

document de travail

Avril 2012

122

Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : retours d'expérience et approches innovantes

Anjali Shanker (IED) avec les contributions de Patrick Clément (Axenne), Daniel Tapin et Martin Buchsenschutz (Nodalis Conseil)

Contact : Valérie Reboud, département Technique opérationnel, division Environnement et Equipement (reboudv@afd.fr)

Département de la Recherche

Agence Française de Développement 5 rue Roland Barthes
Direction de la Stratégie 75012 Paris - France
Département de la Recherche www.afd.fr



Avertissement

Les analyses et conclusions de ce document sont formulées sous la responsabilité de son auteur. Elles ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'AFD ou des institutions partenaires.

Directeur de la publication : Dov ZERAH

Directeur de la rédaction : Robert PECCOUD

ISSN : 1958-539X

Dépôt légal : 2^{ème} trimestre 2012.

Mise en page : Eric Thauvin

Remerciements

La présente étude a été réalisée pour l'Agence Française de Développement (AFD) par le consortium Innovation énergie développement (IED), Axenne et Nodalis Conseil.

Ce document a été rédigé par Anjali Shanker, directrice générale déléguée (IED) avec les contributions de Patrick Clément (Axenne), Daniel Tapin et Martin Buchsenschutz (Nodalis Conseil). Le rédacteur tient à remercier tous ceux qui ont contribué à ce travail, et en particulier Valérie Reboud, Christian de Gromard, Laurence Breton-Moyet et Carl Bernadac (AFD), ainsi que Denis Rambaud-Méasson (IED).

Un comité de pilotage s'est réuni à plusieurs reprises ; ses apports, lors de séances de travail, ont permis d'élaborer la substance de ce texte. Nous tenons donc à remercier tous les membres pour leurs précieuses contributions : l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), Electricité de France (EDF), Electriciens sans frontières (ESF), l'Ecole nationale des ponts et chaussées, la fondation Energie pour le monde, et Total énergies renouvelables.

Sommaire

	Résumé exécutif	7
	Introduction	17
<hr/>		
1	L'accès aux services électriques en Afrique subsaharienne : enjeux et approche methodologique	21
1.1	Des infrastructures et des systèmes électriques insuffisants pour sous tendre un développement économique et social durable : les défis à relever	21
1.2	Systématiser une vision et une planification opérationnelle globale : l'accès pour quoi faire, et avec quels moyens ?	27
1.3	Analyse et enseignements des impacts des programmes passés	29
1.4	Des dynamiques d'accès impactées par les réformes sectorielles	34
1.5	Etablir des prérogatives claires pour chacun des acteurs	37
<hr/>		
2	Un <i>continuum</i> de solutions technico-économiques et organisationnelles	45
2.1	Cadrage technico-économique	45
2.2	Des solutions techniques complémentaires au réseau interconnecté	53
2.3	Distribution et gestion clientèle : des marges de manœuvre importantes	67
<hr/>		
3	Un besoin de financements structurés	77
3.1	Pour généraliser l'accès aux services électriques, des montants de financement requis au-delà des ordres de grandeur des flux de la coopération internationale	77
3.2	Principes historiques	79
3.3	Quelques clés pour fixer les niveaux tarifaires	81
3.4	Mettre en place les mécanismes de financement nécessaires pour garantir l'accès à un service électrique pour tous	85
	Bibliographie	93
	Liste des sigles et abréviations	97

Résumé exécutif

Cette étude a été réalisée dans l'objectif de développer de nouvelles approches et une capitalisation méthodologique sur la thématique de l'accès pour tous aux services électriques en Afrique subsaharienne.

La première partie de cette étude est consacrée à une analyse des enjeux : le faible niveau de taux d'accès en Afrique subsaharienne doit être mis en perspective avec la nécessité de concevoir l'équipement et l'aménagement des territoires en tenant compte des dynamiques de développements économique et social, ainsi que des impacts des programmes et des réformes sectorielles entrepris dans le passé.

La deuxième partie se focalise sur des propositions opérationnelles basées sur une revue des différentes

options techniques de production – notamment en matière d'énergies renouvelables – dont les récentes évolutions présentent, certes, un fort potentiel mais également des difficultés. L'enjeu essentiel que représente la distribution est également abordé dans ses multiples dimensions.

La troisième et dernière section porte sur les enjeux financiers : mobiliser des financements nationaux, reflet d'un engagement politique fort, est une nécessité ; faire le meilleur usage possible des rares dons disponibles, un enjeu majeur. L'analyse fine de la perception des risques de projet et de la qualité des porteurs permet d'apporter un éclairage sur des orientations possibles d'une ingénierie financière à fort impact.

1 Les enjeux de l'accès à une énergie moderne en Afrique subsaharienne

1.1 Des systèmes électriques insuffisants pour sous-tendre un développement économique et social durable

Actuellement, le taux moyen d'accès à un service électrique¹ dans les pays d'Afrique subsaharienne² est de 16 % des foyers au total, et moins de 5 % en zones rurales. Depuis les années 1990, si le pourcentage a favorablement évolué, le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité a quant à lui augmenté, en raison de la croissance démographique.

Ainsi l'infrastructure électrique, n'atteint généralement que moins de 20 % des localités, et ne permet donc pas de soutenir un développement économique et social durable des

usages productifs (irrigation pour l'agriculture, réfrigération, force motrice, etc.) ni des services sociaux de base (dispensaires) sur l'ensemble du territoire.

La question démographique et migratoire rend cet enjeu de l'accès à l'énergie moderne d'autant plus complexe que les populations vivant dans des petites localités isolées et coûteuses à électrifier, vont tendre à s'établir dans des villes secondaires, dotées d'infrastructures économiques et sociales.

¹ Par population ayant accès à l'électricité, on entend généralement, dans les statistiques, les populations ayant dans leur maison un accès à l'électricité vendue commercialement. Dans une définition plus élargie, un service par recharge de batteries ou kits solaires peut éventuellement être considéré comme un accès au service électrique.

² Cette étude porte sur l'accès à l'électricité dans les pays d'Afrique subsaharienne. Les pays d'Afrique du Nord – Algérie, Egypte, Libye, Maroc et Tunisie – ne sont pas pris en compte dans les chiffres présentés.

1.2 Le rôle clé des « pôles de développement »

La rentabilité potentielle d'un programme d'accès aux services oblige à distinguer un programme d'accès visant à équiper un territoire donné d'une infrastructure essentielle au développement économique de la zone (où l'on trouverait donc des centres secondaires à « potentiel économique ») de la fourniture d'un service généralisé à l'ensemble des habitants d'une zone, et en particulier aux plus pauvres (qui peuvent correspondre à des populations périurbaines, à 40 voire 60 % des ménages des localités même importantes d'un pays), ou aux populations vivant dans des petits villages ou habitations très isolées.

Ces deux approches se basent sur deux motivations distinctes, à savoir : une volonté de développement économique et d'aménagement du territoire pour la première ; un objectif social, d'équité et d'équilibre géographique pour la seconde (qui présente un coût élevé).

Se focaliser sur les « pôles de développement » en vue d'aménager le territoire et de doter les populations d'une

infrastructure de base permet une certaine rentabilité du service électrique grâce à la fois à la présence d'activités économiques ainsi qu'à un certain niveau de densité de population.

Ces villes moyennes doivent donc être considérées comme prioritaires afin qu'elles puissent devenir de véritables « pôles de développement » et en vue de maximiser l'impact des rares ressources disponibles pour l'électrification rurale.

Pour cela, il importe que l'aménagement du territoire s'accompagne d'une vision politique claire des objectifs (sociaux, économiques) et d'un engagement politique en matière d'allocation des ressources.

La réponse à la question « l'accès pour quoi faire, et avec quels moyens ? » ne doit pas pour autant en rester au plan politique, mais conduire à une priorisation et à la déclinaison de plans d'actions opérationnels et réalistes, tenant compte des réalités financières, organisationnelles et technologiques du pays.

1.3 Un bénéfice économique réel pour les populations

Les analyses rétrospectives ne sont que peu nombreuses, mais un certain nombre d'idées phares en ressortent :

- les populations non raccordées au réseau paient – à utilisation équivalente d'électricité fournie à partir du kérosène, de piles et batteries rechargeables – un prix de l'énergie qui représente plusieurs fois celui des populations raccordées, atteignant souvent 10 USD par mois. Il existe donc une réelle capacité à payer le service électrique ;
- le coût de raccordement s'élève souvent à des montants rédhibitoires de 100 à 300 USD, difficiles à mobiliser en une seule fois ;
- avec le raccordement, on observe généralement un montant de dépenses constant, et donc de la consommation, pour des prix unitaires plus faibles ; ceci est à la fois un

avantage et un frein : c'est un avantage certain pour le petit commerce et l'artisanat, préalablement utilisateurs d'électricité et donc équipés, mais le coût d'acquisition des équipements d'usages pour les nouveaux clients demeure un frein aux consommations ;

- l'accès à l'énergie a des impacts sociaux et économiques significatifs (éclairage public, services de santé, etc.), même s'il est difficile de distinguer avec précision le rôle de l'électricité de celui des autres infrastructures dans cette amélioration des conditions de vie de la population.

Si la rentabilité économique est réelle, ce qui est en soi un fort élément de confort dans l'allocation de ressources à ce secteur, les questions de financement restent à résoudre. En effet, un pays qui a encore, en milieu industriel et

urbain aisé, un faible taux d'accès à l'électricité, une qualité de service médiocre et un besoin de financement récurrent pour couvrir les coûts d'exploitation et d'entretien,

ne pourra que très difficilement faire de l'accès en zones rurales et périurbaines une priorité nationale.

1.4 Des dynamiques d'accès impactées par les réformes sectorielles

Au milieu des années 1990, face au constat de l'inefficacité générale des compagnies d'électricité du secteur public, une vague de réformes systématique a été lancée, appelant de ses vœux une plus forte participation du secteur privé.

Aujourd'hui, le modèle institutionnel d'une agence et/ou un fonds chargé(e) selon les cas, de concevoir, développer et/ou exploiter des systèmes électriques en milieu rural et/ou semi urbain s'est imposé. On observe néanmoins que les pays africains ayant conservé leur société nationale d'électricité historique présentent aujourd'hui les taux d'accès à l'électricité les plus élevés : Côte d'Ivoire, 39 % ; Ghana, 60 % (82 % en zone urbaine et 29 % en zones rurales) ; Afrique du Sud, 70 %. L'équilibre entre zones rentables (villes, côtes densément peuplées) et zones peu rentables (rurales) semble facilité par une gestion globale unique. Faut-il pour autant à nouveau concentrer tous les efforts sur les compagnies nationales d'électricité ? Une réponse positive serait particulièrement discutable dans un

contexte où une rentabilité financière leur est souvent demandée, et où l'électrification rurale et périurbaine peut parfois sortir de leur mandat et de leurs priorités. Il faut laisser aux nouvelles structures et organisations le temps nécessaire à leur maturation avant de tirer des conclusions définitives.

En ce qui concerne les opérateurs privés, on ne peut que constater qu'ils ont peu de raisons de s'intéresser à l'énergie en zone rurale, ce créneau étant peu rentable et complexe à gérer, à moins d'un fort taux de cofinancement par l'Etat, qui permettrait une certaine rentabilité de la concession. Toutefois, de nombreuses structures non gouvernementales ont acquis une grande expérience des milieux ruraux africains et jouent un rôle pionnier dans l'émergence de solutions techniques et organisationnelles innovantes ; elles peuvent être des opérateurs potentiels des zones à faibles revenus et à consommation énergétique peu élevée, en collaboration étroite avec les organisations locales d'usagers, les municipalités et les collectivités locales.

1.5 Etablir des prérogatives claires pour chacun des acteurs

La multiplication des structures – compagnie nationale, fonds/agence, régulateur, ministère – en préalable à des réalisations significatives, n'assure pas forcément les trois fonctions de financement, de régulation et de mise en œuvre. Force est de constater qu'elle engendre souvent une dispersion des compétences et une concurrence entre institutions pour l'appropriation de projets dotés de budgets et pour occuper des responsabilités aux « frontières » de ces trois fonctions.

Fonction de financement : si la large majorité des pays d'Afrique subsaharienne sont maintenant dotés de fonds

d'électrification rurale (depuis que la compagnie d'électricité n'assure plus le financement de ce sous-secteur), ces derniers ne sont souvent que des comptes par lesquels transitent les maigres subventions recueillies au niveau de la coopération internationale et n'offrent pas des mécanismes de financement aboutis. Le rôle croissant des collectivités locales pourra favoriser un changement.

Fonction de régulation : *in fine*, la question à laquelle le régulateur devra répondre est celle du caractère suffisamment incitatif et transparent pour attirer des investissements du secteur privé, et dans quelles proportions. Est-il réaliste

d'envisager des concessions d'électrification rurale (avec des investissements privés) ou faut-il plutôt envisager des franchises, voire un affermage dans un premier temps, avec un investissement public largement majoritaire, et un gestionnaire privé ? Comment gérer la question de la régulation tarifaire, de la péréquation ou non ? Le simple fait de créer une agence de régulation ad hoc ne permettra pas forcément la formulation et la mise en vigueur d'un cadre clair et crédible.

Fonction industrielle/mise en œuvre : la compagnie nationale a, dans le passé, joué un rôle central en agissant à la fois en tant que société d'électricité, qui a la réelle

capacité technique et organisationnelle de réaliser un programme d'envergure, et également en tant que contrepartie, qui présente un bilan et un compte de résultat qui lui permettent d'être un emprunteur (certes public et souvent avec la garantie de l'Etat) sur le long terme. Le désengagement de la compagnie nationale des géographies rurales pose la question du développement du savoir-faire en ingénierie et de la supervision des travaux, indispensable pour maintenir une fourniture de qualité, sur l'ensemble du territoire.

Ces questions sont d'autant plus essentielles que les options technologiques pour répondre aux demandes se multiplient et se complexifient.

2 Un continuum de solutions techniques et organisationnelles

2.1 Cadrage technico-économique

Historiquement, la situation d'économies d'échelle des grands ouvrages et des interconnexions légitimait une organisation en monopole public. Ce contexte a amené à structurer les modes et outils de financement sur de grandes opérations en prêtant directement aux Etats, ou avec la garantie de l'Etat. Or, depuis les années 1990, le paradigme des technologies et de la situation financière des contreparties a évolué.

La plupart des pays africains connaissent un important retard d'investissement dans les grands ouvrages et réseaux interconnectés très capitalistiques, qui s'amortissent sur une longue période (en raison de la crise financière générale qui a démarré dans les années 1980) ; ce retard affecte tant la qualité de contrepartie des compagnies d'électricité que des Etats eux-mêmes.

Bon nombre de pays, bien que riches en ressources naturelles, se trouvent contraints d'effectuer des investissements thermiques (turbines à gaz ou fioul lourd), peu coûteux en capital et à temps de construction rapide, mais qui subissent aujourd'hui de plein fouet l'augmentation du cours des hydrocarbures.

Le paradigme des énergies renouvelables s'en trouve complètement transformé :

- la production d'électricité de petite et moyenne puissance, à partir de technologies anciennes, à base d'énergies renouvelables, devient compétitive (c'est le cas de la petite hydro, des gazogènes ou de la cogénération) ;
- l'industrialisation de nouvelles filières, suite à des décennies de recherche, connaît un nouveau dynamisme, rendant ces technologies plus fiables et baissant les coûts d'investissements (c'est le cas du photovoltaïque³ et du biogaz industriel) ;

- les récentes évolutions de l'électrotechnique permettent de gérer de la production distribuée sur les réseaux, en symbiose avec un suivi fin de la demande conduisant à des réseaux « intelligents » (*smart grids*) ;
- les solutions hybrides, qui permettent de combiner la flexibilité de production d'un groupe diesel avec le faible coût de production à long terme des énergies renouvelables, offrent une solution pour s'affranchir des problèmes d'intermittence des ressources renouvelables

Ainsi, en Afrique subsaharienne, étant donné les deux tendances actuelles à la fois de difficultés à mobiliser des sommes importantes pour des ouvrages de production significatifs⁴, et d'évolution de l'électrotechnique (qui permet aujourd'hui d'envisager un réseau électrique important alimenté en de multiples points par des centrales de taille moyenne), on s'oriente peut être vers un nouveau schéma de production avec plus d'ouvrages de taille moyenne et répartis, intégrés dans des réseaux « intelligents », dans un contexte où les économies d'échelle ne jouent plus le même rôle qu'autrefois.

Si l'extension du réseau est la première des options pour étendre l'accès – dès lors que des ouvrages importants à faible coût de kWh et les réseaux existent – la petite production locale avec un réseau de distribution associé offre de plus en plus de perspectives dans un contexte où ces dorsales de transport de l'énergie électrique n'existent pas encore, qui plus est avec le désengagement de la compa-

³ Le kWh PV pour des unités de plus de 5 MW était annoncé par les constructeurs en 2009 à moins de 25 cents / kWh et aux environs de 3 000 EUR/kW crête installé à l'investissement en Europe.

⁴ A l'heure actuelle, 93 % du potentiel en énergie hydraulique économiquement réalisable sur le continent africain (estimé à 937 TWh/an, soit un dixième du total mondial) reste inexploité.

gnie nationale. On dispose donc d'une « boîte à outils des technologies » très diversifiée, qui permet de répondre de manière plus fine aux caractéristiques des demandes rurales : extension du réseau vers des zones ayant des besoins importants et justifiant le coût d'investissement élevé dans les lignes ; mini réseaux avec une production locale thermique ou hybride si la ressource est disponible, dans les localités ayant les niveaux de demande correspondants ; petite production (individuelle) répartie pour les populations et les petits villages très isolés.

Cette évolution technologique impose aussi de faire progresser les cadres organisationnels et contractuels qui

les portent : autoriser l'autoproduction industrielle pour ses besoins propres et la revente de l'excédent à un tarif intéressant ; permettre la production par des petits producteurs privés indépendants, qui implique d'autoriser ces tiers à accéder au réseau (afin de transporter l'électricité du point de production aux lieux de consommation) et de fixer clairement les modalités du tarif d'achat. Ces dispositions d'un cadre réglementaire clair sont un prérequis à l'engagement des opérateurs pour développer l'accès à l'énergie en zones rurales. Pour autant, la question de la capacité à assurer la maintenance et la mise en œuvre de ces technologies au niveau local reste posée.

2.2 Des solutions techniques complémentaires au réseau interconnecté

L'électronique permet aujourd'hui l'intégration d'une production distribuée, mobilisant les ressources locales ; cette nouvelle possibilité impose de bien comprendre les atouts et les faiblesses de ces filières technologiques, ainsi que les opportunités qu'elles offrent. Il est central de confronter cette analyse aux caractéristiques de la demande, ainsi que du contexte technique et social local, car il n'y a pas de solution idéale unique, mais bien des solutions plus ou moins appropriées à un contexte donné.

Historiquement, en raison du coût d'investissement faible, de la simplicité de la technologie et du court temps des travaux, les groupes diesel ont été très largement installés pour l'électrification des centres ruraux, ainsi que des centres secondaires éloignés du réseau interconnecté. Aujourd'hui, ces localités souffrent de l'explosion du prix du carburant, tendance qui ne va pas en s'améliorant. Paradoxe ultime : à force de maximiser la mise en place rapide d'un service universel, ce sont les solutions thermiques, qui sont aujourd'hui les moins coûteuses à l'investissement et les plus maîtrisées localement, qui sont favorisées.

A contrario, malgré un fort potentiel, le très faible nombre d'installations de pico (individuelle), micro (villageoise :

10 kW à 200-500 kW) ou mini hydro (200/500 kW à 5/15 MW) est saisissant en comparaison avec le continent asiatique. On dénombre très peu d'unités de fabrication de turbines sur le continent africain (quelques ateliers en Ethiopie et au Nigéria), mais de nombreux pays disposent d'une base industrielle pour assurer la maintenance de telles installations. Les études sont longues et coûteuses, les risques d'hydrologie et de génie civil nécessitant des études souvent complexes. Amortir des ouvrages de mini ou micro hydro nécessite un certain niveau de demande, ou la proximité du réseau auquel revendre. Cependant, une fois l'ouvrage mis en service, il fonctionne pour ainsi dire tout seul et à coût pratiquement nul pour une décennie à un demi-siècle.

Tout comme l'hydroélectricité, la production d'électricité à partir de biomasse dépend de la disponibilité locale de la ressource. Pour ce qui est de la production d'électricité pour les services ruraux, il existe essentiellement quatre filières distinctes : la cogénération⁵, le biogaz⁶, le biodiesel⁷ et la gazéification⁸. Toutes, contrairement à l'hydroélectricité

⁵ Production combinée de chaleur et d'électricité.

⁶ Production d'un gaz pauvre pour la combustion à partir de fermentation anaérobie, qui peut éventuellement s'injecter dans un groupe diesel rectifié.

⁷ Production de biodiesel en cycle court à partir d'oléagineux, utilisable dans des moteurs diesel.

