOPPEMENT DE L'OFFRE ÉNERGETIQUE DE LA ZONE FRANC

OUAGADOUGOU, 17 AVRIL 2009

GROUPE DE TRAVAIL « DÉVELOPPEMENT DE L'OFFRE ÉNERGÉTIQUE »

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| SOMMAIRE..... | 3 |
| PRÉAMBULE..... | 4 |
| SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS..... | 5 |
| LE DIAGNOSTIC : L'ÉNERGIE CONSTITUE AUJOURD'HUI LE PRINCIPAL FACTEUR LIMITANT DE LA CROISSANCE EN ZONE FRANC | 8 |
| LES RECOMMANDATIONS..... | 11 |
| Recommandation 1 ⇒ Consolider les capacités de planification nationale et régionale..... | 11 |
| 1. Renforcer les moyens techniques et humains de planification..... | 11 |
| 2. Améliorer l'estimation de la demande d'électricité et la prévision de son évolution..... | 12 |
| 3. Jouer les synergies régionales et dégager une vision commune..... | 14 |
| Recommandation 2 ⇒ Mettre en place un cadre institutionnel efficace en diversifiant les acteurs et en assurant une application stricte des règles..... | 15 |
| Recommandation 3 ⇒ Améliorer la rentabilité financière à travers le recouvrement..... | 16 |
| 1. Résoudre les problèmes de recouvrement..... | 16 |
| 2. Un système innovant et prometteur : les compteurs à prépaiement..... | 17 |
| Recommandation 4 ⇒ Maîtriser l'évolution de la demande et améliorer l'efficacité des systèmes électriques..... | 18 |
| Recommandation 5 ⇒ Attirer l'investissement privé par des incitations financières équilibrées..... | 19 |
| 1. Proposer des conditions financières suffisamment attrayantes..... | 19 |
| 2. Définir précisément les engagements de l'Etat et des opérateurs privés..... | 19 |
| Recommandation 6 ⇒ Promouvoir des solutions financières innovantes..... | 20 |
| ANNEXES..... | 23 |
| Annexe 1. Les différentes configurations organisationnelles encadrant les relations entre l'Etat et les opérateurs privés..... | 23 |
| Annexe 2. Quelques données chiffrées..... | 25 |

PRÉAMBULE

Lors de la précédente Réunion des experts de la Zone franc (Yaoundé le 6 octobre 2008), les représentant des pays et institutions de la Zone franc ont convenu de l'importance que recouvre le développement de l'offre énergétique pour les économies de la Zone. La spectaculaire envolée du cours du pétrole au cours des dernières années, et notamment sur le premier semestre 2008, a en effet clairement démontré les effets pervers associés à la forte dépendance aux solutions énergétiques fortement consommatrices de produits pétroliers (centrales thermiques et production d'appoint au diesel). Au-delà, c'est le potentiel de croissance et plus généralement la compétitivité externe de l'ensemble des pays de la Zone qui est sérieusement affectée par l'incapacité d'augmenter la production d'électricité pour répondre aux besoins des ménages et des industriels en raison de la vétusté, défaillance et inexistence des réseaux d'électricité nationaux.

A ce titre, un groupe de travail sur le « Développement de l'offre énergétique » a donc été constitué. Ce groupe, composé d'experts désignés par les Ministres des Finances des pays membres de la Zone franc ainsi que par les Commissions UEMOA et CEMAC et animé par le Secrétariat de la Zone franc, s'est donné pour objectif d'établir un diagnostic précis des principaux facteurs limitant de l'offre énergétique en Zone franc afin de proposer aux Ministres des finances des recommandations, concrètes et pragmatiques, pouvant contribuer à résoudre cet handicap à la fois ancien et plus que jamais d'actualité.

Le Secrétariat de la Zone franc voudrait remercier la Commission UEMOA pour son accueil et son soutien pour la réunion de travail organisée à Ouagadougou ainsi que l'ensemble des experts membres du groupe de travail dont l'expérience individuelle et la participation active sont à la base de l'intérêt et de la pertinence de ce rapport : M. Guy Amédée AJANOHOUN (Commissaire chargé du Département du Développement de l'Entreprise, l'Energie, des Télécommunications et de l'Energie Nouvelles Technologies de l'UEMOA), qui aimablement a accepté de présider le groupe de travail, M. Ibrahima KONATE (Directeur de l'Energie, des Télécommunications et des Nouvelles Technologies à la Commission de l'UEMOA) ; M. Pierre EDIMO (Conseiller technique du Ministre des finances du Cameroun), M. Issoufou ISSA (Directeur Adjoint de la Stratégie et des Etudes à la BOAD), M. Emmanuel EYEGHE NZE (Conseiller du Ministre des finances du Gabon) ; l'AFD et le Service Zone franc de la Banque de France.

Ce rapport synthétise les principales conclusions des nombreux échanges de ce groupe de travail ainsi que les recommandations qui ont été discutées lors de la réunion de travail qui s'est tenue à Ouagadougou le 3 mars 2009. Il s'inscrit bien entendu dans la continuité des études déjà réalisées sur ce sujet, qu'il s'agisse de rapports sur les problèmes techniques et organisationnels qui rendent défaillant le secteur de l'électricité en Afrique (FMI, 2008) ou d'initiatives plus spécifiques visant à établir des recommandations voire des plans d'actions, comme celle entreprise par la Commission chargée de la résolution de la crise énergétique de l'UEMOA sous la présidence de M. Boni YAYI, Président de la République du Bénin (« Etude pour l'élaboration d'une stratégie de résolution durable de la crise énergétique dans les Etats membres de l'UEMOA », 2009).

La première partie du rapport dresse brièvement un diagnostic de la situation énergétique de la Zone franc. La deuxième partie liste une série de recommandations, que le groupe de travail a dans son ensemble considérées comme à la fois réalistes et indispensables pour combler le déficit énergétique qui pénalise le développement économique et social de la Zone franc. Compte tenu du délai de réalisation de ce rapport, de la richesse et de la complexité de la matière, s'agissant d'un secteur qui présente dans chacun des quinze pays de la Zone franc des spécificités parfois poussées, et sachant que ces recommandations s'adressent par définition aux responsables financiers et non pas aux ministères techniques, celles-ci se veulent suffisamment générales pour couvrir la plupart des cas rencontrés. En d'autres termes, plus que des mesures concrètes et limitées, le groupe de travail s'est surtout attaché à formuler des principes et des bonnes pratiques pouvant servir de guide d'action.

SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS

Les recommandations du groupe de travail « développement de l'offre énergétique » peuvent être classées sous six chantiers :

Recommandation 1 ⇒ Consolider les capacités de planification nationale et régionale

La **planification** constitue par définition l'élément central, le fil conducteur de toute stratégie de long terme sans laquelle on ne peut envisager de résoudre durablement le déficit énergétique des pays de la Zone franc. La planification énergétique nationale et régionale doit être consolidée à travers :

- Le renforcement des moyens techniques et humains de planification
- L'amélioration de l'estimation de la demande d'électricité et la prévision de son évolution
- L'engagement dans une vision commune qui profite des synergies régionales

Recommandation 2 ⇒ Mettre en place un cadre institutionnel efficace en diversifiant les acteurs et en assurant une application stricte des règles

Il n'existe pas un modèle institutionnel unique pour augmenter les performances du secteur électrique des pays de la Zone franc. Cela est vrai également en ce qui concerne la nature des capitaux à mobiliser, qu'ils soient publics ou privés, sachant d'ailleurs qu'**un opérateur public et un opérateur privé peuvent coexister** de manière bénéfique, tant en termes de production que de couverture du marché.

Compte tenu de l'ampleur des investissements nécessaires pour augmenter la capacité de production et l'accès à l'électricité le **recours au capital privé apparaît nécessaire**. En effet, l'introduction de producteurs indépendants d'électricité a en effet présente plusieurs avantages:

- Répartition du risque financier du secteur entre plusieurs opérateurs du fait de la séparation de l'activité de production et distribution
- Mobilisation de financements additionnels, développement des capacités de production d'électricité et in fine amélioration de l'offre d'énergie

Le point clef consiste donc à mettre en place un environnement sain et sécurisé, incitatif au respect des engagements tant des entreprises publiques et privées que de l'Etat. Pour ce faire il convient qu'**un régulateur (le cas échéant à créer) dispose des moyens techniques et financiers nécessaires à l'exercice de sa mission dans toute l'indépendance et la rigueur requises**.

Recommandation 3 ⇒ Améliorer la rentabilité financière à travers le recouvrement

Développer les activités de contrôle pour circonscrire les problèmes de recouvrement et de fraude et améliorer les mauvaises performances commerciales des opérateurs dans le secteur de l'électricité.

Promouvoir et généraliser le système innovant et prometteur des **compteurs à prépaiement**, qui permettent aux clients de mieux gérer leur consommation tout en ayant accès au service, tout en simplifiant grandement la question du recouvrement, pour un coût de gestion modeste.

Recommandation 4 ⇒ Maîtriser l'évolution de la demande et améliorer l'efficacité des systèmes électriques

Corollaire trop souvent négligé du déficit d'offre, la maîtrise de la demande et l'amélioration de l'efficacité globale du système de production/distribution de l'offre peuvent être à la source d'économies considérables.

En termes de rentabilité économique et financière, investir l'argent public pour améliorer l'efficacité énergétique de l'économie pour une demande donnée (en développant les économies d'énergie et diverses mesures de conservation d'énergie pour réduire le niveau structurel de consommation ; en augmentant la

performance de la production d'électricité et du réseau de distribution) ou pour une offre donnée (en augmentant la performance de la production d'électricité et du réseau de distribution ; en développant les économies d'énergie et diverses mesures de conservation d'énergie permettre de réduire le niveau structurel de consommation), pourrait eut en effet sans doute procurer des gains comparables voire parfois supérieurs à l'investissement dans le développement d'une offre additionnelle. En particulier, **les ampoules à basse consommation**, encore peu répandues en Afrique, méritent sans doute de faire l'objet d'actions de promotion plus soutenues.

Une **fiscalité discriminante** (notamment la TVA) favoriserait les comportements de consommation et/ou de production permettant d'améliorer l'efficacité énergétique de l'économie. Plus spécifiquement, **une fiscalité progressive sur la consommation** d'énergie aiderait en outre à responsabiliser et éduquer les acteurs. Enfin, **des mesures de financement** pourraient compléter les mesures de fiscalité afin d'encourager les industries à diversifier les sources d'énergie.

Recommandation 5 ⇒ Attirer l'investissement privé par des incitations financières équilibrées

L'investissement dépend d'un équilibre entre les risques et les retours sur investissements. Celui-ci ne dépend pas uniquement de la sécurité juridique et plus largement de l'environnement des affaires, facteur commun à l'attraction de l'investissement sous toutes ses formes (PPP, concessions, BOT, BOO). Comme dans d'autres secteurs économiques, **il dépend de la solvabilité du marché de consommation et des perspectives de rentabilité financière.** Ceci suppose une attention accrue de la part des gouvernements et les régulateurs aux conditions financières de ces investissements ainsi qu'à leur environnement institutionnel et réglementaire. Sur cette question, il n'existe pas d'équation universelle permettant de concilier et d'équilibrer les droits et devoirs des pouvoirs publics ainsi que ceux des entreprises privées, tout au plus des principes et guides d'action.