⁸ Pyrolyse du résidu agricole : combustion partielle et lente qui permet de produire un gaz utilisable dans un moteur diesel rectifié.

nécessitent au quotidien des opérateurs qualifiés et une maintenance régulière et assez lourde des équipements. Il convient aussi de distinguer, d'une part, le développement de plantations dédiées à la production d'électricité, qui va toucher à une problématique agricole et de développement rural et, d'autre part, la valorisation de résidus agricoles ou d'une agro-industrie. Dans la pratique, le choix de filière est fonction du contexte : la présence d'une agroindustrie, et donc d'une maîtrise technologique locale avec revente d'un excédent pour l'électrification rurale, offrira des avantages certains au plan de la maîtrise locale, alors que l'installation d'une multiplicité de petits systèmes villageois va nécessiter le développement de savoir-faire locaux.

Le photovoltaïque connaît des baisses de coût de production qui rendent le kWh PV (photovoltaïque) de plus en plus souvent compétitif par rapport aux autres modes de production en Afrique (en particulier les réseaux alimentés par sources thermiques). Ainsi, alors que pendant plusieurs décennies, les applications du PV en Afrique étaient limitées au kit solaire ou aux applications communautaires

(santé, pompage, etc.) pour des régions isolées, cette technologie offre des perspectives à fort impact pour l'accès durable aux services électriques par l'alimentation de mini réseaux (hybrides).

Poussés par les grands programmes européens, japonais et américains qui ont engendré des investissements importants dans les capacités de production ainsi que dans l'électronique d'intégration des renouvelables aux réseaux (smart grids), les industriels ont largement développé leur capacité de production et ont désormais atteint le « un euro du Watt crête » pour les panneaux. Ce pourrait bien devenir la première option d'hybridation car l'ensoleillement, constant sur le territoire, est une ressource moins difficile à mobiliser que la biomasse ou l'hydraulique. Les points faibles du PV demeurent sa production nécessairement diurne (alors qu'en zones rurales, la demande est souvent nocturne), ainsi que son coût d'investissement particulièrement élevé, qui nécessite une ingénierie financière complexe.

2.3 Distribution et gestion clientèle : des marges de manœuvre importantes

Une fois le choix du mode de production effectué (énergies renouvelables, extension réseau, groupe diesel), se pose la question de la distribution vers les foyers et de la gestion clientèle. Soulignons que l'objectif d'accès pour tous n'implique pas automatiquement un même niveau de service pour tous, car tous les usagers n'ont pas les mêmes besoins en quantité d'énergie (moteurs ou éclairage) ou en qualité de service (service 24h/24 ou quelques heures par jour). La mise en place de systèmes de pico-électrification⁹ permet aux populations sans connexion individuelle mais établies dans la « zone de couverture », d'accéder à un service minimal ; si ces systèmes permettent de diminuer l'exclusion de certaines populations, il serait erroné de les

considérer comme étant forcément couvertes et donc non éligibles à un service « plein ».

Il existe un fort potentiel de diminution des coûts ; encore faut-il prendre le temps de bien choisir parmi les options offertes. En effet, outre la question de l'adaptation des normes à la demande, les pratiques usuelles conduisent souvent à surestimer cette dernière et, donc, à surdimensionner les réseaux (section des câbles, capacités des transformateurs). On peut arriver à une diminution pouvant

⁹ Par pico-électrification, on entend des services de recharge de batterie ou encore des systèmes portables faisant appel à des équipements (lampes, etc.) très efficaces et parfois associés à un petit panneau individuel.

aller jusqu'à 30 % des coûts d'investissements, en faisant évoluer ces pratiques ainsi que les politiques d'achat et la gestion des programmes.

En matière de gestion, la distribution par le réseau correspond à une vente unitaire d'énergie (compteur), alors que la distribution d'électricité dans des zones à faibles demandes correspond souvent à une vente de service (nombre de points lumineux, heures de service, etc.). De plus en plus, en zones rurales, la société civile et les ONG locales ou organisations villageoises prennent en charge la

gestion de la clientèle, voire de la distribution. Cette évolution convient bien à la société d'électricité qui l'appelle souvent de ses vœux, car elle préfère en effet vendre en gros à un seul distributeur. On observe actuellement un foisonnement d'innovations contractuelles en la matière. L'innovation peut ainsi ne pas être technique mais fondée sur des dispositifs sociaux qui permettront de faciliter l'accès. En outre, certains outils et méthodes (compteurs intelligents, à prépaiement, ou collectifs) permettent d'améliorer l'efficacité de la gestion et d'augmenter le taux de couverture de la clientèle.

3 Un besoin de financements structurés

Les évolutions technologiques impliquent de nouveaux schémas techniques et d'organisation ; ces changements, nous l'avons vu, engendrent des configurations de risques de projet et de contrepartie, ainsi que des profils de rentabilité et de cash flow différents que par le passé. Qui plus est, dans la mesure où l'on cherche à mobiliser des investisseurs privés, il est clair que leurs attentes en termes de rentabilité et leur perception des risques seront très

différentes de celles d'une structure de service public. L'opérateur privé, suivant qu'il est une entreprise ou la communauté locale, aura aussi certaines attentes concernant sa rémunération. Les instruments de financement doivent ainsi être repensés afin d'offrir, entre autres, des maturités plus longues et des mécanismes de partage des risques suffisamment attractifs pour mobiliser les acteurs visés.

3.1 Pour généraliser l'accès, mobiliser des montants de financement supérieurs aux flux actuels de la coopération internationale

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime qu'avec un investissement de 35 Md USD/an (soit 6 % de l'investissement prévu dans le secteur de l'électricité), la question de l'accès de près de 1,6 milliard de personnes à l'énergie moderne serait résolue à l'horizon 2030. On est bien loin de ces ordres de grandeur, à en juger par une revue de la

Banque mondiale sur son propre portefeuille, où l'on constate que les flux annuels se limitent à 500 M EUR. Rappelons toutefois qu'aucun pays n'a atteint des taux d'accès significatifs sans un effort national conséquent ; il serait donc illusoire de ne compter que sur les flux internationaux pour résoudre le problème.

3.2 Pierres d'achoppement : péréquation tarifaire et modes de subvention

Le secteur électrique en lui-même est loin de générer les surplus permettant d'autofinancer les investissements nécessaires à l'extension du service. Le taux d'électrification initial étant très faible en Afrique subsaharienne (10 à 20 %), les subventions croisées ne permettront pas à elles seules d'atteindre des taux d'accès d'envergure.

Dans les zones rurales et périurbaines, le poids des clients domestiques dans la tranche sociale (généralement à niveau tarifaire faible) ainsi que les coûts d'investissement élevés (dus à l'isolement rural), impliquent des coûts du kWh beaucoup plus élevés qu'en zone urbaine mixte. Afin

de mieux refléter les coûts, et arguant des dépenses énergétiques élevées avant électrification (kérosène, piles, etc.), certains pays justifient et appliquent la différenciation des tarifs sur le territoire en fonction des coûts. Même si ces tarifs demeurent inférieurs à une solution hors réseau, cette application ne résout pas pour autant la question de l'acceptabilité sociale de ces tarifs différenciés. Cette question est renforcée par le fait que, dans les pays fortement dépendants aux hydrocarbures, les distributeurs sont de plus en plus autorisés à effectuer des ajustements tarifaires pour refléter leurs coûts de carburants.

3.3 Adapter les mécanismes de financement au profil de risque et de rentabilité des projets d'accès

Il est, à l'évidence, nécessaire de repenser l'approche même du financement de l'électrification rurale, et certainement d'envisager des approches innovantes fondées sur une nouvelle relation entre technologie, organisation et financement.

On ne peut se passer de financements à très long terme (trente ans et plus), voire d'une subvention¹⁰ initiale, pour le financement des investissements en milieu rural (ce qui a été, et demeure parfois encore, le cas de l'ensemble des pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques – OCDE). L'implication de l'Etat, qui peut se refinancer, est nécessaire.

Dans ce contexte, les fonds d'électrification rurale doivent être amenés à jouer le rôle de véritables intermédiaires financiers : ils doivent impérativement être plus qu'une simple caisse par laquelle transitent les dons, ne serait-ce que parce que les montants disponibles sont très loin d'être à la hauteur des investissements nécessaires. L'utilisation

de ces dons (précieux et rares) comme catalyseur de prêts apparaît comme une évidence : en bonification de prêts (allongement du terme suivant le profil des cash flows des projets ou de la baisse du taux) ; en préparation de projets de qualités pour conforter investisseurs et financeurs ; en garantie partielle pour mieux partager les risques de projet et de contrepartie, et donc mobiliser des financements privés et bancaires ; etc. Les banques locales, qui n'offrent de concours que sur des périodes de l'ordre de cinq ans au maximum, ne souhaitent en réalité pas s'engager sur ce secteur à faible rentabilité, sauf dans le cas de banques de développement à mandat particulier. Les investisseurs, quant à eux, sont réticents à mobiliser un capital sur des projets qui ne permettent que des temps de retour sur investissement long, dans des contextes où les cadres réglementaires et politiques restent à stabiliser. Sur ce type d'investissements de long terme, le partage des risques est bien au cœur de la problématique de mobilisation de l'épargne nationale et, plus largement, des investissements.

¹⁰ Ou, plus généralement, d'emprunts concessionnels.

Introduction

Le développement de l'accès¹¹ à un service énergétique moderne fait partie des domaines d'intervention de l'AFD, qui inscrit ses interventions de financement dans le cadre des objectifs du Millénaire pour le développement (OMD). Ceux-ci visent à soutenir la croissance économique, réduire la pauvreté et favoriser la préservation de l'environnement.

Les orientations stratégiques actuelles de l'AFD et le consensus mondial sur l'enjeu de l'accès à un service énergétique moderne, en lien avec les OMD (cf. encadré 1), ont conduit cette institution à retenir ce domaine d'intervention comme un secteur d'importance croissante et, dans le cadre du présent travail, à se focaliser sur l'accès au service électrique.

Cette étude a été réalisée dans l'objectif de développer de nouvelles approches et une capitalisation méthodologique sur la thématique de l'accès pour tous aux services électriques en Afrique subsaharienne. C'est pourquoi l'analyse rétrospective, déjà largement documentée, ne fera l'objet que de passages succincts servant de base à la formulation d'approches concrètes. Si l'expérience de l'AFD dans le secteur a été largement analysée, pour autant, les projets de l'AFD dans le domaine de l'accès au service électrique ne représentent, à ce jour, qu'une partie modeste à la fois de son propre portefeuille et de l'ensemble des projets d'accès aux services électriques en Afrique subsaharienne.

Tableau 1. Financements AFD et FFEM (1993-2008) dans le domaine de l'électrification rurale (M EUR)*

	AFD	FFEM
Burkina	0,38	0,22
Mauritanie	2,21	0,76
Tunisie	13,72	
Maroc - PERG prêt 1	30,49	
Maroc - PERG prêt 2	45,73	
Maroc - PERG prêt 3	50,00	
Maroc - PERG solaire		
Maroc - PERG prêt 5	45,00	
Afrique du Sud	41,44	
Kenya - urbain	25,00	
Kenya - rural	30,00	
Total	284,00	1,00
	284,95	
	100 %	
Moyenne annuelle	18,9	0,10
Afrique subsaharienne	57,60	1,00

Source : auteurs.

Lecture du tableau. Si l'on inclut le Maroc, la Tunisie et l'Afrique du Sud, les financements dans le domaine de l'accès aux services électriques ont totalisé un investissement global de 284 M EUR sur le continent africain au cours des 15 dernières années (1993-2008), et seulement 57,6 M EUR en Afrique subsaharienne – soit moins de 4 M EUR/an. Ils se concentrent sur trois pays d'Afrique subsaharienne : Le Burkina Faso, le Kenya, la Mauritanie et l'électrification rurale dite « décentralisée » ne représente que 1 % des engagements financiers globaux de l'AFD dans le secteur.

* PERG : Programme d'électrification rural global.

¹¹ Par accès on entend à la fois en zones rurales et urbaines.

Encadré 1. Le rôle de l'énergie dans l'atteinte des OMD

Objectif 1 - Réduire l'extrême pauvreté et la faim

Réduire de moitié, entre 1990 et 2015, la part de la population dont le revenu est inférieur à un dollar par jour.

Réduire de moitié, entre 1990 et 2015, la part de la population qui souffre de la faim.

L'accès à des services énergétiques abordables permet le développement des entreprises.

L'éclairage permet de prolonger l'activité commerciale au-delà des heures d'éclairage naturel.

L'utilisation de machines améliore la productivité.

La fourniture d'énergie peut être assurée par des entreprises locales de petite taille, créatrices d'emploi.

La privatisation des services énergétiques peut lever des fonds gouvernementaux pour l'investissement dans les services sociaux.

Les combustibles propres et efficaces réduisent la part importante des revenus des ménages dépensés pour la cuisson, l'éclairage et le chauffage.

95 % des aliments de base doivent être cuits avant d'être consommés, et nécessitent de l'eau pour leur cuisson.

Pertes d'après récolte réduites grâce à une meilleure conservation : séchage/fumage/réfrigération/ congélation.

L'énergie pour l'irrigation permet d'améliorer la production de nourriture et l'accès à une meilleure nutrition.

Objectif 2 - Assurer l'éducation primaire pour tous

D'ici à 2015, donner à tous les enfants, garçons et filles, partout dans le monde, les moyens d'achever un cycle complet d'études primaires.

L'énergie permet l'accès à l'eau, l'hygiène, l'éclairage et des espaces chauffés/tempérés, participant à la réduction des taux d'absentéisme et d'abandon par la création d'un meilleur environnement pour les enfants et les enseignants.

L'électricité permet l'accès dans les écoles et les foyers aux médias à des fins de communication et d'éducation (éducation à distance).

L'accès à l'énergie permet l'utilisation d'équipements utiles à l'enseignement : rétroprojecteurs, ordinateurs, imprimantes, photocopieurs, équipements scientifiques, etc.

Les systèmes énergétiques modernes et les bâtiments à conception efficace réduisent les coûts énergétiques et, par conséquent, le coût de l'école, permettant aux familles les plus pauvres un meilleur accès à l'éducation.

Objectif 3 - Promouvoir l'égalité des sexes et l'autonomisation des femmes

Éliminer les disparités entre les sexes dans les enseignements primaire et secondaire d'ici à 2005 si possible et à tous les niveaux de l'enseignement en 2015 au plus tard.

La disponibilité de services énergétiques modernes libère les filles et les jeunes femmes du temps alloué aux activités de survie (collecte de bois de chauffe, d'eau, cuisson inefficace, récoltes manuelles).

Les équipements de cuisson propres réduisent l'exposition à la pollution de l'air et les effets néfastes sur la santé.

Les éclairages de qualité permettent d'étudier à la maison et de suivre des cours du soir ; l'éclairage public améliore la sécurité des femmes ; des services énergétiques abordables et de qualité ouvrent la voie aux entreprises féminines.

Objectif 4 - Améliorer la santé maternelle

Réduire de trois quarts, entre 1990 et 2015, le taux de mortalité maternelle.

Les services énergétiques sont requis pour permettre l'accès à de meilleurs services médicaux pour les mères, tels que la réfrigération des médicaments, la stérilisation des équipements et des salles d'opérations

Le travail excessif et de lourds travaux manuels peuvent endommager la santé générale d'une femme enceinte.

Objectif 5 - Combattre le VIH/SIDA, le paludisme et d'autres maladies

D'ici 2015, avoir stoppé la propagation du SIDA, du paludisme et autres maladies majeures, et commencé à inverser la tendance.

L'électricité dans les dispensaires permet leur ouverture la nuit, la rétention du personnel qualifié, l'utilisation d'équipements spéciaux (stérilisation, réfrigération des médicaments), l'entreposage des vaccins et des médicaments.

L'énergie est requise pour le développement, la fabrication et la distribution de médicaments et vaccins.

La Banque mondiale est la principale institution internationale engagée dans le financement de l'accès aux services énergétiques modernes. Ses financements dédiés à l'accès (Banque internationale pour la reconstruction et le développement – BIRD, Association internationale de développement – IDA et Fonds pour l'environnement mondial – FEM) s'inscrivent dans un financement global du secteur électrique comprenant la production, le transport et la distribution. Pour la période 2000-2008, environ 35 % des montants alloués avaient une composante « accès au service électrique ». Le total des financements s'élevait à 5,6 Md USD, soit une moyenne annuelle de 627 M USD qui s'est accélérée sur la période, passant d'environ 500 M USD/an entre 2000 et 2005 à environ 800 M USD/an entre 2005 et 2008. Une analyse plus fine montre que deux pays (l'Éthiopie et le Ghana) ont reçu presque la moitié des financements alloués à l'« accès au service électrique », soit plus de 400 M USD/an. À titre de comparaison, ce montant est similaire aux financements alloués par l'AFD à l'Office national de l'électricité (ONE) pour le Programme d'électrification rural global (PERG) durant une dizaine d'années.

L'Union européenne est devenue un acteur important du financement de l'accès à l'énergie et des projets d'énergies renouvelables sur le continent africain : outre la réalisation de projets dans le cadre des programmations nationales ou régionales, elle a lancé en 2006 un programme sectoriel – la Facilité énergie – qui concerne spécifiquement la

problématique de l'accès. Entre fin 2007 et mi-2008, 75 conventions ont été signées pour un budget global consolidé de 435 M EUR, dont 45 % (198 M EUR) financés en subvention par la Facilité énergie. Une seconde tranche d'un montant équivalent a été lancée pour la période 2010-2011. Notons aussi que la coopération bilatérale allemande joue également un rôle significatif dans le domaine des énergies renouvelables.

La première partie de cette étude sera consacrée à une analyse des enjeux de l'accès aux services électriques en Afrique subsaharienne, à partir de laquelle une approche sera élaborée afin d'aboutir à des propositions opérationnelles. On ne peut que constater le faible niveau de taux d'accès, mais que dire des dynamiques économiques et sociales dans une perspective d'équipement du territoire ? Nous chercherons à tirer les enseignements d'une analyse des impacts des programmes passés, ainsi que des réformes sectorielles pour proposer une approche méthodologique qui sera fonctionnelle.

La deuxième partie de l'étude est consacrée à des propositions opérationnelles, basées sur une revue des différentes options de production. Seront particulièrement analysés les évolutions remarquables des énergies renouvelables et les enjeux essentiels de la distribution.

La troisième et dernière section portera sur les questions de financement, la nécessité de mobiliser des financements nationaux et de faire lever sur les dons.

1 L'accès aux services électriques en Afrique subsaharienne : enjeux et approche méthodologique

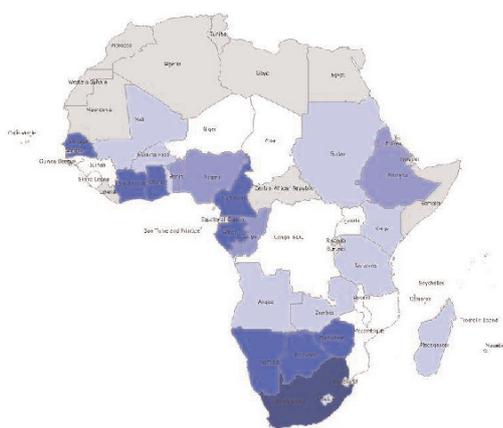
1.1 Des infrastructures et des systèmes électriques insuffisants pour sous-tendre un développement économique et social durable : les défis à relever

1.1.1 En Afrique, les taux d'accès des populations restent faibles après plusieurs décennies de progression décevante

Défi pour le développement, infrastructure reconnue nécessaire pour atteindre les OMD, l'accès aux services électriques occupe une place de plus en plus importante dans les politiques de développement des Etats africains et dans la stratégie d'appui au développement de la communauté internationale.

Actuellement, le taux moyen d'accès des foyers à un service électrique¹² dans les pays d'Afrique subsaharienne¹³ est de 16 %, et de moins de 5 % en zones rurales. Depuis les années 1990 environ, si le pourcentage a favorablement évolué, le nombre de personnes sans accès à un service électrique a, quant à lui, augmenté, en raison de la croissance démographique.

Carte 1. Taux d'accès aux services électriques sur le continent africain



Population ayant accès à l'électricité

(% de la population totale)



Source : auteurs.

¹² Tout au long de ce document, par population ayant accès à l'électricité, on entend les populations ayant dans leur maison un accès à l'électricité vendue commercialement.

¹³ Cette étude porte sur l'accès à l'électricité dans les pays d'Afrique subsaharienne. Les pays d'Afrique du Nord – Maroc, Algérie, Tunisie, Libye et Égypte – ne sont pas pris en compte dans les chiffres présentés.

Ce pourcentage doit cependant être relativisé. Un foyer branché au réseau peut en effet en faire bénéficier plusieurs autres, par branchement plus ou moins « pirate » ; les services de recharge de batteries permettent un service minimal d'éclairage et d'accès à l'audiovisuel aux ménages non raccordés ou vivant dans des localités aux alentours.

Le défi à relever est de taille : les pays d'Afrique subsaharienne ont, par rapport au reste du monde, les taux les plus faibles d'accès à l'électricité, tant en matière d'accès des personnes à un service à leur domicile, qu'en matière de

taux d'électrification des localités. A titre d'exemple, en Inde, si le taux d'accès de la population se limite à 40 % en zones rurales et à 60 % en zones urbaines, plus de 95 % des localités sont desservies. L'infrastructure permet ainsi des usages productifs (irrigation pour l'agriculture) et le fonctionnement des services de sociaux de base (dispensaires) sur l'ensemble du territoire. C'est loin d'être le cas en Afrique subsaharienne, où l'infrastructure électrique, bien moins étendue, n'atteint généralement que moins de 20 % des localités.

Tableau 2. Taux d'accès au service électrique et d'électrification dans les zones urbaines et rurales de 48 pays d'Afrique subsaharienne (en 2004, 2005, 2006, 2008 et 2009)

Pays	Population totale (millions)	Densité (hab./km ²)	Pourcentage de la population vivant en zone rurale	Pourcentage de la population ayant accès à l'électricité	Pourcentage de la population ayant accès à l'électricité en zone urbaine	Pourcentage de la population ayant accès à l'électricité en zone rurale	Pourcentage des localités alimentées
Angola	16	13	7,4	15			
Bénin	9	79	60,2	22			26
Botswana	1,758	3	42,6	39	27	2	
Burkina Faso	14	50	82,1	17	75	3	1
Burundi	8	305	90,3				
Cap-Vert	0,518	129	42,7				
Cameroun	17	36	46,3	47		5	20
RCA	4	7	62,1			<1	0,2
Tchad	10	8	75,1	1			
Comores	0,614	275	63				50
Congo (Rép. dém.)	59	26	68,4	6	20	1	1
Congo RDC	4	12	40,2	20	44,6	5,6	
Côte d'Ivoire	18	58	55,4	39		8	26
Djibouti	0,806	35	13,9				
Guinée équatoriale	0,515	18	61,1				
Erythrée	5	45	80,9	20	82	2	
Ethiopie	73	73	84,2	22	22	<1	
Gabon	1,406	5	16,4	48			
Gambie	1,553	155	46,1	5			
Ghana	23	99	53	49			82
Guinée	9	37	67,4	6	35	1	
Guinée-Bissau	1,633	58	70,4	5			
Kenya	35	62	79,5	14	29	6,8	
Lesotho	1,789	59	81,3	11			
Liberia	3,38	35	59,5				
Madagascar	19	33	73,4	15		4	
Malawi	13	140	83,2	7	30	1	
Mali	14	11	70,0	16	30	5	

Pays	Population totale (millions)	Densité (hab./km ²)	Pourcentage de la population vivant en zone rurale	Pourcentage de la population ayant accès à l'électricité	Pourcentage de la population ayant accès à l'électricité en zone urbaine	Pourcentage de la population ayant accès à l'électricité en zone rurale	Pourcentage des localités alimentées
Mauritanie	3	3	59,7				
Maurice	1,253	617	57,6	94			
Mozambique	20	26	66,3	6	17	0,6	
Namibie	2	2	65,4	34			
Niger	14	11	83,3	8	30	0,1	1
Nigeria	145	159	52,7	20			
Rwanda	9	375	81,8			<1	
Sao Tomé et Príncipe	0,16	167	42,0				
Sénégal	12	62	58,6	32	67	4,5	15
Seychelles	0,86	186	47,1			<1	
Sierra Leone	6	79	60	5			
Somalie	8,485	14	36,1				
Afrique du Sud	47	39	41,2	70	85	52	
Soudan	37	16	60,1	15			
Swaziland	1,126	65	75,9	1			
Tanzanie	38,5	25	76,2	11	36	2	
Togo	6	116	60,6	12	17	3	18
Ouganda	30	152	87,5	9	21	2,1	
Zambie	12	16	65	19	25	1,4	
Zimbabwe	13	34	64,5	34	80	18	

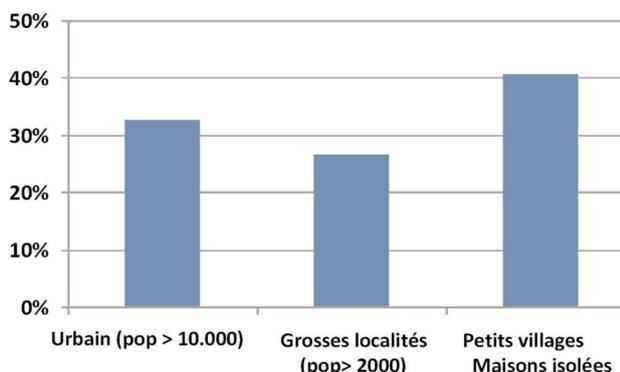
Sources : Banque mondiale (2008), PNUD (2007), CEDEAO et UEMOA (2006), *Review of national framework for involvement of agro-industries in rural electrification*, projet PACEAA (Poverty Alleviation through Cleaner Energy for Agro-Industry in Africa), 2009, Mostert (2008), African Energy Policy Research Network (AFREPEN), 2004, données récoltées dans le cadre du Club des agences d'électrification rurale, enquête congolaise des ménages (2005), ministère de l'Energie érythréen, Réseau international d'accès aux énergies durables (RIAED), 2005.

quinze grandes villes africaines, l'accès à l'électricité dans les bidonvilles est en moyenne de 11 %¹⁵.

Contrairement à l'histoire de l'électrification dans les pays industrialisés, ce ne sont pas la croissance économique et l'emploi générés par l'industrialisation qui engendrent la migration rurale (avec un bassin de population ayant des revenus et une richesse globale permettant d'investir dans les infrastructures). Ce sont en effet bien souvent l'insécurité, la précarité économique et le rêve d'un « eldorado urbain » qui poussent les populations hors des zones rurales vers zones urbaines précaires.

D'une analyse de la répartition de la population selon la taille des localités¹⁶, il ressort qu'il existe un stade intermédiaire entre la grande ville et les zones rurales isolées, qui rassemblent encore un pourcentage non négligeable de la population totale.

Graphique 1. Répartition de la population en fonction de la taille des localités



Source : auteurs d'après CEMAC, CEDEAO.

Lecture du graphique. Plus d'un quart de la population d'un échantillon de pays des zones de la Communauté économique et monétaire d'Afrique centrale (CEMAC) et de la Communauté économique des pays d'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) vit dans des agglomérations de plus de 2 000 habitants. C'est (en moyenne) le cas pour 27 % de la population du Burkina Faso, du Mali, du Niger et de la République de Côte d'Ivoire (RCI) ; 32 % vivent dans des localités de plus de 10 000 habitants (i.e. en zone urbaine, sur le graphique). Dans les pays de la CEMAC (Cameroun,

Congo, Gabon, Guinée équatoriale et Tchad), 30 % de la population vit dans des localités de plus de 1 000 habitants (en moyenne), et 51 % en zone urbaine.

Une étude, menée¹⁷ en Amérique latine sur la place des villes intermédiaires dans l'urbanisation globale, met en évidence l'attraction des mégalo-poles (i.e. villes de plus d'un million d'habitants) et leur rapidité d'expansion : leur nombre est passé de 83 à 325 durant la deuxième moitié du XX^e siècle, au détriment de la croissance des villes d'importance secondaire. Pourtant, par leurs liens plus étroits avec les zones rurales, et les services proposés non seulement aux citoyens, mais également aux populations rurales environnantes, ces centres intermédiaires représentent une opportunité dans les interactions entre zones urbaines et zones rurales. Il est donc crucial de donner à ces localités les moyens de jouer ce rôle charnière, et de développer leur attractivité pour les populations qui n'envisagent plus leur avenir en zones rurales.

De plus, la présence d'activités économiques et de niveaux de population importants et concentrés permettent, dans une certaine mesure, une rentabilité du service électrique. Deux possibilités techniques sont alors envisageables : l'extension du réseau pour les centres proches du réseau existant, ou bien la production isolée, avec le développement d'un mini réseau pour desservir la zone définie.

1.1.3 La question du service aux localités isolées

L'électrification des localités isolées représente un investissement important, pour un faible nombre de clients, disposant généralement d'une capacité à payer très limitée. Ces localités ne présentant généralement pas de perspective de création de richesse, se posent alors les questions de rentabilité et de pérennisation (qui imposent un recours majeur à l'aide publique, limitée et aléatoire, qui nuit gravement à la pérennité des projets). Qui plus est, les densités de popu-

¹⁵ PNUD (2008), *ibid.*

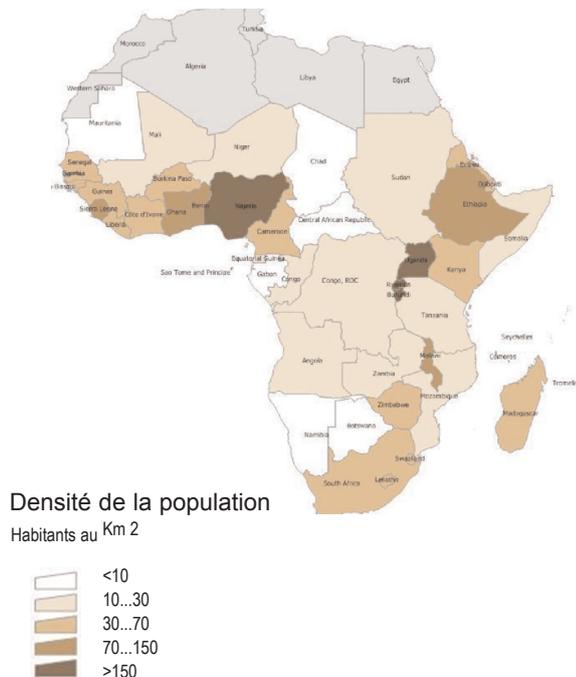
¹⁶ Etudes menées dans les zones de la CEMAC et de la CEDEAO/IED.

¹⁷ Cf. Bolay et Rabinovich (2004).

lation sont faibles en Afrique subsaharienne, comparées à la densité de la France (100 hab/km²) et de l'Europe en général (115 hab/km²) ; les densités sont particulièrement faibles en Afrique centrale. Or, plus la densité est faible,

plus le coût de connexion d'un foyer est élevé, comme l'illustre l'évolution des coûts du PERG au Maroc (graphique 3).

Carte 3. Densités de population en Afrique



Source : PNUD (2008).

Ces larges zones peu denses et coûteuses à desservir, où vivent des populations ayant de faibles revenus, ne sont donc pas rentables. Et les populations vivant dans ces localités très dispersées vont inexorablement être amenées à se concentrer quelque peu. La responsabilité revient donc au politique et au planificateur de décider, en toute connaissance de cause, de l'allocation des ressources vers telle ou telle zone et d'effectuer le choix de la technologie la plus appropriée, en se focalisant en priorité sur les « pôles de développement ».

"In the foreseeable future, the intermediate cities (towns with less than 500,000 inhabitants) will be the localities where two-thirds of all African urban growth is occurring. With most of its rapid urban growth adding to the populations of its intermediate-size cities, Africa needs to

focus on building capacity among its small and medium-sized cities to deliver and facilitate adequate housing, livelihoods and services for spiralling numbers of poor urban dwellers." ¹⁸

(Dans un futur proche, les villes intermédiaires – *i.e.* de moins de 500 000 habitants – seront les lieux où se produiront les deux tiers de la croissance urbaine de toute l'Afrique. Compte tenu de la croissance démographique de ses villes intermédiaires, exacerbée par la rapide croissance urbaine, l'Afrique doit se concentrer sur le renforcement des capacités de ses villes de petite et moyenne taille pour offrir et faciliter la disponibilité de logements, de moyens de subsistance et de services pour les cohortes d'urbains pauvres.)

¹⁸ Source : UN-Habitat (2008).

1.2 Systématiser une vision et une planification opérationnelle globale : l'accès pour quoi faire, et avec quels moyens ?

Pour que les ressources disponibles, mais rares, aient un impact maximal, il est essentiel d'avoir une vision politique claire des objectifs (sociaux, économiques) et de s'engager politiquement, tout en s'assurant que l'on dispose effectivement des opérateurs qui puissent fonctionner dans un cadre contractuel clair.

Conjuguant le choix technico-économique et l'opérateur responsable, on peut distinguer les segments suivants :

1- l'extension du réseau électrique dans le cadre de la concession nationale de la compagnie d'électricité (nationale ou privatisée) ;

2- l'électrification des bourgs et des centres secondaires et, plus largement, des pôles de développement hors de la concession nationale de la compagnie d'électricité : d'un point de vue technique, ces localités peuvent être alimentées par le réseau national ou par des moyens de

production locaux avec un réseau de distribution moyenne tension (MT) et basse tension (BT) associé qui peut intégrer une seule ou plusieurs localités ;

3- l'électrification des localités très isolées et de petite taille, où l'extension du réseau serait très coûteuse, se fait généralement par des systèmes individuels ou limités aux services communs – typiquement le PV, ou encore par réseaux villageois (généralement diesel) – ;

4- l'électrification périurbaine, c'est à dire des quartiers situés à la périphérie des grandes agglomérations et, plus largement, la question de la densification des connections, qui est donc celle de l'accès généralisé des populations, une fois le service disponible dans la zone.

En conjuguant option technico-économique et institution en charge, on aboutit à la segmentation suivante (tableau 3) :

Tableau 3. Segmentation des contextes d'accès au service électrique

	Compagnie d'électricité (Publique ou privée)	AER ou FER*	Opérateurs spécialisés (ONGs, ministères...)
Viable économiquement			
Non rentable, nécessite un soutien public	Electrification des pôles de développement à l'intérieur des zones de concession principale Viable A		
	Electrification des pôles en dehors des zones de concession principales	Viable B	Viable
Grisé : peut être assuré par l'opérateur national	Localités isolées	Non rentable C	Non rentable E
	Zones périurbaines	Non rentable D	Non rentable F

Source : auteurs.

* Agence d'électricité rurale ou Fonds d'électricité rurale

Lecture du tableau. Les schémas A et B sont partie intégrante d'une politique de développement d'un pays et de l'aménagement de son territoire ; les schémas C et E se conçoivent dans une logique de complément spatial au schéma B (et fonction des ressources disponibles) ; les schémas D et F ont des coûts d'investissement et de gestion importants qu'il faut chercher à maîtriser (on mettra en évidence leurs spécificités organisationnelles et techniques).

Il importe d'être lucide quant à la rentabilité potentielle d'un programme d'accès aux services et donc de distinguer¹⁹ :

1- un programme d'accès visant à équiper un territoire donné d'une infrastructure essentielle au développement économique de la zone, où l'on trouverait donc des centres secondaires à « potentiel économique ». Un tel programme « d'aménagement du territoire » se caractérise par des niveaux de consommation unitaires plus importants et une capacité à payer plus élevée qui, associés à une densité plus élevée de population (et donc à des coûts d'investissements mieux maîtrisés), présentent une certaine perspective de rentabilité. On ne cherchera pas forcément à ce stade à connecter 100 % de la population ;

2- le fait d'apporter un service généralisé à l'ensemble des habitants d'une zone, et en particulier aux plus pauvres, i.e. les populations périurbaines, 40 à 60 % des ménages des localités (même importantes) d'un pays et les populations

vivant dans des petits villages ou des habitations très isolées. Les niveaux de consommation de ces clients ne sauraient dépasser 5 kWh/mois, et représentent des dépenses maximales de 5 EUR/mois. A ceci s'ajoute le fait que, plus la population est dispersée, plus le coût d'investissement par connexion sera élevé. Dans ces zones, le paradigme de base est une subvention totale des investissements et un tarif qui permet de couvrir les frais de fonctionnement.

Ces deux approches tiennent de deux motivations distinctes, à savoir : une volonté de développement économique et d'aménagement du territoire pour la première ; un objectif social d'équité et d'équilibre géographique pour la seconde (qui présente un coût élevé).

C'est au niveau politique que doit être apportée la réponse en termes de priorité d'allocation de ressources rares (cf. encadré 2).

Encadré 2. Equiper l'ensemble d'un territoire d'une infrastructure productive : un enjeu politique en Inde et au Maroc

L'Inde a aujourd'hui pratiquement terminé l'électrification de l'ensemble des localités de son territoire. Pour les 5 % des localités restantes, et 40 % de la population qui n'est pas encore connectée, le gouvernement indien a mis en place un programme, très clairement social, qui subventionne à 90 % le coût d'alimentation des localités et à 100 % le coût de branchement des ménages. Ceci vient pratiquement un demi-siècle après le lancement du programme d'électrification rurale, qui avait pour objectif d'apporter une énergie bon marché aux agriculteurs pour leur permettre d'irriguer leurs cultures et atteindre ainsi l'autosuffisance alimentaire ; l'objectif premier du programme avait été une énergie pour l'industrie.

Le Maroc a, lui aussi, lancé son programme d'électrification rurale à une époque de grande sécheresse, conjointement avec un programme d'accès à l'eau potable. Le premier objectif visé était de fournir une infrastructure aux localités.

En réalité, bien que la plupart des pays aient atteint un certain niveau d'accessibilité, ils ont à l'origine opté pour électrifier en priorité les pôles de développement. Ce choix semble logique : il permet au secteur de dégager une certaine rentabilité, pour atteindre un équilibre financier sectoriel avec des subventions croisées entre segments.

Notons que les expériences d'électrification des populations et des sites isolés, en particulier par kits solaires, ont montré des limites intrinsèques en Afrique subsaharienne.

En effet, dans les pays engagés dans des projets majeurs d'électrification rurale, ce schéma d'électrification est un complément aux schémas A et B (ex : Laos, Maroc et Sénégal). Ces programmes importants d'accès des populations isolées à travers les kits solaires demeurent confrontés à deux questions majeures :

- des usages générateurs de revenus marginaux, en conséquence de quoi on se trouve à cibler des clients d'un

¹⁹ La segmentation proposée ne doit pas conduire à opposer les schémas d'électrification "hors conception" et "par extension du réseau de la concession nationale", comme certaines analyses actuelles tendent à le faire, mais bien à illustrer leur complémentarité.

niveau de revenu d'entrée assez élevé ou à subventionner considérablement l'investissement ;

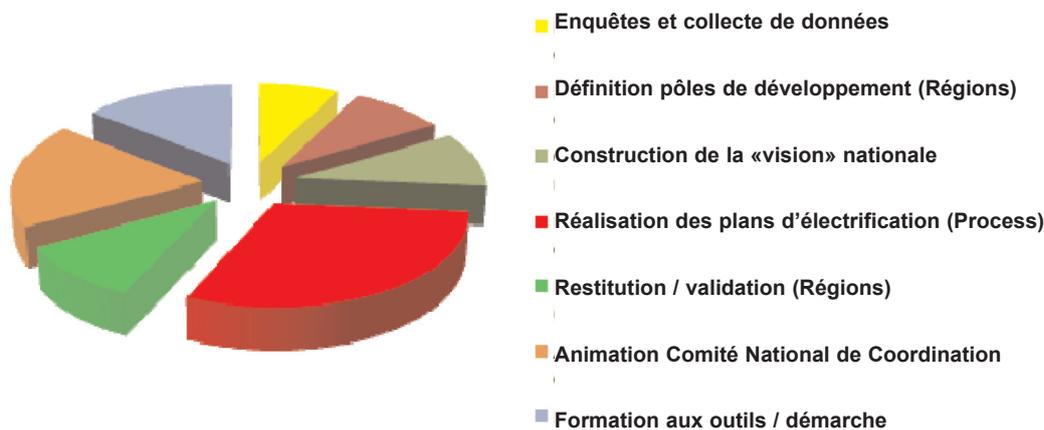
- la question du coût réel de maintenance du parc à long terme (gestion financière et technique), qui ne doit pas être sous estimée.

Pour ce qui est de l'électrification périurbaine ou de la population rurale domestique la plus isolée ou la plus

pauvre, l'analyse se focalisera sur les montages organisationnels visant à diminuer les coûts de gestion et les pertes. On touche ici d'ores et déjà du doigt l'impérieuse nécessité d'une vision claire des objectifs d'un programme d'électrification, de son coût, d'une programmation réaliste des investissements et des choix techniques, et des impacts recherchés. Le graphique 3 présente, à travers le cas du Burkina Faso, un exemple des moyens nécessaires à un tel exercice.

Graphique 2. Les ressources nécessaires au développement d'une démarche planifiée et coordonnée – l'exemple du Burkina Faso

En 2008-2009, au Burkina Faso (15 millions d'habitants répartis dans 8 000 localités), la réalisation d'un plan national d'électrification rurale coordonné par la direction générale de l'Energie (DGE) a pris 12 mois, plus 6 mois de dissémination. Ce plan a permis une implication multisectorielle. Son budget global était de 400 000 EUR.



Source : IED.