Ainsi les obstacles à l'application **des avantages fiscaux** relatifs à la création d'investissements destinés à réduire le coût initial (exonérations de droits de douane sur les équipements importés pour la construction de nouvelles infrastructures et la modernisation du réseau) et ceux relatifs à l'exploitation (l'exonération d'impôt sur les bénéfices et d'autres impôts directs pendant les premières années d'exploitation) doivent être corrigés par la simplification des contrôles et des systèmes d'application. Bien entendu, ces mesures fiscales ne seront utiles que si l'environnement des affaires est suffisamment attrayant pour les investisseurs.

Parmi les différentes conditions financières qui pourraient rendre le secteur de l'électricité attrayant aux investissements, se trouve le **choix d'un régime de prix** (price-cap ou cost-plus), qui logiquement est fortement lié à la rentabilité des projets. Une planification appropriée devrait permettre aux gouvernements d'évaluer leurs besoins énergétiques et la demande potentielle de sorte à négocier correctement avec les opérateurs leur grille tarifaire et le niveau d'investissement.

Enfin, compte tenu des complexités techniques et des incertitudes qui caractérisent le secteur de l'électricité, il serait utile dans bien des cas de **définir le plus précisément possible les engagements de l'Etat et des opérateurs privés dans les cahiers de charges, et de prévoir, ce qui n'est pas souvent le cas, les clauses de révision**, afin notamment d'éviter le report des projets d'investissement pourtant indispensables.

Recommandation 6 ⇒ Promouvoir des solutions financières innovantes

Différentes initiatives, régionales et multilatérales, offrent des perspectives intéressantes pour mobiliser des financements additionnels de la part notamment des bailleurs de fonds internationaux. Il convient d'en soutenir et d'en promouvoir la mise en œuvre, et le cas échéant s'en inspirer, notamment :

- Le Fonds de Développement Electricité (FDE) de l'UEMOA, destiné à financer le programme d'urgence, est abondé par une dotation de ressources concessionnelles à hauteur 500 Mds FCFA dont la moitié provient des ressources « internes » de l'Union et l'autre moitié des bailleurs.

- Le Fonds Infrastructures de l'UEMOA (abondé à hauteur de 5% par le FDE et 95% par des partenaires privés). A but lucratif, il intervient essentiellement selon les termes et conditions du marché.
- Le Fonds de développement de la CEMAC (FODEC) logé à la BDEAC a contribué à hauteur de 700 M FCFA à la mise en œuvre d'une action du Plan d'Action Energie de la CEMAC. Ce projet de 20 Mds FCFA bénéficie actuellement d'une subvention de la Facilité Energie de l'Union Européenne à hauteur de (50%).
- Divers mécanismes multilatéraux auxquels la Zone franc se devra d'être associée (Clean Technology Fund, le Mécanisme pour un Développement Propre, Forest Carbon Partnership Facility et le Carbon Partnership Facility de la BM).

LE DIAGNOSTIC : L'ÉNERGIE CONSTITUE AUJOURD'HUI LE PRINCIPAL FACTEUR LIMITANT DE LA CROISSANCE EN ZONE FRANC

Les carences et défaillances à l'origine des problèmes du secteur de l'électricité dans les pays membres de la Zone franc et plus généralement en Afrique constituent un phénomène déjà amplement documenté (FMI, 2008¹). L'état des lieux présenté ici se limite ainsi à une présentation synthétique des principaux faits saillants, dont l'ampleur met en évidence l'urgence d'un plan d'action résolu et coordonné :

- ✓ **Les infrastructures demeurent largement insuffisantes, de sorte que le décalage entre l'offre et la demande ne cesse de se creuser.** Dans l'UEMOA, l'écart négatif entre l'offre et la demande exprimée atteindrait entre 205 et 324 MW en 2008, soit presque la totalité de la capacité électrique installée au Sénégal. Dans la CEMAC, l'écart entre l'offre et la demande est 190 à 270 MW, soit plus de deux fois la puissance totale installée du Congo.
- ✓ **Le taux d'accès à l'électricité est très faible : 15% en CEMAC et 17% en UEMOA** (contre 24,6% en moyenne en Afrique Subsaharienne et 37,4% en moyenne dans les pays à faible revenu hors Afrique). Les taux d'accès montrent des disparités entre pays. Ainsi, dans la zone CEMAC, le Gabon (70%) se distingue nettement du Cameroun (22%), de la RCA (2%) et du Tchad (1%). De même en UEMOA, la Côte d'Ivoire (60%) et Sénégal (40,7%) présentent des taux d'accès très supérieurs au Burkina Faso (17%), Mali (14%), Guinée Bissau (8%) et Niger (7%).
 - **Or, des services énergétiques dépendent les conditions de vie des populations sous bien des aspects.** Le Livre blanc UEMOA-CEDEAO pour une politique régionale de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) sur l'accès aux services énergétiques des populations rurales et périurbaines pour l'atteinte des Objectifs du Millénaire pour le Développement montre que l'accès aux services énergétiques aurait un impact direct sur la réduction de l'extrême pauvreté et la faim, l'enseignement primaire, l'autonomisation des femmes, la mortalité infantile, la santé maternelle et la préservation de l'environnement. Par exemple dans le domaine de la santé, l'électricité dans les dispensaires permet de proposer aux populations des vaccins, des traitements d'urgence la nuit, d'améliorer les conditions d'hygiène et d'asepsie. Un poste de radio permet la diffusion de l'information préventive contre le virus du VIH.
 - Autre conséquence des difficultés d'accès à l'électricité (et fortement liée à des facteurs culturels et sociologiques) : la **biomasse traditionnelle** (bois de chauffe) représente entre 70% et 90% de la consommation résidentielle en Zone franc, avec des effets négatifs considérables sur l'environnement et la santé publique qui, pour n'être mesurables, n'en demeurent pas moins considérables.
- ✓ En corollaire, l'accès à l'électricité reste **un phénomène urbain, c'est-à-dire limité aux grandes villes et accessoirement aux petites villes et villages**². Par exemple, au Cameroun et Congo, seulement 14% de la population rurale à accès au réseau contre 40% et 25% de la population urbaine, respectivement. Même en Côte d'Ivoire, qui présente le taux d'accès à l'électricité en milieu rural le plus élevé, celui-ci ne s'élève encore qu'à 15%. Dans d'autres pays, la population rurale est de fait coupée de l'accès à l'électricité, par exemple en Guinée Bissau (2%), au Mali (1%) et au Niger (0,3%) (cf. Annexe 2).
- ✓ **Le coût de production de l'électricité, et donc les prix à la consommation, sont parmi les plus chers au monde** et pèsent lourdement sur les finances publiques des Etats (centrales thermiques et groupes diesel),

¹ FMI (2008), Perspectives économiques régionales : Afrique subsaharienne, Etudes économiques et financières, chapitre IV, avril, Washington.

² Bien que les sociétés nationales d'électricités aient, avant les privatisations, couvert tous les territoires nationaux, en raison du faible niveau d'électrification, les réseaux de transports et de distribution sont très peu développés. En général, les zones urbaines sont couvertes par les opérateurs nationaux tandis que l'électrification des zones rurales est du ressort de l'Etat et des collectivités locales.

sur le bilan des entreprises (autoproduction, à base notamment de coûteux groupes électrogènes) et sur le portefeuille des ménages (l'énergie absorbe environ 10% du revenu selon la Banque mondiale).

- A titre d'exemple, dans la zone UEMOA, l'électricité **moyenne tension destinée aux industries et entreprises** coûte en moyenne 82 FCFA/kWh, soit 5 fois plus qu'en Afrique du Sud (15 FCFA/kWh) et 2 fois plus qu'en Tunisie et au Nigéria (40 FCFA/kWh). De même les tarifs destinés aux **couches sociales les plus défavorisées de la population**, à plus de 71 FCFA/kWh en moyenne, se situent très largement au dessus de la moyenne des tarifs sociaux pratiqués par exemple en Afrique du Sud (25 FCFA/kWh), en Tunisie et Madagascar (46 FCFA/kWh). Idem pour le tarif appliqué aux **tranches supérieures de consommateurs domestiques et aux petites entreprises** (cf. Annexe 2).
 - **Le mix énergétique, qui accorde un poids excessif à l'électricité thermique, explique une partie de ces surcoûts.** En effet la thermoélectricité est à l'origine des 2/3 de la consommation de l'UEMOA bien qu'elle soit nettement plus coûteuse que l'hydroélectricité (cf. Annexe 2). En CEMAC, l'hydroélectricité représente 64% en moyenne mais avec des différences géographiques notables : la Guinée Equatoriale et le Tchad notamment dépendent de l'électricité thermique à 91% et 100% respectivement. Le coût de production dans les centrales thermiques au diesel peut atteindre 120 FCFA/kWh en raison des fluctuations du cours du pétrole. En revanche, le coût moyen est de 10 FCFA/kWh dans les ouvrages hydroélectriques amortis et de 15 à 35 FCFA/kWh dans les ouvrages hydroélectriques en construction. Sans surprise, le pays de la CEMAC où le coût unitaire de production d'électricité est le plus cher est le Tchad avec 220 FCFA/kWh car la totalité de sa production est de nature thermique.
- ✓ **Les investissements nécessaires pour renouveler les réseaux et pour construire des nouvelles infrastructures apparaissent hors de portée des opérateurs publics d'électricité et des budgets des Etats membres de la zone.** Ainsi, le coût d'un barrage hydroélectrique de 200 MW est de 200 Mds FCFA ; d'une centrale hydraulique de 85 MW est de 20 Mds FCFA ; d'une centrale thermique à gaz de 216 MW est de 137 Mds FCFA ; et d'une centrale thermique à fioul de 86 MW est de 62 Mds FCFA. L'UEMOA estime à 20 000 Mds FCFA ses besoins de financement d'ici 2030, ce qui nécessiterait annuellement la mobilisation de financements additionnels équivalent à environ 50% des dépenses d'investissements totales actuelles. Ces coûts devront être ajustés en fonction du site hydraulique et s'agissant des barrages hydroélectriques ou de la technologie utilisée s'agissant des centrales thermiques.
- De fait, les prix à la consommation ne peuvent à eux seuls suffire à assurer la rentabilité de l'investissement puisqu'ils sont déjà à un niveau souvent rédhibitoire et que des subventions publiques sont souvent indispensables pour ne pas exclure des tranches entières de la population de l'accès à l'énergie. Dans les faits, les **problèmes de tarification et de recouvrement** des factures auprès des clients publics et privés constituent en outre une source de manque à gagner très substantielle, pour partie à l'origine de la situation financière délicate des entreprises publiques. Les experts estiment que 15 % de l'énergie non facturée est liée au vol de l'énergie.
 - **La situation financière précaire des opérateurs publics d'électricité** et le manque de ressources publiques ne permettent pas d'engager les montants nécessaires pour étendre les réseaux existants voire en assurer la maintenance. C'est ainsi que se met en place et s'entretient un cercle vicieux reliant des investissements insuffisants, des prix de revient et de une tarification rédhibitoires, un accès à l'énergie des faible et finalement une rentabilité financière insuffisantes qui freine la mobilisation des financements nécessaires aux investissements.
- ✓ **Le manque de planification énergétique est également un handicap significatif.** Compte tenu du coût important des infrastructures nécessaires pour combler le déficit énergétique, et du manque de

financements, une évaluation rigoureuse des besoins et des ressources énergétiques disponibles devrait pourtant être à la base de chaque décision d'investissement.

- les moyens techniques et humains sont en effet très limités dans la plupart des pays. A titre d'illustration, il se révèle encore aujourd'hui très difficile d'évaluer ne serait ce que la demande potentielle et d'établir des scénarios d'évolution. Il n'existe pas de base de données fiable et complète, tant au niveau national que régional, pour estimer la demande insatisfaite et la demande potentielle.

✓ **Les problèmes de fiabilité et de coût découragent l'investissement dans de nombreux secteurs**, tels que les industries de transformation agro-alimentaires, les industries du froid, de la pêche et de l'aquaculture, les industries textiles, les services (tourisme, restauration). Seules les industries minières, portées par des cours orientés tendanciellement à la hausse, peuvent s'estimer à l'abri de ce handicap. L'exemple de l'éclairage électrique est souvent cité : il fournit des heures supplémentaires pour le travail et donc permet d'améliorer la productivité du travail, en zone urbaine et rurale. L'électricité peut faire tourner des machines qui viennent en appui aux opportunités génératrices de revenus, par exemple pour le pompage de l'eau dans l'agriculture, la transformation des aliments, la fabrication de vêtements et les industries légères. L'enquête sur les intentions d'investissement des entreprises françaises en Afrique (baromètre CIAN) fait ressortir l'accès aux réseaux et les coûts de l'énergie parmi les facteurs décisionnels les plus importants lorsqu'il s'agit de pénétrer un marché ou développer une industrie. Or, en Zone franc, ce paramètre apparaît comme un handicap sérieux, voire le principal handicap, du même ordre que les défaillances des réseaux de transport.

LES RECOMMANDATIONS

Le groupe de travail a identifié et hiérarchisé une série d'actions et de principes d'action pouvant guider les politiques de développement de l'offre énergétique dans les pays de la Zone franc. Chaque recommandation concerne un obstacle ou un domaine d'intervention particulier et propose des solutions pouvant être mises en œuvre par les pays membres de la Zone franc, avec le soutien et l'implication des Commissions de l'UEMOA et de la CEMAC.

Recommandation 1 ⇒ Consolider les capacités de planification nationale et régionale

La planification constitue par définition l'élément central, le fil conducteur de toute stratégie de long terme, sans laquelle on ne peut envisager de résoudre durablement le déficit énergétique des pays de la Zone franc. La planification énergétique s'appuie sur un ensemble de techniques, de méthodes et d'outils d'aide à la décision. Ce travail de modélisation et de prévision constitue une des missions principales des Ministères chargés de l'énergie. Cependant, il existe de nombreuses passerelles avec les compétences des Ministères des finances, qu'il s'agisse de l'articulation avec la planification, des questions de tarification et d'attraction des investissements étrangers, et plus simplement du problème de renforcement des capacités des administrations.

En effet, le constat aujourd'hui largement partagé est que les fonctions de planification reçoivent généralement trop peu d'attention, en d'autres termes qu'elles sont handicapées par des moyens insuffisants. Or tout défaut de planification peut conduire à mésestimer les investissements nécessaires, dans leur montant et/ou leur localisation, avec des conséquences à la fois douloureuses en termes d'équilibre financier de la filière et plus largement de potentiel économique. **Cette fonction est d'autant plus importante que ces conséquences se font sentir sur le long terme et de manière durable.**

La planification énergétique doit suivre cinq étapes principales³ :

- Le traitement de l'information
- La comptabilité énergétique
- La modélisation de la demande
- La modélisation de l'offre
- Les études de tarification

Afin de mener à bien ces différentes étapes de la planification, il convient en particulier de :

1. Renforcer les moyens techniques et humains de planification

L'efficacité du travail de planification se mesure d'abord et avant tout à l'aune de l'investissement dans la formation des techniciens et des cadres capables de cerner les problèmes du secteur, de formuler des solutions et de conduire des études complexes de modélisation de la demande et de l'offre et de tarification. L'appui des institutions régionales peut fournir des avantages évidents en termes d'économies d'échelle et de mutualisation des moyens. A ce titre, l'initiative de la Commission de l'UEMOA, qui forme actuellement quinze cadres au niveau de chaque Etat membre (soit 3 cadres par an pendant 5 ans), mérite sans doute d'être poursuivie et renforcée et pourquoi pas répliquée dans d'autres régions. En outre, l'expertise de l'Institut de l'Energie et de l'Environnement de la Francophonie, qui a été créée pour contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans le domaine de l'énergie et de l'environnement, pourrait être davantage sollicité.

Les moyens techniques, en particulier les logiciels de collecte et de traitement d'information, constituent également des facteurs clés pour réaliser correctement les différentes étapes de planification. Le renforcement des systèmes d'information nationaux et régionaux permettra d'avoir une vision d'ensemble

³ Dans l'espace UEMOA, une étude menée en 1999 a révélé que seul le sous-secteur de l'électricité et, dans une moindre mesure, celui des hydrocarbures font l'objet d'une tentative de planification.

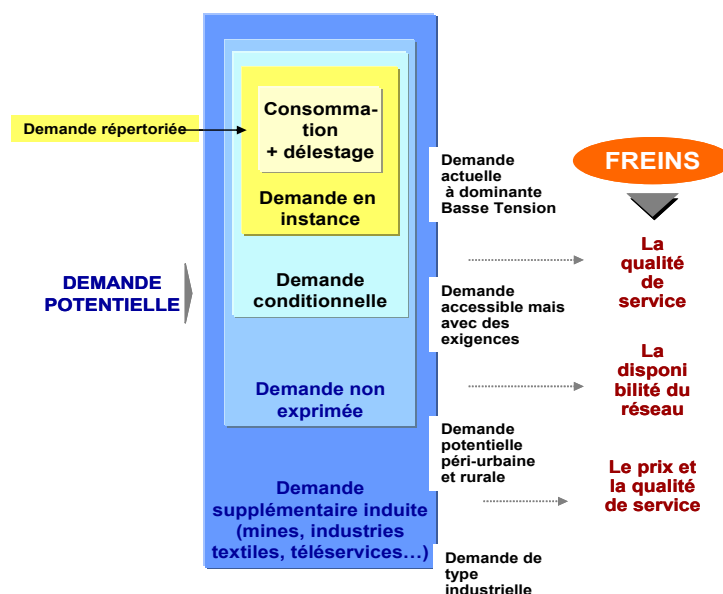
des besoins et des goulots d'étranglement, d'être en mesure d'optimiser les potentiels énergétiques des pays membres de la Zone et de disposer des informations nécessaires pour la concertation public-privé. Dans le cadre de la mise en œuvre du Plan d'action Energie rural et périurbain de la CEMAC engagée en janvier 2008, le volet planification a permis de créer un Comité national multidisciplinaire au sein de chaque Ministère de l'énergie doté de matériel adéquat pour la formulation d'une politique de planification, notamment les logiciels GEOSIM et MANIFOLD.

2. Améliorer l'estimation de la demande d'électricité et la prévision de son évolution

Une des plus grandes difficultés de la planification énergétique dans la Zone franc relève de l'estimation de la demande d'électricité et de la prévision de son évolution. Cette difficulté est due à la mesure et à la quantification des différents types de demande existants, notamment les demandes dont la perception ne devient réellement tangible que si l'offre existe (schéma 1) :

- La **demande répertoriée** équivaut à la somme des consommations à laquelle s'ajoutent le total des délestages et la somme des demandes en instance ou non encore satisfaites. Elle correspond à la demande généralement répertoriée par les sociétés d'électricité.
- La **demande conditionnelle** traduit la demande assujettie à des conditions particulières et relatives notamment à la qualité du courant électrique (harmoniques, fréquence, chutes de tension, interruptions de service, etc.).
- La **demande non exprimée** des zones qui n'ont pas accès à l'électricité du fait de la non disponibilité du réseau à proximité des habitations, d'une insuffisance d'offre de raccordement ou d'un coût prohibitif du raccordement au réseau quand le réseau devient disponible. C'est en général cette demande non exprimée qui recourt à différents moyens illégaux pour accéder à l'électricité (branchements clandestins dans de nombreux quartiers périphériques qui alimentent un trafic de vente illégale d'électricité).
- La **demande supplémentaire induite** représente un niveau de demande plus exigeante et sophistiquée, qui ne peut s'exprimer que si l'offre d'électricité devient compétitive à la fois en termes de prix et de qualité de service. Cette demande correspond, par exemple, aux besoins des industries pour lesquelles le coût d'accès à l'électricité constitue un facteur important de compétitivité. De même la garantie de qualité (tension constante, fréquence stable) et de continuité de la fourniture constituent généralement des éléments importants qui sont pris en compte dans les décisions d'investissement.

Schéma 1 : Explication de l'écart entre la demande répertoriée et la demande potentielle



Source : Commission de l'UEMOA

Le corollaire de toutes ces difficultés liées à l'estimation de la demande est la qualité médiocre des prévisions de son évolution. L'approche méthodologique d'analyse des perspectives d'évolution du marché d'électricité retenue par la Commission de l'UEMOA dans le cadre du rapport demandé par les chefs d'Etat a toutefois contribué à améliorer les choses. Cette méthodologie repose sur une démarche en trois étapes :

- 1°- Construction de scénarii d'évolution de la demande (puissance de pointe en MW) au niveau régional, à partir d'hypothèses de taux de croissance de la demande fondées notamment sur le PIB des Etats membres et le respect de certains objectifs de développement de moyen terme, tels que les OMD⁴. Ainsi d'ici 2030, trois scénarii d'évolution de la demande ont été ainsi envisagés: i) *la demande bridée* (11 235 MW), dans laquelle la croissance annuelle moyenne de la demande se limite à 7% par an en raison d'une offre insuffisante et chère, fournie par un parc vétuste et des opérateurs peu performants, ii) *la demande au fil de l'eau* (25 314 MW), dans laquelle la croissance annuelle moyenne s'élève à 11% grâce à une offre plus importante, mieux organisée et de meilleure qualité, portée notamment par certains pays (Côte d'Ivoire), mais avec une prédominance de contrats inter Etats et bilatéraux, iii) *la demande libérée* (32 047 MW), avec une croissance annuelle moyenne d'au moins 12%, grâce à une offre plus importante et à un coût beaucoup plus compétitif, qui stimule la demande des ménages et l'investissement industriel.
- 2°- Prise en compte de l'incidence (sur l'offre et en termes de puissances additionnelles) des projets d'interconnexion et de production dans les différents pays. Pour faire face à cette demande, 104 projets liés à l'offre sont programmés d'ici 2030 à l'échelle des pays, dans le cadre d'organisations interétatiques (CEB, OMVS, OMVG) et dans le cadre du WAPP (Système d'Echanges d'Energie Electrique de l'Afrique de l'Ouest de la CEDEAO, en français : EEEOA). La mise en œuvre effective de ces projets, en tenant en compte du déclassement des unités de production dont la durée de vie a expiré, permet de doubler le parc électrique de l'UEMOA d'ici 2012 et de le multiplier par 3,3 à horizon 2030.
- 3°- Dresser un bilan chiffré de l'offre et de la demande d'électricité et déterminer le gap en termes de déficit ou d'excédent à court, moyen et long terme. L'ensemble de ces étapes permet de faire des choix stratégiques en termes de solutions d'offre, autrement dit de planifier à long terme.