1.3 Analyse et enseignements des impacts des programmes passés

L'étude précise et la quantification des impacts socio-économiques et financiers de l'électrification rurale sont relativement récentes. En effet, jusqu'à la fin des années 1990, ni les décideurs nationaux, ni les bailleurs de fonds ne s'interrogeaient sur les coûts et les bénéfices de l'électrification rurale, cette activité étant considérée dans les politiques nationales comme une infrastructure nécessaire au développement et un service public qui devait être accessible au plus grand nombre, dont les retombées socioéconomiques bénéfiques étaient évidentes, et qui devait donc être généralisé. On ne trouve ainsi que peu d'études d'envergure sur le sujet²⁰, la question étant le

plus souvent abordée sous l'angle de l'intensité capitaliste des investissements et des bénéfices attendus (difficiles à évaluer). Ce n'est que récemment que l'anticipation de l'impact sur la pauvreté est devenue un critère d'évaluation à moyen et long terme des actions de développement et des programmes d'électrification. L'indice de développement humain (IDH) ou les OMD, quant à eux, ne tiennent pas directement compte de l'accès à l'énergie. Dès lors, la problématique de l'accès à l'énergie tourne autour de plusieurs questions : les bénéfices engendrés par les

²⁰ Banque mondiale et Fondation de l'Institut politique de développement et de management de la recherche aux Philippines, 2001 - Banque Mondiale et Agence suédoise de développement international, 2005 - ONE/AFD, 2003 - IEG-World Bank, 2008

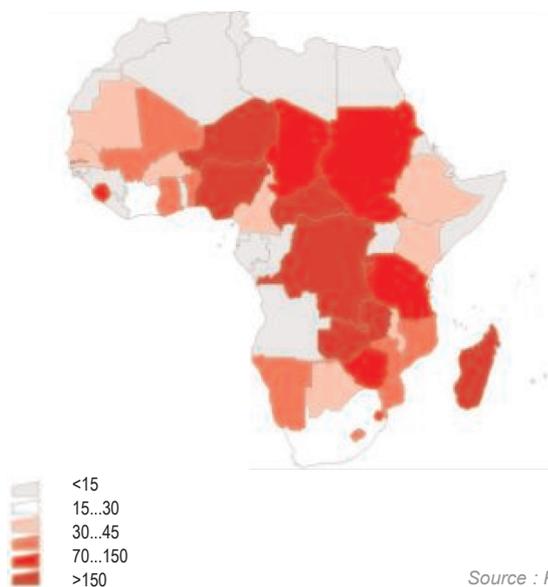
programmes d'accès en zones rurales et urbaines sont-ils quantifiables et si oui, comment ? L'accès à l'électricité est-il un catalyseur de croissance économique pour les zones rurales d'Afrique subsaharienne ? L'électrification rurale et/ou les programmes d'accès (urbains et ruraux) doivent-ils être érigés en priorité nationale ?

1.3.1 Un accès difficile et coûteux mais une réelle capacité à payer

Le milieu « rural pauvre » est peu attractif pour les opérateurs, qui privilégient naturellement la desserte aux clients les plus « rentables », notamment ceux dont la desserte est la moins coûteuse (car plus proche du réseau) et les plus gros consommateurs. Ils adoptent ainsi une approche extensive de l'électrification, ne cherchant que rarement – et c'est une préoccupation très récente – à densifier la clientèle (pauvre) autour d'une infrastructure existante. On observe ainsi souvent des réseaux qui passent à côté de clients « pauvres » pour aller chercher un « gros client ». On

peut s'interroger sur la logique du distributeur qui aurait peut-être intérêt à densifier pour mieux amortir son investissement. De plus, dans une communauté reliée au réseau, on constate que de nombreux foyers ne sont pas en mesure de supporter le paiement des coûts de raccordement, qui s'élèvent parfois à des montants rédhitoires de 100 à 300 USD, difficiles à mobiliser en une seule fois (cf. carte 4), en dépit d'une capacité avérée à payer la facture mensuelle d'électricité. En effet, les populations non raccordées au réseau paient, à utilisation équivalente d'électricité fournie à partir du kérosène, de piles et batteries rechargeables, un prix de l'énergie qui représente plusieurs fois celui des populations raccordées, tant en valeur absolue qu'en équivalent kWh. Ce prix s'élève assez communément de 3 à 10 USD/mois. Les dépenses énergétiques représentent un pourcentage bien plus élevé des revenus des populations d'Afrique subsaharienne que des populations des pays de l'OCDE. C'est ainsi que, paradoxalement, les taux de connexion dans des zones électrifiées ont tendance à « saturer » assez rapidement.

Carte 4. Population vivant avec moins de 1 dollar par jour et par personne, Afrique



Lecture de la carte. En Afrique subsaharienne, environ 300 millions de personnes (sur 680 millions) vivent avec l'équivalent d'un dollar par jour. Ce pourcentage est supérieur à 60 % dans sept pays parmi les 31 renseignés ; il est le plus faible en Afrique du Sud, où il atteint pourtant déjà 10 %. Ainsi, sur la base d'un tarif de 0,12 USD/kWh (domestique, sur le réseau interconnecté), on obtient pour 100 kWh de consommation mensuelle une facture de 12 USD, soit 9 % du revenu de cinq personnes (un foyer). Ce tarif moyen est souvent supérieur à 0,50 USD en zone rurale.

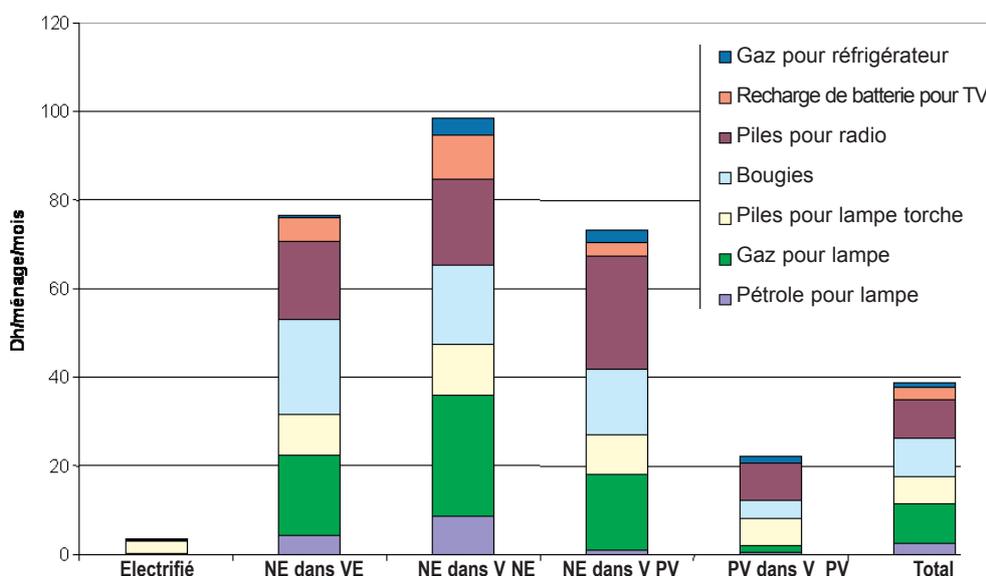
1.3.2 Evolution des dépenses des ménages : une consommation plus importante à des prix unitaires plus faibles

Dès lors que les ménages ont les moyens de se raccorder, l'accès à l'électricité favorise, dans un premier temps, la substitution quasi totale des usages immédiatement concernés (piles, bougies, pétrole lampant, recharges de

batteries) et, donc, une réduction des dépenses énergétiques. Dans un second temps, les classes moyennes et pauvres voient leurs dépenses d'électricité augmenter en raison d'un plus large recours à l'utilisation d'équipements électriques : le taux d'équipement en téléviseur est multiplié par deux la première année d'électrification, alors que l'on constate une diminution des dépenses énergétiques pour les catégories riches, déjà équipées (cf. graphique 3).

Graphique 3. Les impacts de l'électrification rurale – l'exemple du Maroc (2010)

NE : Non électrifié, V : Village, PV : Photovoltaïque



Source : Axenne.

1.3.3 Un avantage certain pour le petit commerce et l'artisanat préalablement utilisateurs d'électricité

Les ménages qui voient leurs revenus augmenter sont ceux qui possèdent déjà un capital productif qui se trouve valorisé par l'utilisation de l'électricité. Ainsi, 70 % des activités commerciales constatent un accroissement de leur chiffre d'affaires (Groupe indépendant d'évaluation – IEG, Banque mondiale, 2008), et l'impact est bien entendu conséquent sur le développement des activités artisanales nécessitant

l'utilisation d'appareils électriques productifs. En revanche, l'artisanat traditionnel est peu touché. Pour ce type d'activités, l'impact est perçu notamment en termes de rallongement du temps de travail, qui permet une amélioration de leur niveau de productivité. Une revue des études de cas ne montre pas non plus d'effets d'industrialisation significatifs. En effet, pour les petits entrepreneurs déjà équipés, changer leur outil de production implique un investissement supplémentaire qui, en général, ne se fait pas avant que le renouvellement ne soit nécessaire.

1.3.4 Des impacts sociaux et d'aménagement significatifs

Tableau 4. Impacts de l'électrification sur la santé – l'exemple du Maroc (2010)

	Village non électrifié	Village électrifié
Réfrigérateurs électrifiés	50 %	100 %
Conservation de vaccins	60 %	95 %
Passage régulier d'un médecin	40 %	85 %
Pratique d'accouchements médicalisés	0 %	42 %

Source : Axenne.

C'est dans le domaine social que les projets d'électrification rurale ont un impact significatif : sur la santé, l'éducation, les migrations et sur la condition des femmes.

► Les impacts sur la santé sont principalement liés au respect de la chaîne du froid (vaccins, médicaments) et à l'extension des horaires d'ouverture des centres de santé (particulièrement pour les accouchements)²¹. Il convient également de mentionner d'autres bénéfices liés (i) à l'amélioration des connaissances sanitaires par le développement de l'accès à l'information télévisuelle, et (ii) à l'amélioration des conditions sanitaires de stockage de la nourriture grâce à la réfrigération. On observe également une corrélation positive avec la disponibilité en eau potable tout au long de l'année, élément fondamental de santé, en particulier des enfants, dans des contextes où les diarrhées et autres maladies générées par l'eau demeurent encore aujourd'hui une cause essentielle de mortalité infantile.

► Les impacts sur l'éducation sont principalement liés à l'amélioration de la qualité de l'accueil et de l'enseignement : un bon enseignant est plus enclin à accepter un poste dans une zone électrifiée que dans une zone qui ne l'est pas. De même, les enfants vivant dans un foyer électrifié ont généralement un meilleur niveau scolaire car ils peuvent étudier le soir, après l'école²².

► L'impact de l'électrification sur les flux migratoires et l'exode rural est beaucoup plus difficile à apprécier. Différentes études ont cependant montré qu'elle permettait de réduire l'émigration et l'exode vers les grandes villes, et d'augmenter l'attractivité des centres secondaires équipés (qualifiés de ruraux ou non). Elle renforce également le sentiment de sécurité dans les villages et permet une meilleure cohésion sociale grâce à l'éclairage public.

Encadré 3. Impact de l'électrification sur les flux migratoires et l'exode rural

En raison des critères de sélection généralement appliqués, la mise en œuvre du PERG aurait facilité le regroupement des populations. La part de l'habitat dispersé aurait été réduite de 35 à 28 %, et celle de l'habitat éclaté, divisée par trois, passant de 6 à 2 %. Les programmes d'électrification rurale auraient ainsi eu un impact important sur la réorganisation spatiale des villages. Dans une certaine mesure, avec sa politique de construction de « dorsales », l'ONE encourage ce réaménagement de l'espace et ce regroupement de populations à proximité du réseau interconnecté.

²¹ Pour rappel, la réduction des mortalités infantile et maternelle figure dans les quatrième et cinquième OMD.

²² Source : étude ESMAP Philippines (2003)

► L'impact de l'électrification sur les femmes est lié au fait qu'elles sont les premières bénéficiaires du développement du petit commerce. Au Ghana, des groupes de femmes se sont organisés pour fabriquer et vendre des repas sur les lieux de fréquentation de la télévision communautaire. En Afrique du Sud, des groupes de femmes gèrent et développent une activité de location d'espaces réfrigérés. L'électrification permet un allongement de la durée journalière de travail des femmes et favorise donc, dans certains cas, leur émancipation économique.

► Plus largement, l'électrification engendre une véritable transformation sociale liée à la connectivité, et à l'accès à l'information et à la formation grâce à l'audiovisuel. La diffusion massive des moyens de communication audiovisuels, facilitée par l'électrification, permet d'atteindre plus largement le monde rural ; des programmes éducatifs permettent aux populations d'acquérir, à travers l'image, une connaissance plus large du monde. L'explosion des cybercafés et de la connectivité par Internet (à des niveaux de pénétration inattendus dans les zones rurales) engendre des transformations que l'on a encore du mal à appréhender.

1.3.5 Quelle rentabilité économique pour la Nation ?

Tenter de définir un principe général ou des règles à propos des impacts quantitatifs et qualitatifs des programmes d'électrification (rurale) est difficile : la plupart du temps, les approches coûts et bénéfices sont fonction d'un contexte

spécifique et leur évaluation, puis traduction en « équivalent monétaire », est un exercice coûteux et quelque peu subjectif.

Dans le cadre du programme marocain d'électrification rurale, le taux de rentabilité économique global est de l'ordre de 8 %, en retenant les paramètres suivants (étude PERG 2004) :

- le taux de croissance de la consommation individuelle et les dynamiques d'équipement ;
- les dépenses d'équipement induites et leur rentabilité pour le consommateur ;
- la rentabilité financière du programme (opérateur électrique).

Ce taux passe à environ 20 % en intégrant les externalités positives (plus difficiles à chiffrer) :

- les avantages sociaux en termes de santé, éducation, et de satisfaction des usagers ;
- les avantages environnementaux ;
- les avantages économiques locaux en termes de création d'emplois ;
- les avantages économiques globaux (macroscopiques) en termes de création d'emplois par le processus d'électrification.

Ces taux de rentabilité économique, que l'on retrouve dans d'autres pays (cf. tableau 5), conjugués avec une volonté à payer supérieure au prix de l'électricité, ne suffisent paradoxalement pas à mobiliser les investissements requis pour la mise en œuvre de programmes d'envergure.

Tableau 5. Taux de rentabilité économique de neuf programmes d'électrification rurale

Pays	Projet	Extension de réseau	Décentralisé collectif	Décentralisé individuel
Cambodge	Rural Electrification and Transmission	19,80	22,30	11
Honduras	Rural Infrastructure Project	33	20	30
Inde	Renewable Resources Development	14		41
Laos	Southern Provinces Rural Electrification	60,50		26
Mozambique	Energy reform and acces	22,70		14,50
Nicaragua	Rural Electrification	40	23	27
Pérou	Rural Electrification Project	22,60		23,80
Philippines	Rural Power Project	26,40	21,50	48
Sri Lanka	Renewable energy for Rural Energy	15,20		10,90

Source : IEG (2008).

La ressource n'est pas forcément disponible : un pays qui a encore, en milieu industriel et urbain aisé, un faible taux d'accès à l'électricité, une qualité de service médiocre et un besoin de financement récurrent pour couvrir les coûts d'exploitation et d'entretien, pourra très difficilement faire de l'accès en zones rurales et périurbaines une priorité nationale. La réussite d'une politique nationale d'accès à l'électricité en milieu rural et périurbain (accès pour tous, avec de fortes considérations sociales) dépend fortement de la situation du secteur de l'électricité en milieu urbain et industriel.

Or, dans la quasi-totalité des pays d'Afrique subsaharienne, l'Etat – avec l'appui du secteur privé – ne parvient pas à offrir à l'industrie et aux consommateurs aisés l'énergie électrique dont ils ont besoin ; on constate même une tendance à une dégradation du service et à une augmentation des coupures.

Cette question nous ramène ainsi au choix de la population cible et à la question de la vision. Dans plusieurs projets d'électrification rurale, l'objectif consistant à atteindre « les plus pauvres des plus pauvres »²³ a conduit à l'échec, à cause de l'insuffisante solvabilité des bénéficiaires et du trop faible impact économique de l'électricité, incapable d'améliorer cette solvabilité à court ou moyen terme. Ce débat sur le choix des populations cibles est loin d'être clos ; il est systématique dans les approches *Output-Based Aid* (OBA). Dans les analyses effectuées à l'échelle régionale ou nationale, il est devenu courant d'identifier les « gros consommateurs » potentiels qui pourraient permettre d'assurer un niveau minimum de revenus à l'opérateur, et ceux qui apportent un impact économique et social significatif. Il s'avère toutefois souvent que hôpital, l'administration, l'école, etc. sont les plus mauvais payeurs ; or, desservir les industriels exige de pouvoir offrir une certaine qualité de service.

1.4 Des dynamiques d'accès impactées par les réformes sectorielles

Au milieu des années 1990, face au constat de l'inefficacité générale des compagnies d'électricité du secteur public, de nombreuses réformes ont été lancées. Pour le sujet qui nous intéresse, sur plus de 40 pays d'Afrique subsaharienne, près de la moitié se sont engagés dans la création d'une agence et/ou d'un fonds d'électrification rurale (AER, FER). Sur la vingtaine de pays ayant opté pour une organisation du secteur électrique partagée entre une compagnie d'électricité (nationale ou privatisée) et un FER/AER la quasi-totalité a bénéficié d'un appui de la Banque mondiale pour sa mise en place. Ainsi, un modèle institutionnel a émergé des différentes initiatives dont le point focal est cette AER et/ou ce FER, chargé(e) selon les cas, de concevoir, développer et exploiter des systèmes électriques en milieux rural et semi urbain.

Leur action s'inscrit dans le cadre d'un « périmètre » d'électrification rurale et semi ou péri urbaine aux contours mal définis, le plus souvent simplement juxtaposé à celui des systèmes électriques urbains. Ceci a pour conséquence de rendre difficile la nécessaire coordination de la fonction de planification des deux secteurs, la

recherche de synergies et d'une efficacité globale – qui devraient être de la responsabilité d'un ministère fort. Pour autant, ces deux périmètres régis par des réglementations (différentes ou communes) connaissent des évolutions respectives qui influent les unes sur les autres (extension du réseau, domaine réservé exclusivement au « hors concession », etc.). Ces évolutions et leur interface (tarif de rachat et de revente au réseau, indemnisation des opérateurs/investisseurs en cas d'extension de la « Concession nationale ») constituent des éléments clés de la cohérence des politiques nationales d'extension de l'accès au service électrique. Mal clarifiés, ils peuvent être un blocage à l'extension du service.

Il y a lieu, aujourd'hui, de s'interroger sur la capacité de ce modèle institutionnel à accélérer ou à favoriser l'accès aux services électriques, qui n'a pas significativement évolué dans le passé récent, que ce soit en termes d'accès des populations dans les zones électrifiées ou, en termes de pourcentage, des localités couvertes par le réseau.

²³ Objectif jugé comme prioritaire par les bailleurs de fonds dans le cadre de la stratégie mondiale de lutte contre la pauvreté.

1.4.1 Constat du rôle clé d'un opérateur central, « le champion » public

On observe que les pays africains ayant conservé leur société nationale d'électricité historique présentent aujourd'hui les taux d'accès à l'électricité les plus élevés : Afrique du Sud : 70 % ; Côte d'Ivoire : 39 % ; Ghana : 60 % (82 % en zone urbaine et 29 % en zones rurales). L'équilibre entre zones rentables (*i.e.* villes et côtes densément peuplées) et zones peu rentables (*i.e.* rurales) semble facilité par une gestion globale unique.

L'organisation institutionnelle du Maroc et la Tunisie, qui ont aujourd'hui électrifié tout leur territoire, partagent les caractéristiques suivantes :

- un opérateur unique qui a pendant longtemps constitué l'instrument privilégié de développement de l'accès à l'électricité ;
- une centralisation/déconcentration sans faille de l'administration ;
- une approche, jusqu'à un passé très récent, strictement publique ;
- une très forte volonté politique de développer l'électrification par extension du réseau de l'opérateur unique ou dominant, mais aussi par le recours aux autres modes d'électrification ;
- une absence de distinguo entre l'urbain et le rural, l'ensemble étant inclus dans le périmètre d'intervention de l'opérateur dominant ;
- l'absence, pendant longtemps, d'instrument de formalisation d'une stratégie sectorielle et de régulateur.

La volonté politique et la mobilisation de ressources nationales ont, dans ces deux pays, joué un rôle fondamental, relayées et mises en œuvre par un opérateur public unique relativement efficace.

Pendant de nombreuses années, des pays à développement économique intermédiaire, tels le Cameroun ou la Côte d'Ivoire, ont adopté la même stratégie que le Maroc et la Tunisie. Les pays n'ont pas fait de distinction entre l'urbain et le rural, même si l'opérateur de distribution dispose d'un périmètre d'intervention bien défini et s'ouvre à l'intervention alternative des collectivités territoriales sur le financement des infrastructures. L'évolution s'est ensuite

infléchi vers la libéralisation progressive du secteur et les adaptations institutionnelles qui ont découlé de cette libéralisation (un régulateur, des privatisations, des sociétés de patrimoine, une AER). Si ces situations comportent des dynamiques certaines, l'absence d'un encadrement rigoureux et d'un cadre réglementaire clair, en d'autres termes d'un pilote légitime, conduit à des situations de blocage.

1.4.2 Un « trop plein » d'acteurs institutionnels aussi inefficace que leur absence

Dans un certain nombre de cas, les environnements institutionnels sont sans doute trop « riches » en intervenants, ce qui dénote une absence de décantation et/ou de simplification post-réforme sectorielle.

Ainsi la Mauritanie a été, sur le plan institutionnel, un « bon élève » des bailleurs de fonds. Le secteur de l'électricité y dispose d'une lettre de politique sectorielle, d'un code de l'électricité prônant une ouverture complète du secteur, d'un ministère affichant un organigramme assez exemplaire, d'un opérateur public que l'on a (vainement) tenté de privatiser, d'une autorité de régulation, d'une AER et d'une agence pour l'accès universel aux services de base (APAUS). On constate cependant un décalage considérable entre les textes, les faits, l'existence et le fonctionnement des institutions. Le concept d'APAUS retenu aurait dû entraîner tout à la fois une optimisation de la coordination, de la création et de la gestion des services de base en même temps qu'une recherche visant une réduction systématique des coûts (quant à l'utilisation des énergies domestiques et renouvelables, au choix des investissements à réaliser et à la gestion des systèmes). Or, dans les faits, le dispositif entraîne une concurrence avec les agences sectorielles – de l'eau ou de l'électrification rurale – pour la réalisation de projets et l'appropriation budgétaire.

1.4.3 Une adéquation nécessaire entre le marché de l'électricité rural et le nombre, la taille et l'efficacité des opérateurs

Le Sénégal, exemplaire dans la démarche conceptuelle, dispose d'un arsenal institutionnel qui a su prendre en compte l'exhaustivité d'une vision prospective – les lettres

de politique sectorielles; les leçons de tentatives infructueuses de réformes – privatisation de la Société nationale d'électricité du Sénégal (SENELEC) ; les fonctions de la Commission de régulation du secteur de l'électricité, de plus en plus crédible; l'existence d'un opérateur dominant (SENELEC) ; le rôle d'une AER qui s'efforce de développer une démarche de partenariat public-privé (PPP) et dont le dispositif intègre à la fois les mécanismes et les outils économiques, financiers, juridiques et fiscaux nécessaires à une attraction renforcée des opérateurs pour le sous-secteur, SENELEC, PPP.

Des études menées sur une période de 10 ans ont conduit à diminuer le nombre de concessions de 20 à 11 pour qu'elles puissent présenter un certain niveau de rentabilité. Peu de candidats se sont montrés intéressés par le premier appel d'offres de concession, remporté par la société nationale marocaine, l'ONE.

On doit dès lors s'interroger sur l'existence d'un « marché » d'opérateurs disposant de la taille et des moyens critiques pour soumissionner. Promotion insuffisante du sous secteur et/ou absence d'un « champion » ? Attente trop importante quant à l'intérêt et la capacité du secteur privé à prendre des risques, notamment en matière d'investissements, sur un secteur financièrement sinistré ?

A l'inverse, les schémas burkinabè et malien privilégient les petits opérateurs nationaux villageois, ce qui nécessite en contrepartie de très fortes subventions à l'investissement (environ 80 %), ces opérateurs se situant dans un complément de démarche globale. En effet, si plus de 60 projets de candidature spontanée d'électrification rurale (PCASER) financés par l'Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et l'électrification rurale (AMADER) desservent les zones rurales maliennes, leur taille unitaire est de moins de 250 kW et ils ne sauraient, seuls, résoudre la question de l'accès à l'électricité sur l'ensemble du territoire national.

Si la démarche institutionnelle est prospective et peut être ambitieuse, elle doit cependant être le fruit d'une recherche d'un optimum entre la réalité du secteur, ses moyens et ses ressources, ses capacités d'évolution et les objectifs qui lui

sont assignés. De plus, la démarche doit être exhaustive quant à l'affectation des rôles et des responsabilités et doit permettre d'assurer l'exercice optimal des fonctions nécessaires au développement et à la bonne marche du sous-secteur.

1.4.4 Une sophistication de la structure n'assure pas forcément les trois fonctions : financement, régulation et industrielle

Dans la majorité des pays africains, les principales caractéristiques de l'organisation de l'électrification rurale et de l'accès post-réforme sont :

- un repositionnement de l'Etat sur ses fonctions régaliennes : réglementation, promotion, protection de l'intérêt général, création de la fonction de régulation ;
- les AER, et une reconnaissance timide de ce besoin de subvention croisée ;
- une segmentation du système électrique pour permettre l'introduction de la concurrence, notamment sur la production ;
- un accès des entreprises privées à ces activités sous réserve de l'obtention d'autorisations, de licences ou de concessions, et de leur existence réelle.

Malheureusement, la création de structures pour l'électrification n'a souvent pas été accompagnée, ni par les politiques nationales, ni par une dotation de ressources financières et humaines qui permette réellement d'atteindre les objectifs qui leur étaient fixés.

Les règles du jeu sont trop souvent mal définies et les moyens trop faibles pour entraîner un développement conséquent. Ces agences peuvent jouer plusieurs rôles : projet pilote d'électrification décentralisée, appel d'offre à gérer des concessions, incitateur pour les opérateurs privés souhaitant investir dans un projet d'électrification décentralisée, planification de l'extension du réseau (Association des énergies renouvelables – ADER, à Madagascar) éventuellement en finançant ce volet.

On constate que la multiplication des structures, en préalable à des réalisations significatives, aboutit à une dispersion des compétences et à une concurrence entre institutions pour occuper des responsabilités « frontières ».

Cette concurrence ne permet pas de réunir les moyens humains, techniques et politiques nécessaires pour atteindre l'objectif commun : mener des réalisations ambitieuses tout en s'assurant que les fonctions

nécessaires pour atteindre les objectifs des programmes d'accès soient assurées (fonction de financement, industrielle et de régulation).

1.5 Etablir des prérogatives claires pour chacun des acteurs

Aboutir à des réalisations effectives nécessite une cohérence de la politique nationale d'accès à l'électricité avec l'environnement institutionnel et réglementaire qui l'accompagne (fonction de régulation). Il s'agit donc de disposer (i) d'une réelle volonté politique de soutenir les projets d'électrification et d'en assurer la pérennité, (ii) d'orientations économiques claires et de moyens financiers suffisants (fonction de financement), (iii) ainsi que des structures capables d'assurer la fourniture, l'installation et l'opération des ouvrages (fonction industrielle).

1.5.1 Financement de l'accès : comment mobiliser les fonds nécessaires pour atteindre les objectifs politiques ?

Etant donné leurs niveaux de rentabilité et leurs temps de retour, les projets d'électrification, en particulier rurale, nécessitent l'apport de subventions publiques. On considère que 50 % du financement de l'électrification rurale en France s'est fait sous forme de subvention. Si il y a une volonté politique de desservir les populations rurales et périurbaines, la fonction de financement doit être réfléchie avec lucidité, et en tenant compte de différents paramètres :

- le profil des investissements : ils sont certes économiquement rentables, mais sur le long terme (au minimum au bout de 10 ou 30 ans). Les risques peuvent être non négligeables, liés d'une part au pouvoir d'achat des populations (pauvres) et, d'autre part, à la connaissance des technologies de production ;

- il est évidemment illusoire d'attendre d'un investisseur privé qu'il s'implique dans un tel investissement à long terme ;

- les montants nécessaires pour équiper un territoire sont très importants, et exigent une mobilisation très significative de ressources nationales, qui pourront ensuite faire levier sur des financements internationaux. A l'échelle du continent, ce n'est certainement pas à raison de projets de quelques dizaines de millions d'euros de dons que l'on résoudra la question de l'accès pour le plus grand nombre.

Comme l'illustrent les montants mobilisés au Maroc au Kenya ou au Ghana (cf. encadré 4), il faut souligner l'importance historique (i) des montants en jeu, qui relèvent d'un vrai choix politique en matière d'allocation des ressources nationales, et (ii) du rôle central de la compagnie nationale, qui agit à la fois en tant que société d'électricité (qui a la réelle capacité technique et organisationnelle de réaliser un programme d'une telle envergure) et qui présente un bilan et un compte de résultat qui lui permet d'être un emprunteur – certes public et souvent avec la garantie de l'Etat – sur le long terme.

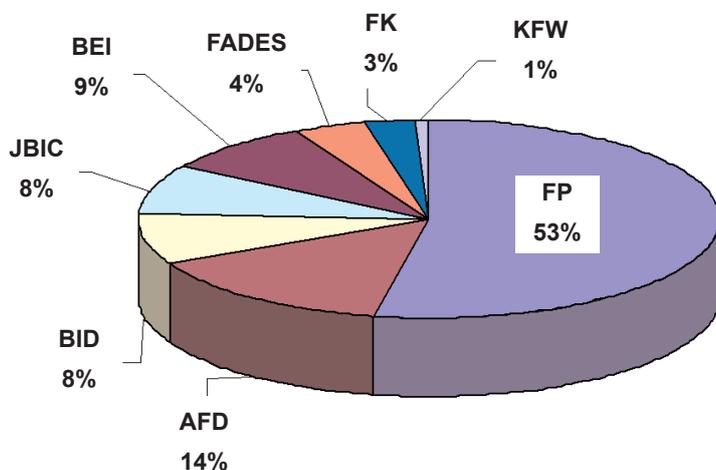
Force est de constater que les pays présentant une organisation « post réformes » (i.e. la large majorité des pays d'Afrique subsaharienne, dotés maintenant de fonds d'électrification rurale) sont dans des situations « non abouties » en matière de mécanismes de financement. En général, ces « fonds » ne sont que des comptes par lesquels transitent les maigres subventions recueillies au niveau de la coopération internationale.

Encadré 4. La mobilisation de financements pour l'électrification d'un territoire – exemples du Maroc et du Ghana

Le Maroc, qui compte 32,2 millions d'habitants, a réussi l'électrification quasi globale de son territoire (plus de 90 % des 30 000 localités), en l'espace de 15 ans. Le budget engagé à fin 2008 était de l'ordre de 1 770 M EUR, dont 53 % en mobilisation de fonds nationaux (fonds propres, FP) et le solde en prêts concessionnels à moyen/long termes (47 %). Concernant la part nationale, 55 % a été mobilisée par l'ONE (sur ses fonds propres), 20 % par les budgets des communes et 25 % en contribution des usagers. Ces sommes – 230 EUR/connexion pour les foyers et 190 EUR/connexion pour les communes – peuvent bénéficier d'un versement échelonné accordé par l'ONE.

Au Ghana, pays de 22 millions d'habitants, une aide financière importante et continue de la Banque mondiale (IDA), complétée par le soutien de partenaires bilatéraux²⁴, a permis au pays de passer d'un taux d'électrification de l'ordre de 15 % en 1989 à 60 % en 2009. Le budget consacré à l'électrification rurale au cours de la dernière décennie est de l'ordre de 2 Md USD, avec une participation des financements nationaux et locaux de l'ordre de 15 %. Dans le cadre du programme autonome d'électrification rurale (*Ghana's Self-Help Electrification Programme*, SHEP) piloté par le ministère de l'Energie (avec le soutien technique de la société d'électricité du Ghana - *Electricity Company of Ghana*, ECG), l'objectif est d'atteindre un taux d'électrification de 80 % en 2010 et de garantir pour toutes les communautés (4 220 villages de plus de 500 habitants) un approvisionnement en électricité à l'horizon 2015. Le coût moyen par foyer est de l'ordre de 250 EUR (avec possibilité d'échelonner les paiements).

Graphique 4. Mobiliser des fonds au sein d'une compagnie d'électricité: exemple de l'ONE, Maroc



Source : auteurs.

Si la création de fonds spécialisés peut constituer une étape importante de la pérennisation des ressources nécessaires au développement et à la consolidation du sous-secteur, il est aujourd'hui avéré que la taille de ces fonds et le montant de leurs ressources sont trop modestes, et leurs sources et leurs modes de financement trop aléatoires. Faire de ces fonds des établissements financiers (droit de prêter et d'emprunter) spécialisés,

élargir leur domaine d'action aux garanties d'un certain nombre d'opérations et aux financements de petits opérateurs locaux (qui ne pourraient, sans l'intervention de ce fonds, accéder aux concours des banques commerciales) sont des fonctions de financement qui restent souvent à remplir.

²⁴ Allemagne, Commission européenne, Espagne, Etats-Unis, France, Italie, Royaume-Uni et Suisse.

Notons ici l'évolution du rôle des collectivités locales qui jouent un rôle central dans des pays comme la France, où elles demeurent propriétaires des réseaux de distribution : ces entités bénéficient de responsabilités croissantes liées, notamment, au mouvement de décentralisation administrative qui gagne de nombreux pays en Afrique. En outre, de plus en plus de programmes d'électrification intègrent des composantes de promotion des usages productifs de l'électricité (au Burkina ou au Sénégal, par exemple) ; celle-ci apparaît sans doute comme l'une des nouvelles priorités des secteurs électriques en développement. Elle requiert un appui public qui peut être porté par la collectivité locale, dont la responsabilité est, dans ce cas, d'associer, dans le cadre de partenariats innovants, des acteurs privés aux intérêts communs : l'utilisateur rural, le distributeur d'électricité, l'équipementier électrique et le partenaire financier. On l'a vu, les collectivités locales ont joué un rôle central dans le cas du PERG Marocain, et historiquement en France, où elles demeurent propriétaires des réseaux de distribution dont elles confient l'opération à un concessionnaire (EDF).

1.5.2 Régulation économique et financière : politique tarifaire et cadre contractuel pour mobiliser les acteurs privés

Au sein de ce thème très « général » de régulation, on peut intégrer des thématiques très différentes les unes des autres :

- les mécanismes de révision, le suivi-évaluation, le contrôle, les sanctions, le règlement des différends dans leurs aspects juridiques, techniques et économiques ;
- l'adaptation de la qualité du service à la demande en zones rurales et, donc, le recours à des normes et des standards techniques, ainsi que des pratiques appropriées, déterminant pour optimiser les coûts d'investissement (à hauteur du tiers du montant de l'investissement de distribution ; cette dernière thématique sera traitée dans la partie technique) ;
- le choix, la formation, les contrôles (et, donc, les sanctions) de la structure en charge de la régulation ;

Force est de constater que les pays qui ont réussi l'électrification de leur territoire ne se sont engagés dans la création d'une agence de régulation qu'une fois une solide infrastructure électrique en place. Ce n'est qu'ensuite qu'ont été abordées les questions liées à la multiplicité d'opérateurs et à la fin du monopole intégré (production, transport, distribution), nécessitant la mise en place de règles (en France, en Inde, au Maroc, etc.). Souvent, dans un premier temps, le ministère peut cumuler les fonctions de planification et de formulation de politiques ainsi que de régulation. La compagnie publique étant dominante, c'est elle qui, *de facto*, édicte souvent les règles de la régulation. Le fait de créer une agence de régulation *ad hoc* ne suffira pas à garantir le bon fonctionnement de la régulation.

On examinera ci-après deux composantes : une première, tenant de la viabilité économique et financière ; une seconde, liée au cadre contractuel nécessaire pour favoriser la mobilisation des partenaires privés

► Questions relatives à la viabilité économique et financière

- Financement des investissements : la viabilité et la pertinence du modèle par rapport aux ressources financières disponibles (générées par le service électrique lui-même et externes à ce dernier) ; le niveau de subvention à l'investissement qui permet une rentabilité suffisamment attractive pour un opérateur privé (Notons par exemple le cas du Cambodge, qui vient d'abandonner cette voie pour opter pour des franchises sur investissements nationaux).

- Financement de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance des équipements (qui doivent, en principe, être couverts par les recettes tarifaires) ; il s'avère quasiment impossible dans des contextes dépendant du thermique.

- Subventions croisées entre différents clients, et donc catégories tarifaires, mais au sein même du secteur électrique : l'équilibre est-il possible, ou faut-il des ressources extérieures au secteur ?

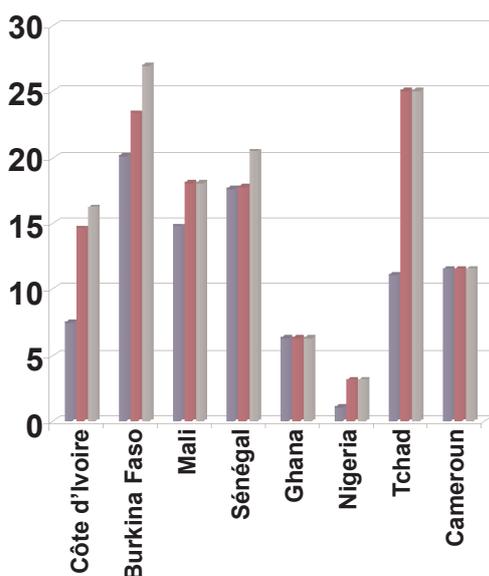
- Principes tarifaires : péréquation, *i.e.* peut-on se permettre un même tarif pour une catégorie de clients où que l'on soit sur le territoire, avec des coûts très différents, sans

déraisonnablement remettre en cause l'équilibre financier du secteur ? La capacité à payer sur l'ensemble du territoire n'est pas homogène et la différenciation tarifaire (soit un tarif évoluant en fonction des coûts et des contextes) est difficilement acceptable.

- Coût et prix de l'électricité : on observe une très grande différence entre les pays dépendants du thermique (tels le Burkina Faso) et ceux ayant une production hydroélectrique amortie (comme le Cameroun). Le prix de l'énergie en Afrique subsaharienne est élevé, conformément aux normes internationales. Le tarif moyen de la région a augmenté, passant de 0,07 USD/kWh en 2001 à 0,13 USD/kWh en 2005, atteignant près de deux fois celui des autres parties du monde en développement et un niveau comparable à celui des pays à revenu élevé. Ces hausses ont été particulièrement importantes dans les pays dépendants de systèmes de production d'énergie diesel, où les prix ont augmenté de 0,08 USD/kWh en moyenne, en réaction à la flambée des prix du pétrole. Malgré ces augmentations, les tarifs moyens dans ces pays restent considérablement en-dessous des coûts moyens d'opération, à 0,27 USD/kWh.

Les pays et compagnies d'électricité sont aujourd'hui néanmoins rattrapés par la réalité économique : le Kenya, dépendant majoritairement de l'hydroélectricité, connaît actuellement une forte période de sécheresse, combinée à un sous-investissement dans son outil de production. La compagnie nationale, *Kenya Power Lighting Corporation* KPLC, se trouve obligée de recourir à la production thermique et d'en répercuter le surcoût dans le tarif. Ainsi, le *fuel surcharge* actuellement appliqué, conduit à doubler le tarif (d'environ 0,10 à 0,20 USD), d'un mois sur l'autre, les consommateurs voyant ainsi leur facture augmenter sans en être préalablement avertis. L'observation des niveaux de tarifs pratiqués en Afrique subsaharienne implique trois constats : ces tarifs sont en moyenne élevés ; ils sont le reflet de coûts de production très variables (les pays riches en hydrocarbures, comme le Nigeria, ou disposant d'une énergie hydroélectrique bon marché, comme la Zambie, peuvent pratiquer des niveaux de tarifs faibles) ; un pays ayant une structure de coûts de production (comme Madagascar), malgré une forte motivation sociale (comme le démontre la tranche tarifaire « sociale » à moins de 50 % du tarif domestique classique) ne pourra jamais atteindre les niveaux des pays disposant de ressources bon marché.

Graphique 5. Montant de la mobilisation financière pour un programme national d'accès à l'électricité : exemples du Maroc et du Ghana



Source : auteurs.

- Coût du branchement : le niveau des tarifs de l'électricité reflète ces structures de coûts très contrastés et l'expérience montre que la principale barrière à l'accès est celle des coûts de branchement élevés, qui sont à la charge des usagers : des coûts de 100 à 300 EUR s'observent couramment en Afrique subsaharienne : ils sont à comparer aux dépenses énergétiques annuelles moyennes qui sont en général inférieures à 50 EUR. Le « montage financier » d'un projet ou d'un programme d'électrification rurale (notamment le niveau de subvention retenu pour couvrir ces frais de branchement) a une incidence très importante sur le prix du service. En outre, un coût de branchement excessif génère (i) des phénomènes de « toile d'araignée », i.e. de branchements « pirates » (Bénin), (ii) un faible taux de connexion (Bénin et Kenya) et (iii), lorsqu'il est associé à une sous-optimisation technique, un ralentissement de la densification de la clientèle (Kenya).

Les pays sérieusement engagés dans une densification développent une réflexion sur le coût initial de connexion :

- subvention par l'intermédiaire d'un FER (Burkina Faso, Ouganda, Sénégal, etc.) ;
- partage des coûts d'investissements (coûts de raccordement) entre les différents acteurs : foyers bénéficiaires, autorités locales, gouvernement, opérateur privé, etc. ;
- emprunt auprès de banques commerciales, de banques villageoises ou d'institutions de microfinance pour le financement du coût de connexion (Kenya) ;
- épargne préalable (République centrafricaine, RCA) ;
- fonds spécifique géré par la compagnie d'électricité, doté par un bailleur de fonds et dédié au financement des coûts de raccordement. Ce fonds, basé sur un mécanisme *revolving* permet ainsi à l'utilisateur d'étaler dans le temps le paiement du coût de connexion ; la reconstitution du fonds ainsi alimenté permet de multiplier les raccordements.