Encadré 1. Initiative « Africa Infrastructure Country Diagnostic »

Le programme d'étude « Africa Infrastructure Country Diagnostic » (AICD) a été proposé au moment de la création du Consortium pour les Infrastructures en Afrique en 2005 à la suite du sommet du G8 à Gleneagles. Il est piloté par la Banque Mondiale en coordination avec la Banque Africaine de Développement et avec l'agrément du NEPAD. Les travaux en cours, couvrant la quasi-totalité des pays d'Afrique Subsaharienne et comprennent :

- 1) des bases de données thématiques sur les infrastructures pour chacun de ces pays :
 - Des bases de données pays (coûts budgétaires, besoins d'investissements, indicateurs de performance des secteurs)
 - Une metabases de données intégrant toutes les données sur la fourniture de service (enquêtes ménages et entreprises)
- 2) un système d'information géographique combinant les données géoréférencées:
 - Réseaux d'infrastructures
 - Données démographiques et économiques
 - Variables environnementales
- 3) une série de documents de travail sur la base des données

La France contribue à cette initiative à travers un assistant technique placé auprès du secrétariat ICA et une subvention de l'AFD pour les études

⁴ Les hypothèses de demande ont été majorées de 25% afin de tenir compte de la nécessité d'aligner une offre permettant d'assurer une couverture énergétique suffisante. Ce niveau prend en compte le risque d'indisponibilité de groupes de production, très fréquents en Afrique, du fait de leur obsolescence et du non respect des programmes de maintenance des unités de production. Cette méthode constitue un compromis entre les différentes pratiques des sociétés d'électricité.

3. Jouer les synergies régionales et dégager une vision commune

Compte tenu de la rareté des moyens financiers de la plupart des Etats de la Zone franc, l'intérêt de la mise en commun des moyens de planification stratégique apparaît tout à fait évident. Cela est déjà vrai ne serait-ce qu'au simple niveau technique, pour lequel l'adoption d'un seul et même logiciel pour l'ensemble des pays de la Zone Franc devrait conduire à des économies d'échelle et en faciliter le déploiement et la mise en œuvre.

Ainsi, dans le cadre de la mise en place du système de planification énergétique intégrée⁵ par la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement de l'UEMOA en décembre 2001, **la Commission de l'UEMOA a décidé de doter tous les Etats membres d'un Système d'Information Energétique (SIE). La CEMAC a également rejoint ce système, donnant ainsi une dimension régionale à cette initiative.** Ce système est composé de bilans énergétiques réalisés selon les lignes directrices de l'Agence Internationale de l'Énergie (OCDE/AIE) ; d'indicateurs énergétiques permettant la conception et le suivi de la politique énergétique ; d'analyses prospectives répondant, notamment, aux besoins d'information pour la planification des infrastructures. Au niveau national, l'objectif est de renforcer les capacités des Ministères chargés de l'énergie en utilisant le SIE comme un outil d'aide à la décision. Mais le gain d'un tel système apparaît encore plus nettement au niveau régional, puisqu'en agrégeant les SIE nationaux suivant une nomenclature compatible et une méthodologie commune, il devient possible de jeter les bases d'une Politique stratégie énergétique communautaire efficiente.

Or non seulement de nombreux Etats membres disposent de capacités de planification limitées, mais également la plupart d'entre eux ont des réseaux de taille inférieure au seuil d'efficacité voire structurellement insuffisants. Dans un tel contexte, c'est bel et bien l'ensemble de la politique de développement énergétique qui doit être mise en commun, afin d'encourager et développer les synergies et économies d'échelle, seules à même de rendre économiquement compétitive et financièrement viable la production d'énergie. De ce point de vue, le système de planification énergétique de l'UEMOA devrait permettre à l'horizon 2015 de disposer de la quasi-totalité des données des différents Etats membres de l'UEMOA de sorte à établir un diagnostic précis de la situation énergétique de la sous-région. Celui-ci servira ensuite de point de départ à la réalisation d'exercices communs de projection de l'offre et de la demande, indispensables à la définition d'une stratégie énergétique communautaire optimale.

Encadré 2. La vision stratégique de la Commission de l'UEMOA

La 12^{ème} session ordinaire de la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement du 17 janvier 2008 a salué les initiatives prises par la Commission de l'UEMOA pour apporter des réponses appropriées à la crise de l'énergie dans les Etats membres. C'est ainsi qu'elle a exhorté la Commission de l'UEMOA à aller au-delà de la situation d'urgence, pour s'inscrire dans une démarche stratégique permettant de trouver des solutions durables dans un horizon de moyen et long terme, à savoir le renforcement des capacités de production et l'utilisation de sources d'énergie alternatives.

La vision d'avenir 2030 de l'UEMOA porte une ambition forte du secteur de l'électricité qui vise à mettre fin à la longue période de crise du secteur, marquée par la petite taille des systèmes électriques, une production insuffisante et des délestages récurrents, de longues pauses d'investissements ponctuées de solutions coûteuses, peu accessibles et non durables. En quelques mots, cette Vision d'avenir s'exprime par : « En 2030, l'ensemble des citoyens de l'Union accédera à une énergie à bas prix, au sein d'un vaste marché d'échanges d'énergie électrique intégré et harmonisé à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest, produisant une énergie propre et s'appuyant sur un partenariat public-privé dynamique ».

Cette vision est déclinée en une feuille de route et en agenda de mise en œuvre dont les principales étapes sont : (i) rendre l'énergie disponible (période 2008-2012), (ii) réaliser le tournant de l'énergie compétitive (période 2013-2020) et (iii) instituer une offre d'énergie durable (période 2021-2030).

Pour mettre en œuvre la Vision d'avenir 2030, l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable (IRED) – voir une présentation des modalités financière dans la partie 6) va être lancée autour de quatre axes stratégiques : i) développer une offre diversifiée, compétitive et durable ; ii) mettre en place un plan régional de maîtrise de la consommation d'électricité et d'amélioration de l'efficacité énergétique ; iii) accélérer l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest ; iv) et mettre en place un mécanisme dédié de financement du secteur de l'électricité.

⁵ Ce système s'inscrit dans la Politique Energétique Commune adoptée par la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement de l'UEMOA en décembre 2001.

Recommandation 2 ⇒ Mettre en place un cadre institutionnel efficace en diversifiant les acteurs et en assurant une application stricte des règles

Lorsqu'il s'agit de développer la production d'électricité, il n'existe pas de schéma institutionnel permettant de structurer les relations entre l'Etat et les différentes sociétés de production, de transport et de distribution. En revanche, des principes et règles relatives à l'environnement institutionnel doivent être certainement respectés. La question de la propriété du capital et de la nature, publique ou privée, de la société d'électricité, n'est par exemple finalement pas aussi cruciale qu'on l'entend parfois. Certes il est désormais admis qu'il est sous-optimal de concentrer dans une même société publique les fonctions de fourniture d'eau et d'électricité dans la mesure où cela conduit généralement à faire subventionner la branche « eau » par la branche « énergie » ou à rendre difficile l'accès à certains financements. En ce qui concerne le statut des sociétés d'électricité elles-mêmes, les expériences sont diverses. Dans certains cas les entreprises publiques (ESKOM en Afrique du Sud) se montrent aussi performantes que les entreprises privées (AES Sonel au Cameroun), pour peu que des mesures d'assainissement de la société publique soient préalablement mises en œuvre avec suffisamment de rigueur pour assurer son bon fonctionnement. De même, **à condition de mettre en place un environnement sain, un opérateur public et un opérateur privé peuvent coexister de manière bénéfique, tant en termes de production et de couverture du marché**, comme c'est le cas au Cameroun.

De fait, il est vrai que l'ampleur des investissements nécessaires pour augmenter la capacité de production et l'accès à l'électricité dépasse les moyens des entreprises publiques et que de ce point de vue **un recours au capital privé apparaît généralement nécessaire**. C'est pourquoi les réformes des secteurs en réseau dans les pays de la CEMAC et de l'UEMOA à partir des années 90, correspondent dans l'ensemble **au passage d'un schéma traditionnel fondé sur le monopole public national à de nouvelles options institutionnelles** (affermage, concessions, ouverture du capital). Même si des échecs ont été enregistrés (Togo, Mali, Comores), accompagnés parfois du retour à des sociétés publiques (RCA, Congo), ceux-ci démontrent surtout la nécessité de réunir un certain nombre de préalables (à commencer par un environnement sécurisé par un régulateur efficace) afin que l'ouverture du secteur à de nouveaux acteurs entrants s'accompagne effectivement des effets positifs attendus en termes d'investissements, d'augmentation de l'offre d'électricité et de réduction des prix.

Ainsi, pour accompagner l'ouverture à la concurrence dans le secteur énergétique, les pays membres de la Zone franc (à l'exception du Burkina Faso et du Gabon), ont adopté un cadre réglementaire spécifique à ce secteur composé d'une **réglementation (des règles du jeu) et d'une agence de régulation indépendante (un régulateur ou arbitre)**. Ce schéma est celui adopté par les pays développés et émergents, dont les résultats positifs ont déjà été empiriquement confirmés.

Les réformes de privatisations et de la libéralisation menées dans le secteur de l'électricité conduisent à un traitement différencié des trois principaux segments que sont la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. La **distribution et le transport**, qui sont par définition des réseaux assez complexes et des fonctions très lourdes en investissement, ont tendance à rester dans le domaine public. En revanche, la **production** est une activité déjà ouverte dans laquelle la participation des **producteurs d'électricité indépendants (IPP** de l'anglais *Independent Power Producer*) est fréquente. L'introduction de producteurs indépendants d'électricité a en effet plusieurs avantages (cf. Annexe 1) :

- Répartition du risque financier du secteur entre plusieurs opérateurs du fait de la séparation de l'activité de production et distribution
- Mobilisation de financements additionnels, développement des capacités de production d'électricité et in fine amélioration de l'offre d'énergie

Les spécificités géographiques, les déficits énergétiques et le degré de développement de l'environnement des affaires étant différents d'un pays à l'autre, les réformes du secteur de l'électricité doivent être conçues au cas par cas. Toutefois, au regard des expériences menées par les pays membres, il est possible de distinguer des **objectifs communs** : i) augmenter l'investissement (réhabilitation et renouvellement des infrastructures); ii) bénéficier de l'innovation et du savoir-faire des entrants nouveaux acteurs ; iii) améliorer la gestion et le

rapport qualité/prix ; iv) éliminer les déficits financiers des entreprises publiques ; v) améliorer l'offre et la couverture ; vi) optimiser l'utilisation des réseaux (minimiser les gaspillages, pertes et vols).

Un acquis important des réformes du secteur de l'électricité provient de la création de **régulateurs indépendants** (établissements publics dotés d'une personnalité juridique et d'une autonomie financière) dont le rôle est de garantir l'application de la réglementation spécifiquement conçue pour ce secteur et assurer le contrôle et le suivi des activités des opérateurs du secteur. Plus précisément, les pouvoirs et obligations du régulateur sont :

- Surveiller, contrôler et sanctionner (tarif, niveau des prix, qualité de service, exécution des contrats), en réalisant au besoin des audits et des projections financières
- Promouvoir la concurrence et veiller au développement de l'offre d'énergie électrique
- Protéger les intérêts des consommateurs

Indépendamment du nombre et de la qualité des acteurs du secteur de l'électricité, on ne saurait trop insister sur la nécessité d'un régulateur efficace, à la fois fort et équilibré dans l'exercice de ses prérogatives. Ce point est d'ailleurs revenu à maintes reprises dans les discussions du groupe de travail. A cette fin, il convient que le régulateur dispose des moyens financiers lui permettant, d'une part de contrôler et surveiller, et d'autre part, d'éviter sa « capture » par les opérateurs ou l'Etat. Le régulateur, en d'autres termes doit pouvoir assurer ses missions en toute neutralité et indépendance et en luttant contre l'interférence politique et la corruption. A titre d'illustration, au Cameroun, l'efficacité et la performance du régulateur s'expliquent notamment par la sécurisation de ressources propres à hauteur de 1% du chiffre d'affaires de l'opérateur principal.

Recommandation 3 ⇨ Améliorer la rentabilité financière à travers le recouvrement

Pour attirer des investisseurs dans le secteur de l'électricité, il ne suffit pas de sécuriser le cadre institutionnel, il est tout aussi important d'offrir des perspectives de gain et donc d'assurer une certaine rentabilité financière. Or, à l'heure actuelle celle-ci est pénalisée par des problèmes très conséquents de facturation et de recouvrement.

1. Résoudre les problèmes de recouvrement

Les mauvaises performances commerciales et le niveau élevé de la fraude sont en grande partie à l'origine des difficultés financières des sociétés d'électricité. En effet des pertes importantes s'accumulent à différents niveaux du processus de relève / facturation / présentation / recouvrement des factures. En sus d'un recouvrement non exhaustif des factures, des délais généralement très longs (jusqu'à 4 mois dans certains pays) entre les périodes de consommation effective de l'électricité et les dates de facturation des consommations contribuent à déresponsabiliser les comportements des consommateurs. Au-delà de l'incivisme de certains particuliers, il convient toutefois de remarquer qu'en termes de montant, les difficultés de recouvrement des factures publiques, c'est-à-dire adressées aux administrations et aux entreprises publiques, sont souvent celles qui posent le plus de problèmes financiers aux sociétés d'électricité. Dans certains cas, ces difficultés proviennent des termes des contrats eux-mêmes (délais de paiement trop long ou convention avec l'opérateur selon laquelle les consommations sont payables à terme échu selon une périodicité convenue entre les deux parties). Dans d'autres cas, elles proviennent de comportements plus difficilement conciliables avec les bonnes pratiques de gestion (régularisation croisée entre les factures de consommation publique et les transferts aux sociétés publiques de production d'électricité par exemple).

Le **vol d'électricité** (fraude) explique aussi les médiocres performances financières des systèmes d'électricité, particulièrement dans la zone UEMOA. Cette tendance, en nette augmentation dans tous les pays, est exacerbée par des prix élevés de l'électricité. Les experts estiment que 15 % de l'énergie non facturée est liée au vol de l'énergie. Les délais et le coût élevé du raccordement, notamment pour les clients des zones périurbaines pauvres, provoque un phénomène de trafic de l'électricité et le développement de branchements clandestins. Bien souvent un abonné « tire » le courant vers des voisins en échange d'un prix au kWh deux fois plus cher que celui payé au fournisseur d'électricité (140 FCFA/kWh contre 70 FCFA/kWh à Brazzaville), ce qui prolonge le constat que les difficultés d'accès à l'électricité et les surcoûts vont

décidemment de paier et se renforcent mutuellement. En outre, la vétusté du réseau de distribution ne permet pas de sécuriser les installations et le système de comptage chez les clients. En 2006, le Mali a estimé les pertes liées au vol d'électricité à plus de 7 Mds FCFA.

Pour surmonter ces difficultés, les pays membres ont généralement recours à des **équipes de contrôle**. Par exemple, au Gabon et au Cameroun les pertes décelées avant le contrôle sont généralement imputées aux clients. Par contre, les pertes intervenues après le contrôle, du fait des trous ou du sectionnement du système de canalisation, sont subies inéluctablement par l'opérateur. Mais une critique souvent avancée aux équipes de contrôle est leur faible fiabilité. En effet, il s'agit d'employés rémunérés faiblement et facilement influencés par les consommateurs (ménages et industriels).

2. Un système innovant et prometteur : les compteurs à prépaiement

Le système du compteur à prépaiement est une solution innovante dans laquelle le consommateur doit au préalable à toute consommation payer un montant forfaitaire (correspondant à la consommation d'une quantité donnée d'électricité) afin d'activer la charge dans le compteur. Les « distributeurs » ou « fournisseurs d'énergie » qui vendent les compteurs sont réglementés par la loi. Ce système est assez proche des cartes prépayées pour les téléphones portables et a été rapidement adopté par les populations. Son usage est déjà relativement répandu, par exemple entre 30% et 40% des abonnés au Togo. Le Sénégal a investi plus de 300 M FCFA pour couvrir plus de 50% des abonnés à Dakar. Le Mali a introduit 5000 compteurs en janvier 2009 pour tester le concept. Au Gabon, il a un tel succès que des longues files d'attente se forment devant les guichets de l'opérateur. En creux, un tel succès met aussi en évidence les progrès qui restent à faire pour faciliter le système de paiement et sécuriser les relations contractuelles entre les consommateurs et les sociétés d'électricité. Pour autant, dans le contexte actuel, il ne faut pas en négliger les avantages : d'une part il permet en effet aux clients de mieux gérer leur consommation tout en ayant accès au service et d'autre part il simplifie grandement la question du recouvrement, pour un coût de gestion finalement modeste. De ce point de vue il s'agit sans aucun doute d'une solution qu'il convient de continuer à développer et à généraliser.

Encadré 3. Le système de tarification du Gabon

Le système de tarification actuellement en vigueur au Gabon distingue deux catégories d'usagers : les « abonnés normaux » (qui se voient appliquer le tarif de 85 FCFA/kWh HT) et les « abonnés sociaux », qui sont partiellement pris en charge par l'Etat. Cette seconde catégorie est réservée aux ménages à ressources modestes à l'exclusion de tout usage artisanal ou commercial et qui bénéficient de tarifs spéciaux sous un certain seuil de consommation. Ainsi le tarif social d'électricité S1 (43 FCFA/kWh HT) est plafonné à 120 kWh/mois et le tarif S2 (70 FCFA/kWh HT) est plafonné à 240 kWh/mois. L'application de ces tarifs cesse à titre définitif et de façon irréversible dès que la consommation plafond est dépassée durant 3 mois consécutifs.

Le montant mensuel maximum pris en charge par l'Etat est égal au montant dont l'abonné est redevable au titre de ses consommations au tarif social, constitué de la redevance de location et d'entretien du compteur (264 FCFA HT pour un compteur monophasé) ; du produit de la consommation par le prix unitaire de l'électricité (S1 ou S2) ; et des taxes et contributions grevant les deux éléments précités (TVA au taux de 18%, sur une base réduite de 50%).

Cette prise en charge se traduit par une subvention de l'Etat versée à la Société d'énergie et d'eau du Gabon (SEEG) selon les modalités suivantes :

- Avant le début de chaque trimestre, au moyen d'un versement égal au montant prévisionnel de l'ensemble des prises en charge pour les trois mois à venir, estimé à 1 800 M FCFA.
- Après la fin de chaque trimestre, sur présentation du décompte, au moyen d'un versement de régularisation égal à la différence positive entre le montant effectif des prises en charge au titre des trois mois écoulés et l'avance consentie pour la même période

Les prix évoqués sont fournis à titre illustratif et correspondent au tarif social à la date du quatrième trimestre 2008. Ces prix, conformément aux termes de la convention de concession établie entre l'Etat et la SEEG, faisant l'objet d'une actualisation trimestrielle et étant par ailleurs susceptibles d'être révisés, le montant effectivement pris en charge par l'Etat au titre des présentes sera basé sur le tarif social en vigueur pour la période considérée.

Recommandation 4 ⇒ Maîtriser l'évolution de la demande et améliorer l'efficacité des systèmes électriques

Corollaire trop souvent négligé du déficit d'offre, la maîtrise de la demande et l'amélioration de l'efficacité globale du système de production/distribution de l'offre peuvent être à la source d'économies considérables. En termes de rentabilité économique et financière, investir l'argent public pour améliorer l'efficacité énergétique de l'économie pour une demande donnée (en développant les économies d'énergie et diverses mesures de conservation d'énergie pour réduire le niveau structurel de consommation) ou pour une offre donnée (en augmentant la performance de la production d'électricité et du réseau de distribution) pourrait sans doute procurer des gains comparables, voire parfois supérieurs à l'investissement dans le développement d'une offre additionnelle.

A titre d'illustration, il peut être considéré comme choquant d'évoquer un déficit d'offre important criant sachant qu'à l'heure actuelle les systèmes électriques ne peuvent pas être exploités dans leur totalité à pleine capacité. Dans la CEMAC, l'exploitation des systèmes se situe entre 30% (RCA, Tchad) et 70% (Gabon) des puissances installées en raison de la vétusté des équipements de production. Dans l'UEMOA, l'exploitation des systèmes d'électricité les plus faibles sont enregistrées en Guinée Bissau, au Mali, en Côte d'Ivoire (77%) et au Sénégal (78%). Le Bénin (82%), le Togo (82%), le Niger (84%) et le Burkina Faso (84%) ont une meilleure situation du fait de la petite taille de leur réseau de distribution électrique et du faible niveau d'interconnexion du réseau caractérisé par des centres isolés où l'électricité est produite et distribuée sur place (cf. Annexe 2). Dans ce contexte, il est clair que la maintenance et l'efficacité technique présentent une rentabilité apparente tout à fait conséquente, qui devrait conduire à en faire une priorité.

S'agissant de la maîtrise de la demande, une **fiscalité discriminante favorisant l'utilisation d'équipements à basse consommation**, notamment dans les villes, pourrait avoir un impact tout à fait significatif. Il s'agit donc, par exemple, d'ajuster la TVA sur les produits électroménagers et les systèmes de ventilation et de climatisation peu consommateurs d'énergie afin d'encourager leur utilisation. En outre, **une fiscalité progressive** pourrait aider à maîtriser la demande d'électricité. En effet, dans certains pays les compteurs sont défectueux et la facturation se fait « au forfait », ce qui n'incite pas les abonnés à faire des économies dans la mesure où le prix payé ne varie pas en fonction de la quantité d'électricité consommée. Là encore, la comparaison entre le manque à gagner fiscal et le gain économique et financier, pour peu qu'elle soit réalisée, devrait conduire à étendre et généraliser ce type de mesures, a fortiori s'il est tenu compte des gains de long terme associés.