► Questions relatives au cadre contractuel, pour favoriser la mobilisation des partenaires privés

Le secteur ne parvenant pas à dégager les ressources nécessaires pour réaliser des programmes d'accès exhaustifs, et l'Etat ne disposant pas des moyens nécessaires, c'est vers les investisseurs privés que s'oriente la recherche de financement. L'instrument de régulation

financière peut largement varier suivant les contextes :

- système de coût plus : le concessionnaire déclare ses coûts et une marge déterminée sur coût est autorisée ;
- régulation du retour sur investissement : le concessionnaire déclare ses coûts et les prix de vente sont autorisés en fonction d'un taux de retour sur investissement (TRI) prédéterminé ;
- niveau des prix de vente autorisés : tarifs de vente dans le cadre d'une concession de distribution ;
- termes du contrat de rachat d'énergie produite par l'unité de génération²⁵ : par le distributeur national, ou par de gros clients situés à une certaine distance (ce qui nécessite la permission de l'accès des tiers au réseau, ATR) ;
- participation aux investissements par un fonds public et modalités (par branchement, par kW, etc.).

In fine, la question à laquelle le régulateur devra répondre est celle du caractère suffisamment incitatif et transparent du cadre pour attirer des investissements du secteur privé, et dans quelles proportions : est-il réaliste d'envisager des concessions d'électrification rurale (avec des investissements privés) ou faut-il plutôt envisager des franchises, voire un affermage dans un premier temps, avec un investissement public et un gestionnaire privé ? Suit une autre question, qui concerne la propriété de l'infrastructure, bien souvent floue dans les programmes d'accès : elle devrait certainement rester publique mais de multiples options sont envisageables, depuis une société de patrimoine nationale jusqu'à la municipalité locale.

► Questions relatives aux caractéristiques de la demande

Les caractéristiques de la demande et sa dynamique ont évidemment un impact central sur la rentabilité économique et financière des investissements de production et de distribution. On observe généralement, en zones rurales (et périurbaines), une demande majoritairement domestique et faible par ménage, dominée par des besoins d'audiovisuel et d'éclairage. Cette consommation est caractérisée par une « pointe » très importante le soir, parfois 3 à 4 fois supérieure à celle du matin, avec une base de jour très faible. Le développement de cette

²⁵ Ces termes doivent être différenciés, notamment dans les contextes caractérisés par une disponibilité de ressources hydroélectriques et de biomasse, à temps de retour long ; il en est de même pour les conditions de raccordement, qui sont souvent contraignantes.

demande de jour est central pour la rentabilité des systèmes, afin de mieux rentabiliser les investissements à travers un taux d'utilisation plus important. Qui plus est, dans de telles zones, la demande sature bien souvent avec des taux de connexion de l'ordre de 50 % des foyers, voire moins en raison de coûts de branchement élevés. La demande unitaire des foyers ne peut augmenter qu'avec leur équipement en électroménager et, donc, l'accroissement de leurs revenus. L'augmentation des usages productifs et commerciaux, elle-même positivement corrélée avec le développement économique et l'augmentation des revenus, va de pair avec l'amélioration de la rentabilité des programmes d'accès.

1.5.3 La fonction industrielle et de services : quels opérateurs pour réaliser les programmes d'accès ?

(Extrait d'un document de la GTZ) :

"(...) the efficiency / know how objective of Private Sector Participation (PSP) deserves attention. If infrastructure sectors are to benefit from the creativity, flexibility and efficiency of private sector players, and if local private sector capacity and public sector governance are preventing success on this account, then the aim for PSP translates into a need for Private sector Development on local level. Developing a functioning private sector in turn requires building capacity on micro, meso as well as macro level. What's more, if improved efficiency, accountability and creativity are the primary goal of reform, then PSP would even include the improvement of public utilities by applying private sector based management best practices (covering issues such as salary structure, transparent incentives, competition and benchmarking)."

L'efficacité et/ou le savoir-faire de la participation du secteur privé (PSP) mérite que l'on y prête attention. Si les secteurs de l'infrastructure doivent bénéficier de la créativité, de la flexibilité et de l'efficacité des acteurs du secteur privé, et si c'est pour cette raison que la capacité du secteur privé local et la gouvernance du secteur public en empêchent la réus-

site, alors le but de la PSP se traduit par un nécessaire développement du secteur privé au niveau local. Ceci nécessite, à son tour, un renforcement des capacités aux niveaux micro, meso mais également macro. Enfin, si les premiers objectifs de la réforme sont le renforcement de l'efficacité, de la redevabilité et de la créativité, alors la PSP devrait inclure l'amélioration de services publics via l'application des "best practices" de gestion issues du privé (concernant des domaines tels que la structure salariale, la transparence des incentives, la compétition et le benchmarking).

Le premier bilan tiré aujourd'hui des contrats de concessions et/ou de privatisations mis en œuvre dans le secteur de l'électricité urbaine est pour le moins mitigé. Les objectifs minima à atteindre par les concessionnaires œuvrant dans des zones rentables (en application des dispositions des contrats de concession) devaient être de les obliger et de les inciter à investir dans l'outil de production (et, donc, de mobiliser des financements à relativement long terme) et d'assurer la desserte des populations les plus pauvres, en particulier en zones périurbaines. Or, dans la grande majorité des cas, les concessionnaires n'ont pas atteint ces objectifs. Le bilan révèle que le niveau d'investissement réalisé est plus modeste que celui initialement prévu et que les populations les plus démunies restent encore dans l'attente d'un service sécurisé. En revanche les projets de type *Build Operate Transfer* (BOT, de production pure) ou *Independent Power Producer* (IPP, producteur indépendant), dans lesquels l'investisseur privé négocie un contrat de rachat d'énergie électrique avec la compagnie d'électricité, connaissent un plus grand succès. On retrouve trois opérateurs potentiels.

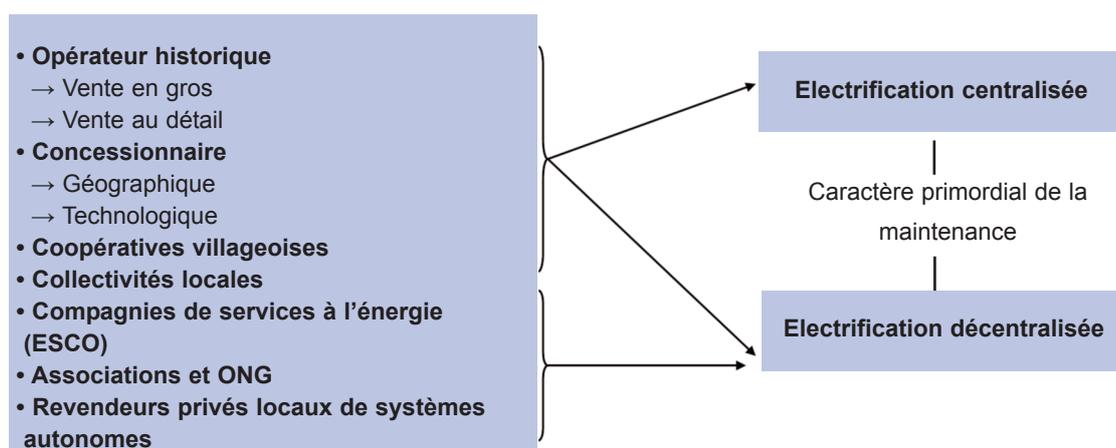
1. L'opérateur historique (compagnie nationale publique ou privé) : suite à la vague des réformes du secteur, peu de pays africains ont conservé leur système centralisé. Les plus cités sont le Maroc (pour ses résultats d'électrification exceptionnels ces dernières années), la Tunisie, le Kenya, le Ghana (qui affichent un taux de couverture relativement élevé) et, dans une certaine mesure, la Côte d'Ivoire, le Gabon et le Cameroun. Dans ces pays, la société nationale s'est souvent préoccupée de l'extension du réseau, même dans les zones les plus reculées, en allouant une

part de son budget dans les projets d'électrification rurales non rentables, financés en partie par des taxes sur les consommations (partiellement par des apports de l'Etat ou des collectivités locales). L'intensification, tant en zones rurales que périurbaines, vient dans un second temps.

2. Les opérateurs privés : ils ont peu de raisons de s'intéresser à l'énergie en zone rurale, ce créneau étant peu rentable, à moins d'un fort taux de cofinancement par l'Etat, qui permet une certaine rentabilité de la concession, généralement mixte (production et distribution). Le territoire est alors divisé (i) en plusieurs concessions géographiques, l'Etat proposant chaque concession au plus offrant (Sénégal), et (ii) en zones non électrifiées, rurales, où l'absence de rentabilité oblige l'Etat à mettre en place une AER gérant un FER. Ces deux organes (parfois fusionnés en un seul) sont chargés de gérer et financer des projets qui sont étudiés au cas par cas, financés selon les fonds disponibles et l'éventuelle planification du ministère. C'est par exemple le cas des PCASER, au Mali, où des petites et moyennes entreprises (PME) prennent en concession un village donné, prenant en charge la production d'électricité et la distribution, avec une subvention à l'investissement de 75 % accordée par l'AER (AMADER). Dans le cas de la Mauritanie, c'est l'AER qui, en pratique, garde la responsabilité d'assurer elle-même la maintenance des kits solaires ou groupes diesel.

3. Structures non gouvernementales : disposant d'une grande expérience des milieux ruraux africains, ces entités sont des opérateurs potentiels des zones à faibles revenus et à consommation énergétique peu élevée. Les ONG ont, de plus, de réelles capacités à définir des montages organisationnels innovants et de s'appuyer sur des partenariats locaux solides. On observe ainsi de plus en plus, dans le domaine de la gestion de la distribution, l'émergence de structures très locales, qu'il s'agisse de revendeurs locaux ou de structures coopératives, qui opèrent tant en zones périurbaines que dans des villages. Par ailleurs, si l'évolution de la fonction confirme une présence de plus en plus régulière d'entreprises privées, notons que leurs rôle et responsabilité varient. Cette variation est directement liée à la réticence qu'ont les opérateurs publics et les agences spécialisées à confier l'intégralité de la gestion des systèmes électriques à des opérateurs privés. Elle s'explique également, pour les petits systèmes et réseaux, par le manque d'expérience et de capacité technique des entreprises candidates à la gestion de ces systèmes. Avec le désengagement de la compagnie nationale des géographies rurales, se pose la question du développement du savoir-faire en ingénierie, supervision des travaux indispensable pour maintenir une fourniture de qualité et d'envergure nationale.

Schéma 1. Les opérateurs potentiels de l'accès à l'électricité



Source : auteurs.

2 Un continuum de solutions technico-économiques et organisationnelles

Extrait de ESMAP²⁶ (2007)

“Today’s levels of energy services fail to meet the needs of the poor. Worldwide, two billion people rely on traditional biomass fuels for cooking and 1.6 billion people do not have access to electricity. (...) This lack of access to quality energy services, especially electricity, is a situation which entrenches poverty, constrains the delivery of social services, limits opportunities for women and girls, and erodes environmental sustainability at the local, national and global levels. Ignoring the situation will undermine economic growth and exacerbate the health and environmental problems now experienced in many parts of the world.”

Les niveaux de services énergétiques actuels ne satisfont pas les besoins des pauvres. Dans le monde, 2 milliards dépendent des bio combustibles traditionnels pour cuisiner

et 1,6 milliard n’ont pas accès à l’électricité. (...) Ce manque d’accès à des services énergétiques de qualité, surtout à l’électricité, est une situation qui aggrave la pauvreté, entrave la fourniture de services sociaux, limite les opportunités pour les femmes et les filles, et détériore la soutenabilité environnementale (qui freine la protection de l’environnement) aux niveaux local, national et mondial. Ignorer cette situation va ébranler la croissance économique et exacerber les problèmes actuellement rencontrés, dans de nombreuses régions du monde, dans les secteurs de la santé et de l’environnement.

La mise en place d’une infrastructure d’électrification rurale est un enjeu central pour permettre le développement. Si les cadres institutionnel et organisationnel nécessaires se mettent peu à peu en place, de quelles options technologiques disposons-nous aujourd’hui pour relever cet enjeu ?

2.1 Cadrage technico-économique

2.1.1 Grande production centralisée ou production répartie, évolution du coût des énergies renouvelables

Compte tenu de la faible étendue des réseaux dans les pays d’Afrique subsaharienne, un programme visant à maximiser l’accès au service électrique peut, suivant les contextes, aussi bien consister en :

1. l’extension et/ou le renforcement d’un réseau MT pour atteindre des localités prioritaires. Pour pouvoir alimenter ce réseau, encore faut-il qu’il y ait une production d’énergie en quantité et qualité suffisantes et à un prix abordable ;
2. l’investissement dans une unité de production (renouvelable ou diesel) de 500 kW à quelques MW pour desservir une région et, éventuellement, être raccordée au réseau pour la vente d’excédents, que l’on appelle souvent « production répartie » ;

²⁶ Energy Sector Management Assistance Program.

3. la création d'un réseau isolé avec sa production propre (généralement en dessous de 500 kW) pour une petite localité ou une grappe de localités (« réseaux villageois ») ;

4. la mise en place d'un parc d'unités PV, pico hydro, petits moteurs, individuels ou reliant quelques familles, *i.e.* « production individuelle répartie » (généralement en dessous de 5kW) ;

5. la densification des connexions au niveau de réseaux existants.

Le paradigme technologique est en pleine évolution. Sur les vastes territoires peu densément peuplés où vit encore près de la moitié de la population africaine, étendre le réseau, à partir de sources de production de plusieurs dizaines, voire centaines, de MW est une option très capitalistique. Avec la baisse des coûts d'investissements, la production locale (hydroélectricité, biomasse-électricité, PV) offre de nouvelles perspectives : la taille unitaire des capacités de production est plus petite, ce qui permet de diminuer les investissements unitaires. Outre la question du coût d'investissement initial, on se doit de tenir compte de celui du kWh en intégrant les coûts variables de production et de maintenance sur la durée de vie de l'équipement. En effet, alors que la production thermique par groupes diesel offre la très importante flexibilité de pouvoir être générée sur le lieu de consommation (et donc de s'affranchir du coût du transport de l'électricité et des pertes), les énergies renouvelables doivent se rentabiliser dans un contexte plus difficile :

- le potentiel de production (hydroélectricité, éolien, biomasse, etc.) doit être localisé à proximité de la demande

ou, à défaut, le coût supplémentaire de la ligne pour transporter l'électricité devra être intégré ;

- la production est intermittente (heures du jour pour le solaire ou fonction du vent pour l'éolien) et connaît des variations saisonnières : niveau d'ensoleillement, disponibilité de la biomasse, hydrologie variable selon la saison (des pluies / sèche). Celles-ci peuvent nécessiter la mise en place du stockage, ou d'un *back up* de production diesel²⁷.

Le coût de production de l'électricité va donc très largement dépendre du facteur d'utilisation de l'ouvrage, *i.e.* son facteur de charge. En effet, le coût du kWh produit va beaucoup varier suivant qu'un investissement donné fonctionne à pleine capacité (1 000 heures ou 7 000 heures par an).

Enfin, l'arbitrage entre production à partir d'énergies renouvelables ou production thermique fossile (charbon ou fioul) revient bien souvent à arbitrer entre un investissement très capitalistique mais à faible coût de fonctionnement, et un investissement peu coûteux mais lourd en charges annuelles.

Bien souvent, les solutions les moins coûteuses en termes de coût du kWh actualisé ne sont pas mises en œuvre, tant pour des raisons de maîtrise des technologies que de barrière à l'investissement initial. Par ailleurs, en raison du retard accumulé dans les investissements, pris par l'urgence, bien des pays (même dotés de ressources naturelles et donc de potentiels de production d'énergie peu coûteux) n'ont d'autre choix que d'investir dans des ouvrages rapides à mettre en service et à faible coût d'investissement initial, même s'ils s'en trouvent très rapidement pénalisés en termes de coût du kWh (cf. encadré 5).

Encadré 5. Conséquence du retard pris dans les investissements sur les coûts de production moyens – l'exemple du Cameroun

Au Cameroun, les centrales aujourd'hui existantes sur le Réseau interconnecté Sud (RIS) sont au nombre de neuf : deux centrales hydro-électriques (Edéa et Song Loulou) et sept centrales thermiques (Limbé, Oyomabang 1 et 2, Logbada, Bassa 2 et 3 et Bafoussam). Alors que de nombreuses centrales hydroélectriques de taille diverses ont été étudiées dans le passé, selon l'Agence de régulation du secteur électrique (ARSEL), les centrales qui verront le jour à l'horizon 2010 sont les centrales thermiques de Dibamba (en service en 2009) et de Kribi (en service en 2010), la centrale thermique au gaz de Kribi avec un contrat *take or pay* et la centrale thermique à fuel lourd de Dibamba. Aucune donnée prévisionnelle n'est aujourd'hui disponible.

²⁷ Groupe diesel de secours, que l'on démarre lorsque la production par énergies renouvelables n'est pas possible.

Pour éviter de se retrouver dans ce genre de situation, le Sénégal envisage sérieusement de développer des sources de production d'électricité qui pourraient être intégrées sur le réseau électrique interconnecté et non-interconnecté à partir d'énergies renouvelables (hors grande hydroélectricité). Les principales filières étudiées sont l'éolien, la biomasse (bagasse de canne à sucre) et le solaire PV.

Soulignons ici l'évolution très rapide des technologies : le kWh PV pour des unités de plus de 5 MW était annoncé par les constructeurs en 2009 à moins de 0,25 EUR/kWh et aux environs de 3 000 EUR/kW installé à l'investissement en Europe. Avec l'évolution des prix du fioul, l'électrification PV, biomasse ou hydroélectrique est maintenant compétitive.

Choisir une technologie de production et l'organisation de l'électrification est donc de plus en plus compliqué : de nouvelles options arrivent à maturité technologique et en phase de production de masse, les incertitudes sur les prix du pétrole augmentent, et de multiples risques (dont climatiques) apparaissent. De plus, la production répartie peut être bien mieux gérée grâce aux évolutions de l'électrotechnique. Ainsi, alors que, jusqu'à présent, les compagnies d'électricité étaient réticentes à intégrer plus de 30 % de cette production, cette limite évolue rapidement, grâce aux *smart grids*.

2.1.2 Production centralisée et réseaux

Avant de pouvoir parler d'accès des populations les plus pauvres, encore faut-il qu'il y ait une énergie disponible en quantité suffisante, à un coût raisonnable et avec une qualité de service adéquate²⁸, car les niveaux tarifaires reflètent avant tout les coûts.

La grande hydraulique est aujourd'hui freinée en raison des débats sur les impacts environnementaux. Si cette situation évolue positivement, des incertitudes croissantes émergent, liées aux changements climatiques et à la mobilisation financière. La géothermie pourrait également connaître un renouveau : l'expansion de la géothermie le

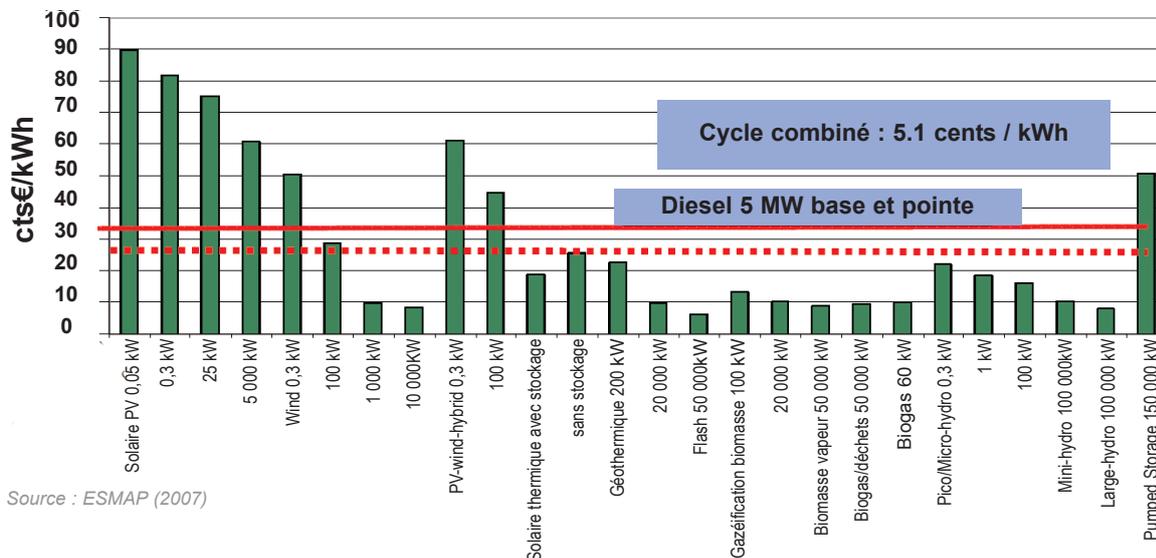
long du Rift (qui s'étend du Mozambique, au sud, à Djibouti, au nord) laisse augurer d'importantes perspectives en termes de ressource potentielle énergétique (le potentiel global est de l'ordre de 7 000 MW). On observe aussi un intérêt grandissant pour l'éolien.

Cela étant, les grands IPP qui se mettent en place sont essentiellement au gaz ou au fioul lourd (barges d'urgence ou groupes mobiles). Ce sont la production de charbon propre et les nouvelles technologies de gaz (*Integrated Gasification in Combined Cycle* – IGCC, *i.e.* centrale thermique à gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné) qui offrent les perspectives les plus importantes. Ces transactions sont longues et complexes : une fois le cadre légal ouvert, les PPA se négocient au coup par coup, avec de très importants coûts de transaction que l'on ne peut pas amortir sur des petits investissements.

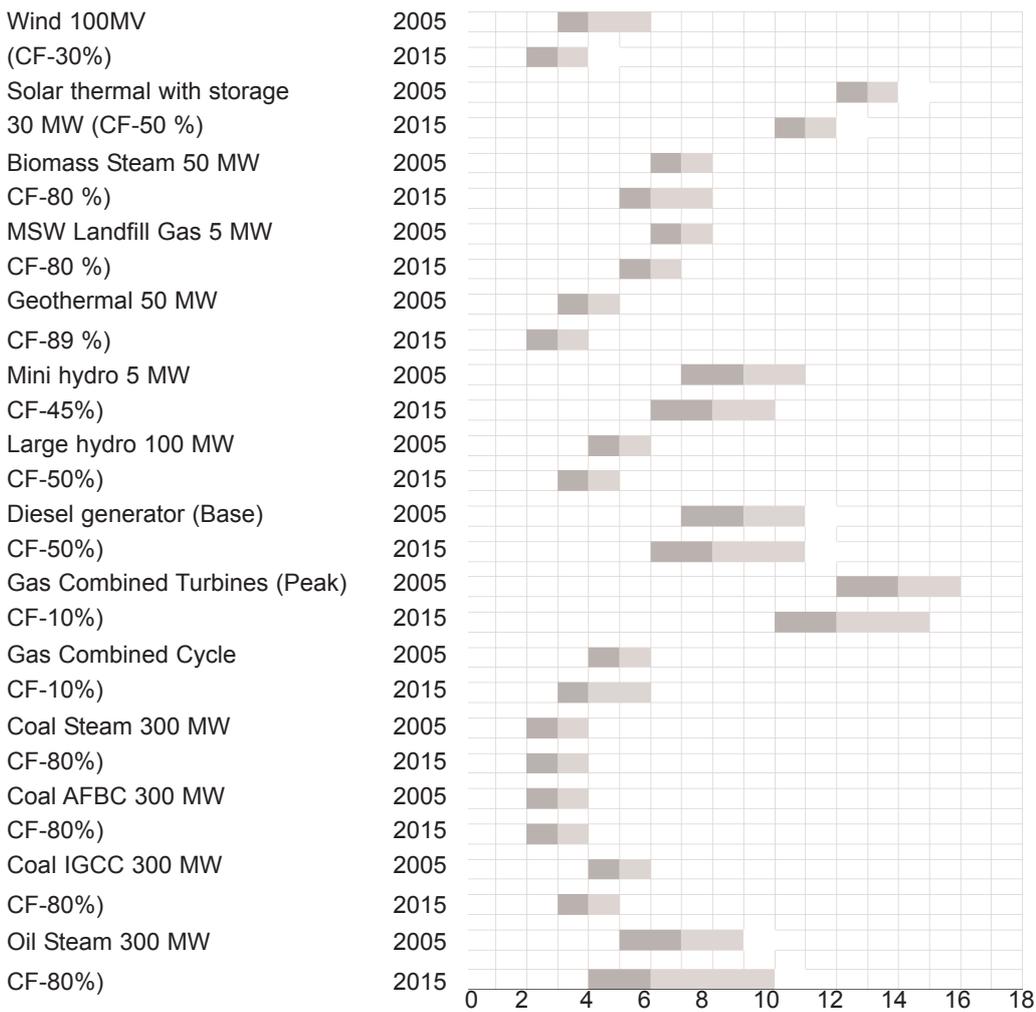
Historiquement, en Europe, la baisse du coût du kWh livré s'est faite dans un paradigme de grande production centralisée et de réseaux interconnectés (et d'économies d'échelle rendues possible dans un contexte de monopole). Aujourd'hui, un consensus se dégage sur la pertinence à développer une production indépendante répartie, raccordée au réseau électrique national. Les raisons sont multiples : enjeux environnementaux et d'indépendance énergétique, valorisation des ressources locales (vent, eau, biomasse), réduction des pertes de transport et de distribution, baisse des coûts d'investissement des options techniques de production locale, plus grande sécurité d'approvisionnement en rapprochant les lieux de production et de consommation, etc.

²⁸ C'est-à-dire sans trop de coupures quand il s'agit d'une demande industrielle ou de délestages trop longs pour la production agricole, mais également sans un niveau de fiabilité très coûteux à garantir, qui ne correspondra pas aux caractéristiques d'une demande rurale.

Graphique 6. Coût du kWh actualisé de différentes options de production (en cents EUR/kWh)



Graphique 7. Evolution des coûts d'investissement de 2005 à 2015



En Afrique subsaharienne, étant donné les deux tendances actuelles concernant les difficultés à mobiliser des sommes importantes pour des ouvrages de production significatifs²⁹, et l'évolution de l'électrotechnique (qui permet d'envisager un réseau électrique important alimenté en de multiples points par des centrales de taille moyenne), on s'oriente peut être vers un nouveau schéma de production avec plus d'ouvrages de taille moyenne et répartis, dans un

contexte où les économies d'échelle ne jouent plus le même rôle que dans le passé.

Si maîtriser les coûts de production est une condition nécessaire, elle n'est pas suffisante. En effet, les coûts du transport HT ou MT et de la distribution MT et BT pour parvenir à donner accès aux populations nécessite de rajouter jusqu'à 50 %, voire 100 % sur l'investissement de production.

Encadré 6. La part de la production dans le coût kWh – l'exemple du Cambodge

Au Cambodge, où moins de 10 % de la population a accès au service électrique, le coût moyen de production d'EDC (compagnie d'électricité) et d'achat aux IPP (gaz et fioul lourd) est de 0,15 USD/kWh et les importations du Vietnam (IGCC) coûtent environ 0,8 USD/kWh. Le coût moyen s'élève donc à environ 0,11 USD/kWh. En considérant que les foyers ruraux à proximité consommeront 50 kWh par mois à un facteur de charge de 30 %, le coût moyen estimé du transport et de la distribution supplémentaire (ainsi que les pertes techniques) est 0,13 USD/kWh. La production ne compte donc que pour la moitié du coût du kWh.

2.1.3 La production décentralisée : des enjeux réglementaires et d'organisation complexes

Pour desservir des clients, il faut bien distinguer l'activité de distribution de celle de production. En outre, dans de nombreux cas, les opérateurs en charge des deux tâches sont bien distincts. Comme le montre le schéma 2, le distributeur va donc être amené à acheter en gros l'énergie soit :

A - au réseau interconnecté au niveau d'une sous-station ou d'un transformateur ;

B - à un producteur indépendant (500 kW à 15 MW) qui exploite une production locale répartie et qui va vendre à un ou plusieurs des clients suivants : la société de distribution rurale ; le réseau interconnecté ; un /des gros consommateur(s) ;

C - à une industrie qui fait de l'autoproduction pour sécuriser son alimentation et qui revend l'excédent.

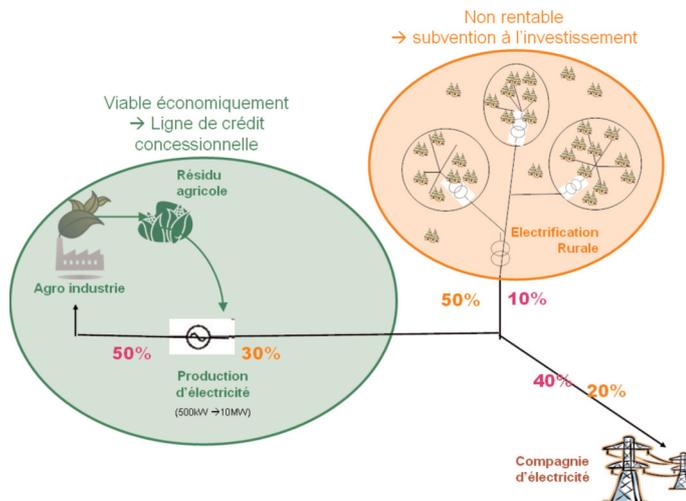
Les deux autres cas de figure sont les suivants :

D - un concessionnaire unique fait de la production et de la distribution au sein d'une ou plusieurs localités, et donc de l'électrification villageoise (généralement de moins de 500 kW) ; de très nombreux mini réseaux diesel dans cette configuration existent en Afrique ;

E - la gestion d'un parc de solutions dites « individuelles réparties », c'est-à-dire où le générateur est localisé sur le lieu de l'utilisateur, et où on fait donc l'économie d'un réseau de distribution (typiquement le kit solaire individuel ou de la pico hydro).

²⁹ A l'heure actuelle, 93 % du potentiel en énergie hydraulique réalisable économiquement sur le continent africain (estimé à 937 TWh/an, soit un dixième du total mondial) reste inexploité.

Schéma 2. Sources d'alimentation possible pour un distributeur.



Source : auteurs.

Nous nous intéressons, dans cette sous-partie, à la petite production répartie et aux réseaux villageois (B, C et D dans la liste ci-avant), dont les cadres réglementaires peuvent être variés, avec des sources de production différentes (groupes diesel, énergies renouvelables).

La production isolée du réseau principal n'est pas toujours mise en œuvre par la compagnie d'électricité qui se consacre plutôt à des ouvrages de taille plus importante et centralisés. Il s'agit donc d'opportunités pour le PPP, avec des investissements unitaires moins élevés mais qui vont nécessiter la mise en place d'un cadre de réglementation pour apporter aux investisseurs les garanties nécessaires à leur engagement (sur des investissements qui demeurent de long terme, *i.e.* plus de 5 ans).

La première étape consiste souvent à autoriser la production pour les besoins propres de l'industrie (sécurité, qualité d'approvisionnement, éloignement du réseau national), l'autoproduction, puis éventuellement la revente d'excédents. Cette possibilité va être potentiellement très importante pour la rentabilité de l'agroindustrie, ou représenter une diversification importante pour la rentabilité de l'autoprodacteur, suivant les conditions de rachat autorisées par réglementation. En tant que telle, la revente d'excédents n'est porteuse de solution à la problématique de l'accès que si il s'avère que l'acheteur est un distributeur

rural, ou si le distributeur national va mobiliser cette énergie pour la desserte rurale.

La seconde étape consiste à autoriser la production d'électricité par le secteur privé ; en définir le cadre est souvent laborieux et complexe, et contribue (ou pas) à l'accès des populations aux services, suivant différents cas de figure.

- Un producteur indépendant, pour rentabiliser son investissement, peut chercher à revendre l'énergie à une société de son groupe, ou à un client extérieur, à un prix négocié entre les deux parties et dans un cadre réglementaire relativement flexible. Toutefois, ceci nécessite que le propriétaire des réseaux autorise l'utilisation du réseau, ou encore l'ATR ; en Inde, ce *wheeling scheme*, où le transporteur prélève un pourcentage de l'énergie transitée, fût un des déclencheurs de la production indépendante. de même, avec cette ouverture, les cimentiers marocains sont devenus des développeurs de centrales éoliennes dans le nord du pays pour alimenter des usines situées dans le sud. Ce schéma résulte généralement d'une volonté d'intégrer un certain pourcentage de production renouvelable; elle ne contribue pas directement à l'accès des populations, mais à celle de l'industrie, qui génère des emplois.

- Si la réglementation ne permet que le rachat par la compagnie d'électricité, il est essentiel que les modalités du

Power Purchase Agreement (PPA), soient claires. En effet, il ne suffit pas qu'elle soit autorisée, encore faut-il qu'il y ait engagement de rachat sur une durée suffisamment longue pour permettre le remboursement des prêts (et non limité à un an renouvelable comme en Indonésie). Il faut également que le mode de calcul du tarif de rachat soit clairement défini, les deux schémas de base étant le *cost plus* et le *coût évité* de la compagnie nationale acheteuse (et non comme au Kenya où, pour l'heure, seul un tarif maximal est publié). Comme dans le cas de la revente d'excédents, ce schéma n'est pas directement porteur de contribution à l'électrification rurale, sauf si la compagnie d'électricité va opérer des extensions pour desservir des zones non desservies, grâce à cette énergie.

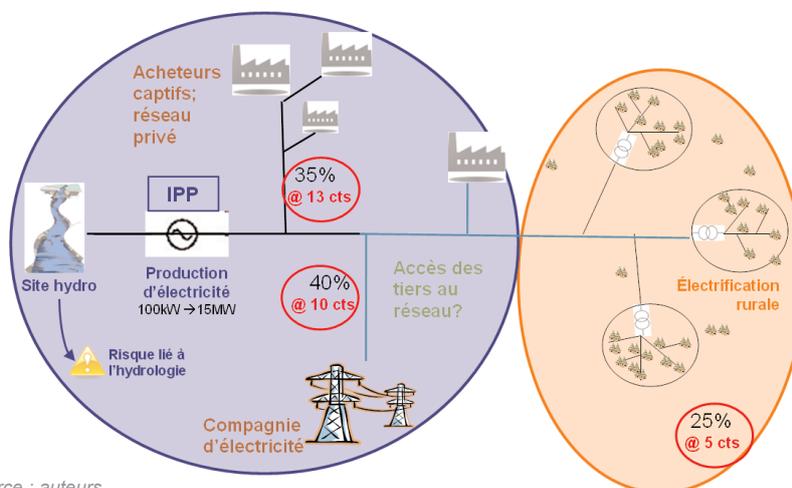
- En revanche, si l'acheteur est un distributeur (ou la compagnie nationale qui va entreprendre un programme rural), la contribution à l'accès est évidente. Encore faut-il que de tels distributeurs ruraux existent, et que le producteur indépendant soit prêt à leur vendre sa production, au vu de la qualité de la contrepartie qu'ils représentent. Un distributeur rural (coopérative coopérative ou association villageoise) n'est en effet pas forcément considéré comme un client de première catégorie par un investisseur. Se pose ensuite la question de savoir comment le prix d'achat du distributeur est déterminé, car il est lui-même généralement contraint par une grille tarifaire aux usagers déterminée par la réglementation. Le système est donc complexe, et ce genre de cadre n'en est qu'au stade embryonnaire en Afrique.

Encadré 7. Quels acheteurs pour rentabiliser la petite production indépendante privée ? Illustrations en Inde, en Indonésie et aux Philippines

En Inde, où l'offre nationale est déficitaire, des conditions de rachat ont été mises en places pour permettre à une sucrerie de rentabiliser un surcoût d'investissement de cogénération. Ainsi, toutes les sucreries du pays disposent de cogénérations permettant de tirer le meilleur parti du résidu de biomasse. En Indonésie, la revente d'excédents n'est permise qu'au coût variable de production, et avec des contrats s'étalant sur une période d'un an. Résultat : aucun autoproducteur ne s'engage dans cette voie.

Aux Philippines, ce sont des coopératives qui sont en charge de la distribution rurale. Elles appliquent la tarification imposée par le régulateur et rachètent l'électricité en gros à ce tarif, moins un certain pourcentage qui doit couvrir l'amortissement du réseau de distribution, les pertes techniques et leur marge. Si ce prix de rachat est inférieur pour le producteur au coût de l'énergie livré au point d'achat, le producteur doit justifier de son coût de production au régulateur, ce qui lui donne droit à une compensation de manière à pouvoir maintenir une certaine rentabilité.

Schéma 3. Coopératives et petite industrie : l'enjeu de la rentabilité



Source : auteurs.

- L'électrification par mini réseaux villageois par un opérateur unique en charge de la production et de la distribution est un cas de figure aujourd'hui assez fréquent, lorsqu'il est opéré à partir de groupes diesel (cf. 2.1.4). Il s'agit toutefois d'une configuration complexe quand on raisonne à partir d'énergies renouvelables :

- le juste dimensionnement de la production par rapport à la demande est essentiel, étant donné les coûts d'investissements importants, pour éviter une sous utilisation de l'équipement qui conduit à un coût élevé du kWh ;
- les études (hydrologie, saisonnalité de la biomasse, etc.) sont longues et coûteuses et donc proportionnellement d'autant plus chères que l'investissement relatif est modeste ; on n'est pour l'heure généralement pas dans une configuration où les compétences nationales, voire locales, sont suffisantes pour les réaliser ;
- souvent, pour assurer une continuité de service, on est amené à surdimensionner l'investissement, ou à s'équiper d'un groupe diesel de secours ;
- l'arbitrage coût d'investissement et coût du kWh demeure complexe.

2.1.4 Production thermique ou renouvelable, la place des solutions hybrides.

Compte tenu du cadre contractuel complexe ayant servi de base à cette analyse, il convient de situer à nouveau la raison pour laquelle cette étude s'intéresse à cette production répartie : 50 % de la population vit loin des réseaux existants et, même dans les cas où elle se situe à leur proximité, ceux-ci sont bien souvent insuffisamment alimentés pour satisfaire la demande en bout de ligne. Dès lors, quelle source de production choisir ?

- La production locale par groupe diesel et/ou fioul lourd est très largement répandue et reste la technologie de référence ; elle est maîtrisée et s'installe rapidement n'importe où.
- L'investissement dans une source de production d'énergie renouvelable est bien plus complexe : la ressource (rivière,

biomasse, site éolien) n'est pas forcément située à proximité du point de consommation. La production est intermittente (*i.e.* connaît des variations instantanées – vent, journalières – soleil, et saisonnières – pluies) ; les études et le temps de préparation sont donc plus longs.

- En revanche, si l'investissement est plus coûteux, les coûts de fonctionnement sont ensuite très faibles sur la durée de vie de l'ouvrage (qui s'étend de 15 à 50 ans suivant la technologie). Encore faut-il avoir les moyens d'investir aujourd'hui en prévision d'une production de si long terme.

La réalité de la situation nous le montre bien : la plupart des capitales provinciales non raccordées au réseau sont alimentées par des groupes fioul ou diesel. Il n'y a en réalité que très peu de petites centrales hydroélectriques et de cogénération en fonctionnement en Afrique ; lorsqu'elles fonctionnent, elles répondent à des besoins essentiellement (voire totalement) d'autoproduction industrielle. Paradoxe ultime : à maximiser la mise en place rapide d'un service universel, on en vient à privilégier les solutions thermiques. Les solutions hybrides, c'est-à-dire combinant la flexibilité de production d'un groupe diesel avec le faible coût de production à long terme des énergies renouvelables, permet de s'affranchir des problèmes d'intermittence de la production et offre aujourd'hui des perspectives extrêmement prometteuses (cf. tableau 6).

- Pour une production « en base » hydro ou cogénération, on évite un problème de surdimensionnement, de barrage (retenue) ou de stockage coûteux, avec un back up diesel.
- Pour un mini réseau alimenté principalement avec un générateur diesel, injecter des kWh PV lorsqu'ils sont produits pendant la journée, permet de réduire les coûts du diesel et la dépendance aux fluctuations de coûts ;
- Pour un mini réseau alimenté principalement avec un générateur diesel, on peut directement substituer une partie du fioul consommé, en injectant du biodiesel ou du gaz (pour 40 à 80 %) à la place du diesel.

Tableau 6 Les énergies renouvelables : coûts d'investissement et de kWh

Filière	Invest. EUR/kW	Coût ct EUR/kWh	Capacité mondiale installée	Fonctionmt (h/an)
Photovoltaïque				
-Sur réseau	3 000-7 000	20 - 40		
-Isolé	7 000-12 000	35 - 100		
Eolien				
-Terrestre	1 000	4 - 8	94 GW	2 000-2 500
-Off shore	1 200-1 500	4 - 8	1,2 GW	2 500-3 000
Hydraulique				
-Grande	1 400-2 000	2 - 8		3 000-8 000
-Petite <10MW	900-4 000	1 - 9,5	48 GW	3 000-8 000
Géothermie	1 000-3 900	1,2 - 9	8,9 GW	8 000
Charbon	900-1 400	4,2 - 5,6		8 000
Fuel / diesel	400-1 500	15 - 20		indifférent

Source : Global Chance 2007.