Une illustration à la fois populaire et significative des économies possibles consiste en la généralisation des **ampoules à basse consommation**, qui bien que largement utilisées en Europe restent encore peu connues en Afrique. Le Sénégal, pionnier dans la popularisation de cette technologie, compte installer 500 000 lampes à basse consommation de 15 Watts dans la banlieue dakaroise et de 50 000 autres lampes pour les lieux de culte (mosquées, églises) sur tout le territoire national en 2009. Le coût unitaire des lampes est de 1500 FCFA et les économies attendues se chiffrent à une baisse de 3 500 FCFA sur la facture bimestrielle du client moyen pour un investissement initial de 7 500 FCFA (5 lampes en moyenne par foyer) et à une économie de 101 GWh sur la production annuelle de l'opérateur SENELEC.

Cette promotion d'équipements basse consommation implique, en particulier en milieu rural, une **évolution du métier de l'opérateur** au-delà de la vente de kWh : conseil au client et apport de solutions de financement (en lien avec des organismes de microfinance ou préfinancement des équipements ensuite amortis sur les factures). Tous les aspects de maîtrise de la demande devraient ainsi être intégrés dans les programmes d'accès (choix des solutions techniques, tarification et équipements efficaces).

Par ailleurs, des actions d'urgence sur la demande (telles que l'optimisation des plans de délestage et la lutte contre les principales sources de gaspillage) représentent un potentiel important de gains économiques la plupart du temps inexploité.

Enfin, à plus long terme, la croissance économique ne peut reposer sur des **filières énergivores** (type aluminium) non compétitives dans des contextes énergétiques contraints. L'intensité énergétique et

notamment carbone de la croissance est donc un aspect déterminant de la compétitivité des pays africains et de la durabilité de cette croissance.

Recommandation 5 ⇒ Attirer l'investissement privé par des incitations financières équilibrées

La mobilisation de financement privé nécessaire au développement de l'offre énergétique ne dépend pas uniquement de la sécurité juridique et plus largement de l'environnement affaires, facteur commun à l'attraction de l'investissement sous toutes ses formes. Comme dans d'autres secteurs économiques, **elle dépend de la solvabilité du marché de consommation et des perspectives de rentabilité financière**. Ceci suppose une attention accrue de la part des gouvernements et des régulateurs aux conditions financières de ces investissements ainsi qu'à leur environnement institutionnel et réglementaire. Sur cette question, il n'existe pas d'équation universelle permettant de concilier et d'équilibrer les droits et devoirs des pouvoirs publics ainsi que ceux des entreprises privées, tout au plus des principes et guides d'action que le groupe de travail a jugé utile de rappeler.

1. Proposer des conditions financières suffisamment attractives

Parmi les différentes conditions financières qui pourraient rendre le secteur de l'électricité attractif aux investissements, se trouve **le choix d'un régime de prix, qui logiquement est fortement lié à la rentabilité des projets**. Les deux régimes les plus connus sont le price-cap et la régulation par le taux de rendement (cost-plus). Le choix du régime de prix dépend du risque commercial et des importants montants d'investissements nécessaires pour rentrer dans le secteur de l'électricité. **Une planification appropriée devrait permettre aux gouvernements d'évaluer leurs besoins énergétiques et la demande potentielle de sorte à négocier correctement avec les opérateurs leur grille tarifaire et le niveau d'investissement**.

Tableau 1. Avantages et inconvénients des régimes de tarification

| Régime | Avantage | Inconvénient |
|--|--|--|
| Price-cap : les prix maximum pour un panier de services sont fixés sur une période de 3 à 5 ans selon une formule tenant compte de l'inflation future et des gains de productivité anticipés. | Les opérateurs sont incités à l'efficacité (minimisation des coûts pour augmenter leur marge) | Les opérateurs restent entièrement exposés au risque, ce qui peut réduire leur appétit à accroître leur investissement |
| Cost-plus : les prix sont ajustés de manière à couvrir le coût du capital plus une marge pour l'investisseur. | Les investisseurs sont protégés contre le risque commercial lié à l'incertitude sur la demande | Les opérateurs ne sont pas incités à réduire leurs coûts et peuvent ainsi être tentés de surinvestir |

2. Définir précisément les engagements de l'Etat et des opérateurs privés

Compte tenu des complexités techniques et des incertitudes qui caractérisent le secteur de l'électricité des pays de la Zone franc, un aspect insuffisamment souligné des difficultés de ce secteur tient au manque de respect des engagements pris par chacune des parties. Un tel problème relève pour partie des questions plus générales d'environnement des affaires et de qualité d'accueil et d'attractivité vis-à-vis des investissements étrangers, qui ne sont l'objet du présent rapport. Toutefois une partie de la solution tient également à une meilleure définition et contractualisation de ces engagements et surtout à des modalités de supervision, domaine dans lequel intervient le régulateur, dont l'importance a déjà été précédemment rappelée.

Cette définition des engagements permettra de réduire le risque de sous-investissement de la part des nouveaux opérateurs et de résoudre un des points faibles de la relation entre nouveaux opérateurs et l'Etat. En effet, un sujet de discordance entre l'Etat et les opérateurs tient au rythme des nouveaux investissements. Pour les opérateurs, les dépenses d'entretien et de maintenance des infrastructures sont souvent considérées comme des investissements alors que pour les Etats elles devraient être assimilées à des coûts fixes. Par exemple, au Gabon, un opérateur privé n'aurait pas réalisé les investissements nécessaires portant sur

l'extension des réseaux de distribution d'électricité conduisant ainsi à une rupture du contrat. Ainsi, **la définition des investissements, en termes de montants, de périodicité et d'objectifs, à réaliser par l'opérateur doit faire partie de la négociation du contrat.**

S'agissant des engagements de l'Etat, les experts estiment qu'il est de la responsabilité de l'Etat d'assurer une rentabilité suffisante de l'exploitation. A cette fin, il est généralement nécessaire, a fortiori pour les projets de grande envergure qu'aucun opérateur privé ne pourrait réaliser seul, que l'Etat offre de partager les risques et les coûts initiaux des projets d'investissement. La production peut être déléguée, totalement (centrales thermiques) ou en partie (c'est souvent le cas des barrages) à des entreprises privées mais le développement des réseaux de distribution pourraient alors être assuré par les Etats de sorte à encourager l'entrée de nouveaux acteurs dans le secteur de l'électricité.

Encadré 4. PASER : programme appui à la mise en place de concession d'électrification rurale au Sénégal

La démarche d'électrification rurale au Sénégal repose sur la création d'une agence spécifique, l'Agence Sénégalaise pour l'Electrification Rurale (ASER). Celle-ci met en œuvre le PASER : programme d'accès aux services d'électricité en zone rurale. Le PASER organise l'accès au service sur tout le territoire national à travers 12 concessions d'électrification rurale attribuées par appel d'offre aux opérateurs privés qui s'engagent à servir le plus grand nombre d'utilisateurs sur la base d'une subvention publique et de tarifs fixes. Ces opérateurs peuvent recourir aux technologies de leur choix (mini réseaux, kits photovoltaïques). L'AFD a apporté son soutien à l'ASER via une subvention de 8 M€ (coût du projet de 12 M€) pour l'une de ces concessions d'électrification rurale (Kaffrine-Tambacounda- Kedougou). Une première concession, qui a bénéficié de financement de la Banque mondiale, a été octroyée à l'ONE (Office nationale d'Electricité du Maroc) qui en sera l'opérateur.

Recommandation 6 ⇒ Promouvoir des solutions financières innovantes

a) Les marchés régionaux d'électricité

Le potentiel énergétique des pays de la Zone franc pourrait être maximisé avec **la création de marchés régionaux hydroélectriques et gaziers afin d'encadrer des échanges d'énergie électrique et d'encourager l'interconnexion des réseaux de la zone.** C'est ainsi que le Pool Energétique d'Afrique de l'Ouest (WAPP) et le Pool Energétique de l'Afrique Centrale (PEAC) devraient être renforcés. D'autres projets de ce type sont initiés par les partenaires au développement (BAD, Banque Mondiale, Union Européenne).

b) Le Fonds de Développement Electricité de l'UEMOA

Afin d'assurer rapidement la mise en place du programme d'urgence, tel que défini dans son Initiative régionale pour l'énergie durable (IREED, cf. encadré 4), les chefs d'Etat de l'UEMOA ont décidé la mise en place d'un Fonds de Développement Electricité (FDE). Ce fonds, constitué de ressources concessionnelles, sera géré par la BOAD. D'un montant de 500 Mds FCFA, il fera l'objet d'une dotation immédiate de 250 Mds FCFA à partir de ressources internes à l'Union. Les 250 Mds FCFA restant feront l'objet d'une table ronde de bailleurs de fonds. Le FDE financera la restructuration, le programme d'urgence et les projets à moyen et long termes. Par ailleurs, il appuiera l'accompagnement à la création et au financement de sociétés de services énergétiques devant intervenir principalement dans la mise en œuvre des projets d'efficacité énergétique. et la diffusion de systèmes décentralisés utilisant les énergies renouvelables.

c) Le Fonds Infrastructures de l'UEMOA

L'UEMOA a décidé de créer le Fonds d'investissement privé dédié aux infrastructures énergétiques de sorte à financer les capacités nécessaires pour atteindre ses objectifs en matière de développement de l'offre énergétique d'ici 2030 (cf. encadré 4). Le fonds est abondé à hauteur de 5% par le FDE et de 95% par des partenaires privés (personnes physiques et morales). A but lucratif, il intervient essentiellement selon les

termes et conditions du marché. Les partenaires privés apportent à la fois des ressources financières et du savoir faire en matière de gouvernance d'entreprise. Leur ambition sera, notamment, d'amener les entreprises dans lesquelles ils investissent à se faire coter en bourse. Le fonds interviendrait en garantie, prêts seniors, prêts subordonnés (quasi capital). Il interviendrait aussi en participation dans les compagnies d'électricité, les entreprises d'électricité créées dans le cadre de communautés électriques telles que l'OMVS, la CEB, l'OMVG, ainsi que dans des fonds thématiques.

d) Rôle potentiel des bailleurs internationaux dans une perspective de développement propre

Il y a aujourd'hui une réelle prise de conscience du lien entre changement climatique, notamment via son volet énergétique, et le développement économique (y compris les aspects liés à la réduction de la pauvreté) dans les institutions de développement. Le déploiement de technologies propres est ainsi devenu une priorité de la Banque mondiale, dans le cadre du lancement de son initiative climatique, notamment au travers du **Clean Technology Fund**, initiative concernant les pays fortement émetteurs en gaz à effet de serre ou des régions ayant un potentiel d'atténuation manifeste. **Elle pourrait le cas échéant constituer une des sources de financement potentielles pour les pays de la zone franc dès lors qu'ils développeraient une initiative régionale.**

Plus généralement, l'Afrique dispose actuellement d'une part minime des projets dans le cadre du **Mécanisme pour un Développement Propre (MDP)** (sur 3 700 projets financés dans le cadre du MDP, seuls 27 projets africains ont été choisis au 1^{er} Septembre 2008). Cette situation pourrait toutefois évoluer largement, l'Afrique bénéficiant d'un fort potentiel de développement de projets MDP et s'appuyant notamment sur un rapport de la Banque Mondiale de septembre 2008. Selon les experts réunis au premier Forum Africain du carbone (septembre 2008), plusieurs secteurs présentent un potentiel intéressant : les projets d'agriculture et de foresterie notamment pourraient ainsi avoir, en tant que puits de carbone, un impact majeur en matière d'émissions de gaz à effet de serre. Quelques barrières à l'exploitation de ce potentiel ont ainsi été identifiées en particulier le manque de savoir faire dans le montage de projets, les difficultés institutionnelles et le manque de financements. Quelques pistes d'amélioration peuvent être dessinées : le développement de cadres de régulation adéquats, la mise en œuvre de politiques appropriées pour surmonter les goulots d'étranglement liés en particulier aux procédures institutionnelles et aux difficultés techniques, le développement de programmes de renforcement de capacités et la mise à disposition de financement via la création en particulier de fonds carbone disponibles pour l'après 2012 : **Forest Carbon Partnership Facility** et **Carbon Partnership Facility** de la Banque mondiale.

e) Des financements mixtes prêts concessionnel et dons pour le développement de l'énergie renouvelable

La nécessaire diversification du mix énergétique, via la réduction de la dépendance aux hydrocarbures, poursuit un double objectif de résilience macroéconomique aux chocs externes de volatilité des prix et de lutte contre le réchauffement climatique. **Cette diversification impose de sortir du modèle de production thermique centralisé.**

Il s'agit d'une part de promouvoir, au-delà du petit projet pilote local, l'énergie renouvelable proche des lieux de disponibilité d'énergie primaire renouvelable (petite hydro, biomasse, etc.) et connectée ou non au réseau. Des filières comme la **bioélectricité en lien avec les agro-industries existantes** pourraient offrir un potentiel intéressant. Pour cela, un **financement mixte** prêts concessionnel (pour la production) et dons (pour l'extension des réseaux et l'assistance technique pour l'organisation et le renforcement de capacités des acteurs) s'avère utile. Plusieurs Etats de la zone mènent une réflexion sur l'évolution du cadre réglementaire pour attirer les investisseurs privés dans la production indépendante d'énergie, notamment renouvelable.

Ce model décentralisé et de proximité devrait, bien entendu, être renforcé par la **production centralisée renouvelable**. En effet, seulement 7% du potentiel solaire de grande puissance et de la géothermie sont exploités en Afrique.

Encadré 5. L'initiative régionale pour l'énergie durable (IRED)

Pour apporter une réponse à la crise énergétique, l'UEMOA a financé la réalisation d'une étude qui, sur la base d'un diagnostic, a fait des propositions pour la mise en œuvre d'une Initiative régionale pour l'énergie durable (IRED). La vision de l'UEMOA veut, qu'en 2030, l'ensemble des citoyens de l'UEMOA accèdent à une énergie à bas prix, au sein d'un vaste marché d'échanges d'énergie électrique intégré et harmonisé à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest. Ce marché régional produirait une énergie propre et s'appuierait sur un partenariat public-privé dynamique. La mise en œuvre de cette vision est basée sur une dynamique régionale à travers l'IRED qui comprend quatre axes stratégiques :

- développer une offre diversifiée, compétitive et durable par la résorption du déficit à travers : (i) la mise en place d'un vaste programme régional d'économie d'énergie (efficacité énergétique) ; (ii) le développement d'une filière régionale, concurrentielle, d'approvisionnement en produits pétroliers ; et (iii) l'augmentation de la part des sources d'énergie renouvelable durables et compétitives dans le mix énergétique ;
- mettre en place un plan régional de maîtrise de la consommation d'énergie électrique par la généralisation des mesures d'efficacité énergétique dans l'éclairage, l'industrie, les bâtiments et édifices publics ;
- accélérer l'émergence du marché régional d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest permettant de mutualiser les ressources énergétiques et attirer les investisseurs notamment les IPP ;
- mettre en place un mécanisme d'accompagnement de la stratégie et de financement du secteur de l'électricité à travers : (i) une restructuration opérationnelle des opérateurs d'électricité ; (ii) le financement du programme à court terme ; et (iii) la création d'un environnement propice aux investisseurs privés pour financer les programmes prioritaires issus des stratégies sur les moyen et long termes.

Les besoins de financement liés à la mise en œuvre du programme ressortent à environ 15 000 - 20 000 Mds FCFA. La composante à court terme du programme (2009-2012) vise la résorption du déficit actuel ; elle comprend un volet d'urgence destiné notamment à accélérer la mise en œuvre des projets en cours et à améliorer les réseaux existants. Il est également proposé, dans le cadre de cette composante à court terme, le lancement de projets régionaux additionnels ou d'extension, susceptibles de réduire les déficits d'ici 2012. Le coût du programme d'urgence est estimé à 500 Mds FCFA (7,6 M €).

Annexe 1. Les différentes configurations organisationnelles encadrant les relations entre l'Etat et les opérateurs privés

Les contrats entre l'Etat et les entreprises publiques et privées peuvent obéir à différentes configurations, en fonction des caractéristiques du secteur (étendue des infrastructures, niveau d'investissements) et de l'étape de la chaîne de production qu'ils encadrent (Cf. schéma 1). Dans le détail, on peut distinguer :

a. Les sociétés de patrimoine et contrats d'affermage

Dans le cadre de l'affermage, l'Etat confie à la société de patrimoine (publique) la gestion et la maintenance de l'ensemble ou d'une partie des infrastructures (barrages de production, barrages de régulation, lignes de transport). Si la société de patrimoine assure la production, elle doit également garantir la maintenance des infrastructures. La société de patrimoine est rémunérée en fonction du coût d'électricité vendue, du coût de transport d'énergie ou du coût de l'utilisation de l'eau.

Parallèlement, le fermier (société privée) assure, sur la base d'un contrat d'affermage avec la société de patrimoine, la distribution d'énergie et/ou l'exploitation des ouvrages et/ou le transport d'énergie. Si le fermier assure uniquement la distribution, la production peut être confiée à un IPP et le transport à un opérateur distinct (TSO de l'anglais *Transmission Sector Operator*).

b. Les contrats de concession et les licences

Les contrats de concession peuvent s'appliquer à chacun des segments : i) production⁶ ; ii) distribution ; iii) transport d'énergie. Le contrat de concession doit respecter la réglementation nationale en vigueur, refléter la vision stratégique de développement du secteur et préciser :

- Les engagements pris par l'opérateur privé dans le cadre du programme d'investissement (en précisant le coût et surtout le calendrier des investissements à réaliser par l'opérateur) ;
- Le prix de revient de l'électricité vendue, les mécanismes tarifaires et l'impact du tarif prévu sur le consommateur ;
- Les obligations de l'Etat et garanties, les droits octroyés à l'opérateur et les sanctions prévues en cas de non respect des obligations de l'opérateur.

Les opérateurs publics ou privés qui assurent la construction des infrastructures pour la production d'électricité doivent disposer d'une « **licence de production** » et d'une « **licence de vente** » lorsqu'il s'agit de la vente d'électricité. Ces licences sont octroyées par le Ministre en charge de l'énergie et par le régulateur.

Les concessions peuvent aussi prendre la forme d'un **partenariat public privé** (PPP) dans lequel l'Etat confie à l'IPP la responsabilité de l'investissement et de l'exploitation commerciale de l'infrastructure pendant la durée de la concession. L'usager (le consommateur) paye l'utilisation de l'infrastructure et, en cas de limitation du prix payé par le consommateur, l'Etat apporte une subvention. En charge de l'exploitation, le concessionnaire prend le risque commercial de l'infrastructure. La durée du contrat est définie en tenant compte entre autres de l'amortissement des investissements que le concessionnaire va réaliser.

Enfin, si les IPP doivent réaliser les investissements à partir de leurs ressources propres, ils peuvent aussi utiliser les contrats **BOT** (de l'anglais *Build, Operate and Transfer*) et **BOO** (de l'anglais *Build Own Operate*). Les BOT transfèrent à l'Etat (ou confient à une personne morale de droit public) les infrastructures à la fin du contrat, alors que les BOO sont propriétaires des infrastructures et exercent sous une licence de production. A la fin du contrat, soit la licence est renouvelée, soit l'opérateur est indemnisé moyennant la valeur résiduelle de l'investissement. Dans ce cas l'Etat devient propriétaire de la centrale.

⁶ Généralement, les contrats de concession de production ne concernent que les sites hydroélectriques dans la mesure où les opérateurs privés sont le plus souvent propriétaires des infrastructures thermiques.

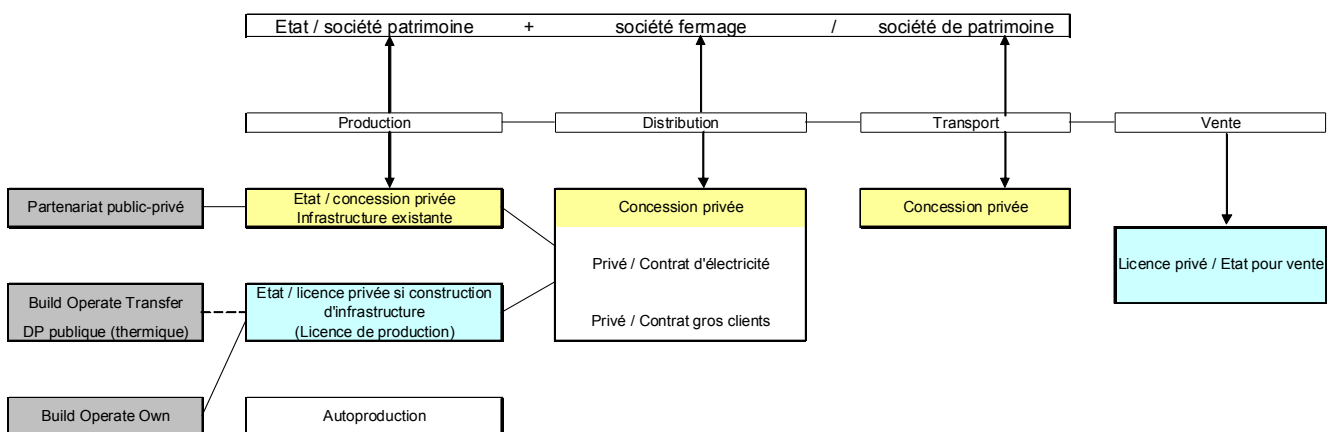
S'agissant de la **distribution**, les IPP concluent un contrat d'achat d'électricité avec le distributeur ou des contrats directs avec certains clients importants (industriels, gros consommateurs). Dans le premier cas, il s'agit d'un contrat de 20 à 25 ans avec la société de distribution qui achète la totalité d'énergie produite. Dans le second cas, le contrat conclu avec la société de distribution concerne uniquement les clients ayant une capacité supérieure à un certain seuil (généralement 1 MW).

c. L'autoproduction

Les industriels ayant besoin d'une électricité fiable et de qualité peuvent parfois décider d'autoproduire l'énergie qui leur est nécessaire. Bien que dans certains pays (par exemple la RCA) les autoproducteurs puissent revendre leur surplus de production, l'enjeu pour les Etats est de créer une synergie entre ces initiatives pour essayer de profiter des économies d'échelle. Pour cela, l'Etat ou le régulateur doit :

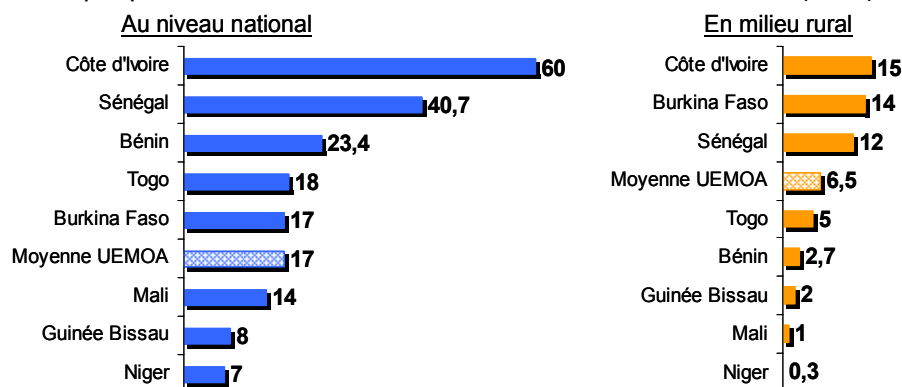
- Identifier l'ensemble des métiers pour lesquels, l'autoproduction est envisagée
- Identifier les zones non connectées par le réseau électrique
- Mettre en place une fiscalité incitative pour l'acquisition des inputs (diesel, fuel oil) nécessaires à l'autoproduction, afin de réduire les coûts de production qui sont élevés (cas des exploitants forestiers)
- Préciser les activités éligibles et les conditions pour exercer l'autoproduction (réglementation)
- Récupérer systématiquement l'autoproduction qui résulte du process industriel (cas des industries chimiques du Sénégal) ou du traitement des résidus (cas des industries agroalimentaires).

Schéma 1. Formes d'organisation pour encadrer la participation des opérateurs privés dans le secteur de l'électricité



Annexe 2. Quelques données chiffrées

Graphique 1. Taux d'accès à l'électricité dans l'UEMOA en 2005 (en %)

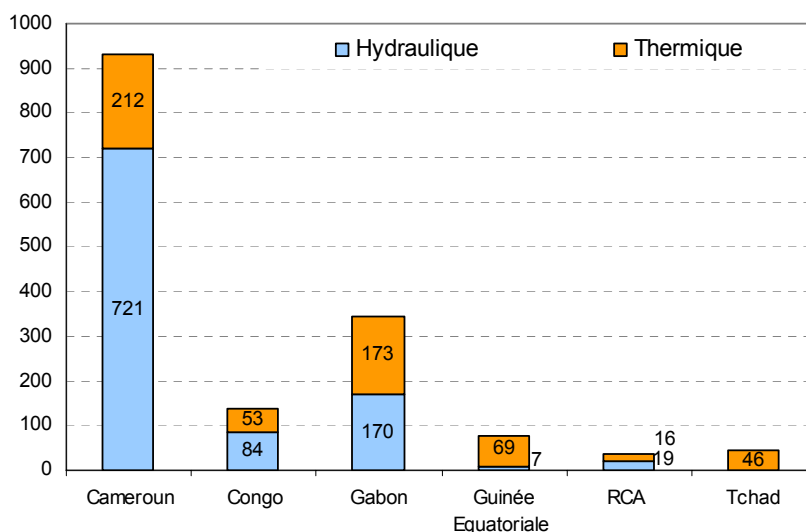


Sources : BCEAO, Perspectives économiques des États de l'UEMOA en 2007

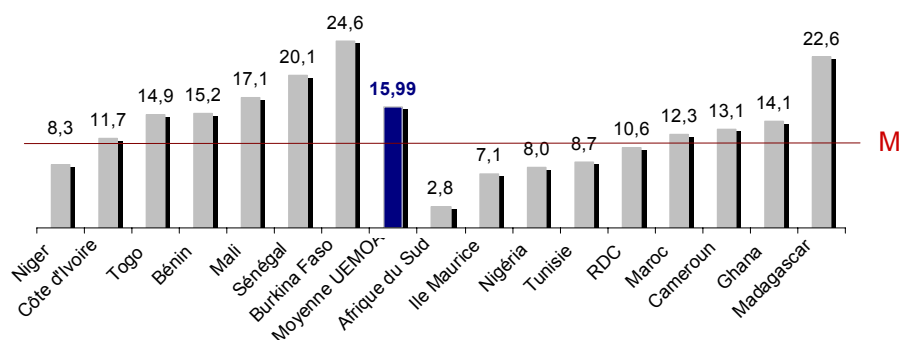
Tableau 1. Puissance totale installée dans les pays de la zone CEMAC (MW, 2008)

| | Cameroun | | Congo | | Gabon | | Guinée Eq. | | RCA | | Tchad | | CEMAC | |
|--------------------|----------|-----|-------|-----|-------|-----|------------|-----|-----|-----|-------|-----|-------|-----|
| | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % |
| Hydraulique | 721 | 77 | 84 | 61 | 170 | 49 | 7 | 9 | 19 | 56 | 0 | 0 | 1001 | 64 |
| Thermique | 212 | 23 | 53 | 39 | 173 | 51 | 69 | 91 | 16 | 44 | 46 | 100 | 569 | 36 |
| Total | 933 | 100 | 137 | 100 | 343 | 100 | 76 | 100 | 35 | 100 | 46 | 100 | 1570 | 100 |

Source : ME de Yaoundé

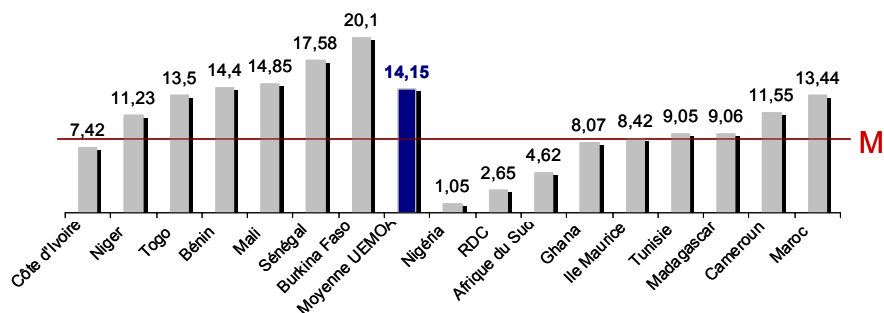


Graphique 2. Comparaison des tarifs d'électricité moyenne tension appliqués en Afrique (en cents US/kWh)



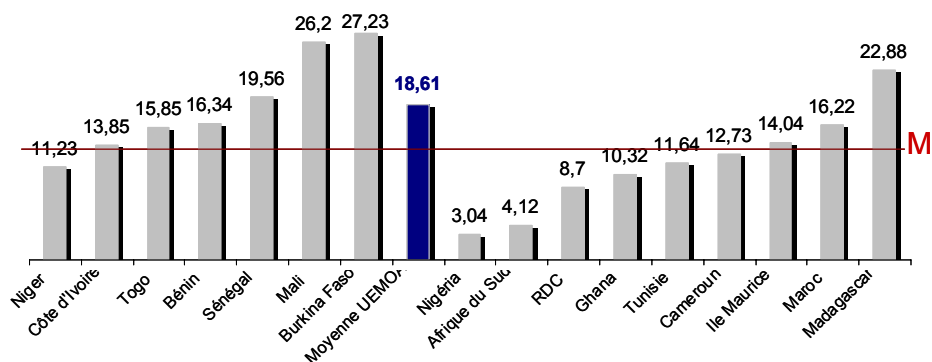
Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

Graphique 3. Comparaison des tarifs d'électricité à usage social appliqués en Afrique (en cents US/kWh)



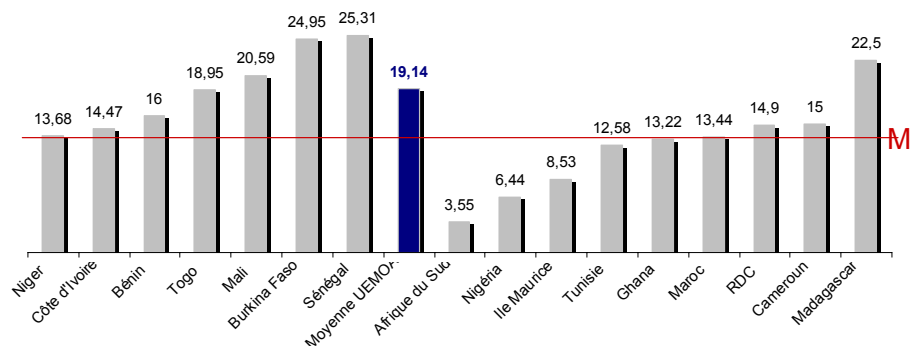
Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

Graphique 4. Comparaison des tarifs d'électricité usage domestique triphasé appliqués en Afrique (en cents US/kWh)



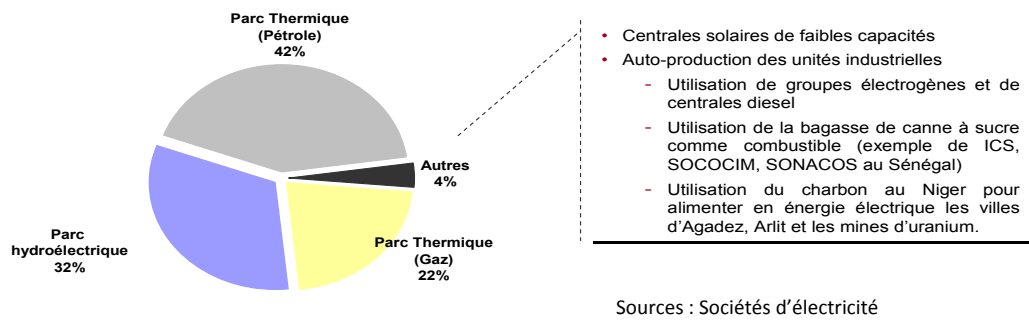
Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

Graphique 5. Comparaison des tarifs d'électricité Semi industriel et Force motrice appliqués en Afrique (en cents US/kWh)

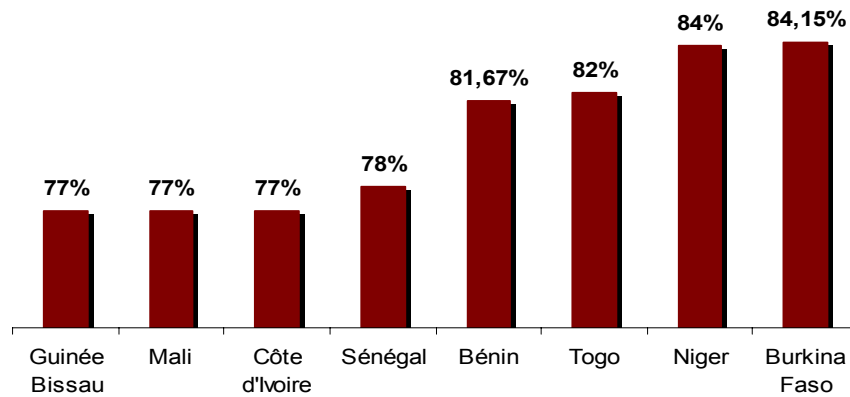


Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

Graphique 6. Structure du parc de production d'électricité dans l'UEMOA en 2006 (Puissances installées)



Graphique 7. Exploitation globale des systèmes électriques (en %)



Graphique 8. Corrélation du PIB/habitant et le prix du kWh