2.2 Des solutions techniques complémentaires au réseau interconnecté

2.2.1 La production par groupes diesel : scénario par défaut

Historiquement, en raison de son coût d'investissement faible, de la simplicité de sa technologie et du court temps de travaux, cette option technique a été la plus favorisée, tant pour l'électrification des centres ruraux que celle des centres secondaires. Dans bien des pays, la faiblesse de la charge dans ces bourgs et petits centres, ainsi que la faible densité de population ne pouvaient justifier d'étendre le réseau interconnecté. C'est ainsi que, typiquement, dans des zones sahéliennes telles qu'au Burkina Faso, au Mali ou en Mauritanie, le groupe électrogène demeure le choix technique de base pour l'électrification rurale, même si, sur une durée de vie de 20 ans, l'option diesel est coûteuse. Ainsi, le coût du kWh d'un groupe électrogène, est lié jusqu'à 80 % au coût du diesel, rendant cette option moins rentable, *a fortiori* en prenant en compte les frais de transport du carburant dans les zones isolées. A un euro par litre, le coût du carburant sur 5 à 10 ans dépasse l'amortissement de panneaux solaires aux prix actuels.

Les raisons principales du choix du diesel comme solution de référence sont les suivantes :

- le faible coût d'investissement pour une unité de production : environ 600 EUR/kW, lorsqu'une option PV représente un investissement dix fois supérieur, c'est-à-dire un nombre de connexions immédiates dix fois moindre. Dans cette situation, les sociétés d'électrification préfèrent justifier les emprunts nécessaires par un grand nombre de connexions ;
- le fait que la technologie est éprouvée et que les compétences nécessaires à l'entretien sont présentes partout, ce qui évite les coûts de formation nécessaires pour l'implantation de technologies moins développées (solaire, gazéification, etc.).

Même dans des pays riches en ressources naturelles comme le Cameroun, l'Ouganda, la RCA et la République démocratique du Congo (RDC), les contextes politiques et économiques nationaux n'ont pas permis la conduite de grands programmes de valorisation de la biomasse ou de la petite hydro-électricité (faute de financements et d'incita-

tions). On reste encore bien souvent dans la situation où, à budget fixe, un opérateur (compagnie nationale d'électricité ou concessionnaire) sera plus évalué sur le nombre de connections immédiatement réalisées que sur le coût à long terme du service rendu. Dans un avenir proche, le groupe électrogène restera donc incontournable. Toutefois, avec l'augmentation du prix du carburant, les solutions à privilégier doivent en premier lieu viser la baisse de la consommation de diesel, en intégrant systématiquement l'efficacité des équipements d'usage et saisir toute opportunité d'hybridation.

2.2.2 La petite hydro : importants besoins en capital financier et savoir-faire

Dans de nombreux pays, les ressources hydrauliques sont abondantes et offrent des opportunités de développement multiples, couvrant toutes les gammes de puissance, de quelques centaines de watts à quelques mégawatts. Le très faible nombre d'installations de pico (individuelle), micro (villageoise, 10 kW à 200-500 kW) ou mini hydro (200/500 kW à 5/15 MW) est flagrant, en comparaison avec le continent asiatique.

On dénombre très peu d'unités de fabrication de turbines sur le continent africain (quelques ateliers en Ethiopie et au Nigéria), mais de nombreux pays disposent d'une base industrielle pour assurer la maintenance de telles installations. Des expériences de promotion de la filière hydro, couvrant un large éventail de puissance, peuvent servir de base d'enseignement pour l'Afrique subsaharienne : projet GTZ micro hydro en Indonésie (développement de la fabrication locale ; gamme < 100 kW), ou encore développement au Sri Lanka à travers un dispositif incitatif de tarif de rachat. Sur le continent africain, une initiative de développement des petites centrales hydroélectriques pour les usines de thé a été lancée en Afrique de l'Est avec l'appui du *Global Environment Facility* (GEF) du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) dans laquelle le consultant intervient (unités hydro électriques de 500 kW à 5 MW) ; une initiative régionale, au stade d'identification de sites (PNUE, GEF en Afrique de l'Ouest et centrale) ; des projets pilote menées en Afrique australe (Rwanda,

Tanzanie, Zambie) par l'Organisation des Nations unies pour le développement industriel (ONUDI) et des coopérations bilatérales.

► Mini hydro (200/500 kW – 5/15 MW) : enjeux de rentabilité technico-économique et impact sur l'accès

Ces projets sont d'autant plus difficiles à mettre en œuvre qu'ils sont souvent surdimensionnés pour une demande rurale locale. L'amortissement est impossible sur la demande domestique uniquement (< 100kWh/mois par foyer). La rentabilité du projet dépend alors de la présence de clients importants (type industriel) ou bien de la possibilité de revente au réseau. Ces clients, gros consommateurs et disposant de capacités de payer importantes, permettent d'amortir l'investissement et de couvrir les coûts de fonctionnement afin de développer une composante rurale à un tarif plus faible. Ce montage n'est possible qu'en présence d'un cadre institutionnel et d'une législation clairs pour la revente au réseau, comme décrit ci-avant.

Dans les zones abondamment dotées en eau, la production d'hydroélectricité se justifie dans la mesure où les coûts de fonctionnement sont quasiment nuls (car réduits à l'entretien de la turbine). Les obstacles majeurs sont l'importance des coûts d'investissement et la complexité des études de conception (voir ci-après). En ordre de grandeur, suivant la turbine, la partie électromécanique d'un ouvrage va coûter 500 à 1 500 USD/kW, la partie du génie civil pouvant varier de 500 à 3 000 USD/kW.

Suivant le site, le génie civil nécessaire peut être plus ou moins coûteux (*i.e.* conduite d'eau, bassin de décantation, conduite forcée, prise d'eau et, plus rarement, retenue d'autant plus importante que l'on voudra stocker de l'eau pour une durée longue ; bâtiment abritant le générateur ; etc.). S'y ajoutent les coûts liés aux études nécessaires concernant l'identification de sites et la conception des ouvrages ou d'hydrologie, qui requièrent également des compétences peu présentes localement, en Afrique. La réalisation de ces différentes étapes implique également un temps de gestation très long qui rend plus difficile l'adhésion des partenaires sur toute la vie du projet, qui peut s'étendre sur plusieurs années (cf. tableau 7).

Tableau 7. Calendrier et coûts de la conception de sites hydro-électriques

	Durée - dates	Coûts	Financier	Nombre de sites
Etude de cadrage	4 mois		GEF, PNUE, Banque africaine	8 pays
Pré-faisabilité	Nov. 05 – mars 06	178 000 EUR	de développement (BAD)	19 sites
Faisabilité	5 mois Oct. 07 - mars 08	180 000 EUR	GEF, UNEP, BAD	2 sites
Etudes de la composante électrification rurale	3 ans Jan 07 – dec 2010	272 000 EUR	GEF, UNEP, BAD	4 sites
Réalisations	1 site en cours de réalisation 1 site en discussion 4 études de faisabilité en cours	1 site (génie civil, électromécanique, réseau de distribution, supervision) : 5,5 M EUR (2,833 MW)	GEF, UNEP, BAD	6 sites

Source : auteurs.

La production d'hydro-électricité au fil de l'eau est constante au cours d'une journée, contrairement à la demande. Si l'offre doit suivre la demande, il faut un ouvrage de stockage (coûteux) pour pouvoir turbiner le soir. Au-delà de ce stockage journalier, la production sur l'année est dépendante de l'hydrologie et de ses variations saisonnières. Faut-il donc s'engager dans des ouvrages de génie civil important pour assurer une garantie de puissance sur l'année ?

La présence d'un *back up* (source thermique non dépendante de la ressource naturelle) peut être nécessaire à un service fiable, et une alternative intéressante aux importants ouvrages de génie civil : dimensionner un ouvrage pour qu'il ne soit que peu utilisé sur une année conduit à un coût du kWh élevé.

► Hydroélectricité villageoise (micro, de 10 à 100 ou 500 kW) : de nombreuses contraintes

Pour de plus petits ouvrages dits « villageois », il n'est pas envisageable de se lancer dans des études longues et complexes, à coûts élevés, à amortir sur un peu de kWh. Il n'est possible de développer l'hydroélectricité au niveau villageois, pour alimenter un mini-réseau que dès lors qu'il est au fil de l'eau (sans stockage d'eau) et de conception simple. Le génie civil est réduit (il suffit d'une conduite d'eau et d'un petit bâtiment pour la turbine) et les études nécessaires bien moindres. Le génie civil peut être majoritairement local, en formant les acteurs concernés pour, dans un premier temps, assurer l'entretien de la centrale et éviter ainsi l'abandon du projet dès la première panne. Dans un second temps, on peut développer une filière locale de

production de turbines pour minimiser les importations qui génèrent des coûts importants, et favoriser ainsi le développement local.

Ce schéma nécessite toutefois de pouvoir être largement répliqué (pour amortir les coûts de formation), de disposer d'un véritable savoir-faire et d'être facilité par une législation claire. Il faut bénéficier de soutiens aux niveaux (i) du développement de compétences, (ii) de l'investissement et (iii) lors de la définition des conditions de tarification. Il s'agit donc d'une démarche de longue haleine qui requiert un réel engagement politique au niveau de l'Etat, comme cela a pu être le cas au Sri Lanka.

► La pico hydro : un transfert de compétences nécessaire

La pico hydro est l'utilisation de la force hydraulique par des turbines de faible puissance (typiquement inférieures à 5 kW), à usage individuel ou partagé entre quelques familles à l'instar des systèmes PV. Les turbines nécessaires présentent la caractéristique d'allier la partie mécanique et la partie électronique en une seule pièce. L'utilisation de cette technologie est donc accessible à tous. Les turbines peuvent être installées avec une petite dérivation d'eau pour créer un dénivelé, mais également directement dans le courant d'une rivière. Leur utilisation demande donc très peu de savoir-faire. Cependant, elles ne peuvent turbiner ni dans des périodes d'étiage, ni dans le cas d'une trop grande hydrologie. Pour maintenir des prix de vente bas, la plupart des équipements chinois et vietnamiens ne disposent ni de régulation ni de protection, ce qui pose des problèmes de sécurité aux équipements d'usage et aux utilisateurs.

De nombreux pays d'Afrique présentent une hydrologie permettant l'installation de pico hydro dans les villages isolés. Le développement de cette filière, actuellement non exploitée sur le continent, peut donc se faire soit via l'importation des turbines asiatiques, soit via le développement d'une filière locale. Un transfert de technologie entre les

deux continents semble donc approprié et nécessaire au développement d'un marché. Une fois la fabrication assurée, le coût d'une turbine est accessible même aux populations rurales à faibles revenus puisque – pour les matériels d'entrée de gamme – on trouve dans les zones rurales du Laos des turbines « cotées » 200 W pour un prix de 30 USD.

Encadré 8. Pico hydro au Laos

La pico hydro s'est développée de façon très spontanée en Asie. Au Laos, même s'il est difficile de donner un nombre certain, on estime qu'il existe 60 000 turbines. Une filière de production s'est développée, en Chine et au Viêt Nam en particulier. Les turbines produites sont souvent d'une qualité moyenne, et leur durée de vie est évaluée à 3 ans environ. Mais il est possible de contrôler la production, comme l'AER a tenté de le faire au Viêt Nam (en plaçant sur le marché des turbines de meilleure qualité à des prix compétitifs) ou aux Philippines (qui ont développé leur marché en important ces turbines de meilleure qualité que celles venant de Chine). L'électricité produite est instable, et les appareils ménagers reliés à cette source voient leur durée de vie diminuer dans ces conditions, puisque les utilisateurs n'installent pas spontanément un régulateur. Au Laos, par exemple, les ménages remplacent leur ampoules jusqu'à trois fois par mois.

Enfin, si la facilité de mise en œuvre de la pico hydro représente un avantage pour l'électrification rurale (la mise en place d'une turbine étant simple), l'utilisation d'électricité par des personnes manquant de sensibilisation sur ses dangers, couplée au manque de protection des installations, expose les utilisateurs à de nombreux risques. Les discussions avec ces derniers font ainsi état de plusieurs accidents. Le développement de la pico hydro doit donc se faire parallèlement à une sensibilisation des utilisateurs à son utilisation.

Les coûts se situent entre 20 EUR pour quelques centaines de Watts, et 500 à 1 000 EUR pour quelques kW³⁰.

2.2.3 La bioélectricité : des filières techniques et des problématiques d'accès à différencier

► La production d'électricité à partir de biomasse : ressources et filières

Tout comme l'hydroélectricité, la production d'électricité à partir de biomasse dépend de la disponibilité locale de la ressource. Il convient dès lors de bien distinguer, d'une part, le développement de plantations dédiées à la production d'électricité, qui va toucher à une problématique agricole et de développement rural et, d'autre part, la valorisation de résidus agricoles ou d'une agroindustrie.

Il serait néanmoins erroné de systématiquement considérer cette ressource comme gratuite car les usages concurrentiels se développent (briquettes de balle de riz, production de papier, usages pour la cuisson, etc.). La production de biocarburants à grande échelle pour le transport ou le petit biogaz individuel ou communautaire pour la cuisson ne seront pas examinés ici.

Pour ce qui est de la production d'électricité pour les services ruraux, quatre filières essentielles doivent être distinguées :

³⁰ Pour plus d'informations, visiter le site du projet Village Off-Grid Promotion and Support, mené par le gouvernement du Laos : www.vopslaos.org

- la cogénération
- le biogaz
- le biodiesel
- la gazéification

► Cogénération autour d'une agroindustrie

Une cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité) est particulièrement pertinente dans l'agroindustrie où il existe des besoins de chaleur (typiquement les sucreries). Elle n'est appropriée qu'à partir de 500 kW, voire du MW. Il est bien sûr possible de se limiter à la production d'électricité et de ne pas valoriser la production de chaleur si ce n'est pas nécessaire au processus.

Cette filière est technologiquement très largement répandue et éprouvée en Asie et en Amérique latine, où toutes les sucreries d'Inde, du Brésil et de la Thaïlande en particulier sont équipées de telles unités. Elle s'applique de plus en plus à des domaines tels que la production d'huile de palme, les unités de décorticage de riz ou l'industrie de transformation du bois. Peu de projets existent en Afrique subsaharienne, en dehors de quelques installations en Afrique du Sud, en Ouganda, en Tanzanie et au Zimbabwe. Un programme ambitieux est cependant actuellement lancé avec le soutien du PNUE/GEF afin de développer la cogénération en Ethiopie, au Kenya, au Malawi, en Ouganda, au Soudan, au Swaziland et en Tanzanie (programme Cogen for Africa, coordonné par l'ONG Afrepren/FWD³¹).

Traditionnellement, les unités agroindustrielles sont dotées de chaudières basse température et basse pression, et sont autosuffisantes. La même quantité de résidu, avec une chaudière haute pression et haute température, permet de produire significativement plus d'électricité. Mais le surcoût d'investissement ne pourra se justifier pour l'agroindustrie que si elle peut revendre cette électricité à un prix suffisamment attractif pour rentabiliser son investissement.

En Afrique subsaharienne, le potentiel est considérable, que ce soit dans les zones sucrières ou dans les unités de transformation du bois. C'est cependant le cadre réglementaire – et la proximité du réseau électrique – qui inciteront

au développement de cette filière : à moins d'un tarif de rachat attractif pour alimenter le réseau ou les localités avoisinantes, les industriels se contenteront d'utiliser une chaudière de base pour leur propre consommation.

La cogénération s'est essentiellement développée de façon autarcique depuis plusieurs décennies. Les rendements des chaudières évoluent, le développement du réseau électrique également, et c'est aujourd'hui une filière mature, dont le potentiel s'étend puisque la revente au réseau devient de plus en plus fréquemment possible. Les quantités de biomasse disponibles permettent de produire un surplus d'électricité, vendu à l'extérieur. Une partie peut être envoyée sur le réseau (s'il existe) au tarif national, afin de rémunérer l'agroindustrie, une autre peut également cibler des villages aux alentours, à un tarif plus bas, (dès lors qu'il existe une structure de distribution pour acheter). Pour permettre la mise en place d'un tel schéma, contribuant à l'accès des populations (qui se situeront logiquement à proximité des bassins d'emploi où se trouvent les agroindustries), il est impératif de disposer d'un cadre institutionnel clair car la technologie est maintenant mature et ne pose pas de difficultés. Le développement de la filière est cependant d'abord motivé par la rentabilisation pour les agroindustries, ce qui est d'ailleurs au plan mondial un facteur clé dans la détermination du prix du sucre, par exemple.

► Du biogaz individuel au biogaz industriel

Le biogaz consiste en la fermentation anaérobie de déchets plus ou moins liquides, qui permet de produire du méthane, que l'on peut utiliser en combustion directe (éclairage, cuisson) ou en mélange dans un groupe diesel ou dans une petite turbine. Il existe des installations électriques jusqu'à plusieurs MW dans des unités d'élevage de cochons et de volailles en Asie du Sud Est. Des dizaines d'unités sont d'ores et déjà en fonctionnement en Malaisie et en Thaïlande et, si le processus de méthanisation (digestion anaérobie) exige un certain entourage technologique, ces unités n'en fonctionnent pas moins depuis plusieurs années. L'adéquation au contexte de l'Afrique subsaharienne est certainement plus lointaine du fait du faible nombre

³¹ Energy, Environment and Development Network for Africa, ONG basée à Nairobi.

d'élevages de taille importante. En revanche, le biogaz « individuel » (pour production de gaz de cuisson ou éclairage individuel) ou de taille moyenne (permettant de faire fonctionner un moteur de quelques dizaines de kW jusqu'à 500 kW intermittent) a un fort potentiel. Soulignons que l'ajustement peut être délicat, en fonction de la température, de l'humidité et du résidu utilisé.

Il existe aujourd'hui des millions de biogaz dits « individuels ou communautaires » en Inde et en Chine qui permettent aux paysans de produire, à partir de deux têtes de bétail, le gaz nécessaire à leurs besoins de cuisson et d'éclairage. La filière dite de « biogaz industriel », qui consiste à valoriser les déchets d'élevages intensifs, est très largement établie dans des pays comme le Danemark, où ce gaz satisfait plus de 15 % des besoins de chauffage et de la production d'électricité. Aux Philippines, où il existe des normes environnementales strictes concernant le traitement des effluents liquides, les biogaz sont systématiquement intégrés dans les unités d'élevage d'ovins, ce qui permet de traiter à la fois la question de la pollution locale (effluents liquide) et d'améliorer la rentabilité de l'opération à travers la valorisation du gaz en électricité. Si cette filière présente un intérêt évident pour augmenter la part des renouvelables dans le mix énergétique, le lien avec la problématique d'accès n'est pas direct.

La taille qui nous semble la plus porteuse de potentiel pour l'accès rural, dès lors que la législation permet la revente à des conditions attractives, est celle des biogaz permettant de produire 50 à 500 kW électriques, à partir de déchets d'agroindustries, voire de plantations. La complexité de cette filière ne doit pas être sous-estimée, car le processus de « digestion anaérobie » est à adapter suivant le type de biomasse et son niveau de liquidité. Néanmoins, on commence à voir quelques projets émerger en Afrique, comme au Kenya par exemple.

► Biocarburants en filière courte et gazéification : diminuer la part du fioul dans les consommations des groupes

La gazéification permet de valoriser des résidus de biomasse en les transformant par pyrolyse en gaz utilisable dans un moteur classique, de même que le biodiesel peut se

mélanger au diesel. La gazéification de résidus bois, balle de riz, coquille de noix de coco, café, palmeraies, coupes et élagage de plantation de hévéas présente un potentiel très important allant de quelques dizaines de kW à 1 ou 2 MW. Le processus de gazéification (pyrolyse) est spécifique à chaque résidu, d'où une certaine délicatesse du processus d'industrialisation. Celle-ci s'est jusqu'à présent surtout appuyée sur des structures universitaires avant de passer à un stade d'industrialisation (en particulier en Inde) et la réplication est moins aisée que pour le groupe électrogène « universel » : elle demande en effet une certaine capacité du tissu industriel local. Cependant, des programmes de transfert de savoir-faire et de diffusion ciblés sont tout à fait possibles et sont actuellement initiés, comme par exemple un transfert depuis l'Inde vers le Cambodge pour les gazogènes utilisant la balle de riz pour des capacités de 100 à 300 kW. Dans le contexte africain, on s'intéressera plus particulièrement à l'injection de ce gaz dans les groupes électrogènes plutôt que la production de gaz seul, risquée du point de vue de la continuité du service.

En pratique, le gazogène permet de rendre autonome un village ayant un potentiel de biomasse suffisant. La filière gazéification connaît quelques exemples dans l'électrification rurale (à Madagascar, ou à travers un projet d'envergure nationale en Inde). Le problème le plus largement rencontré est celui de la maintenance d'une telle unité, qui demande des compétences locales : qualité du combustible, apports d'air et gestion de la température, filtration du gaz. Un transfert local de la technologie permet de diminuer les coûts, le gazogène pouvant être réalisé à partir de matériaux locaux. En l'état actuel de maîtrise des filières dans les contextes qui nous intéressent, il est préférable d'utiliser ces filières en hybride diesel plutôt qu'en tant que combustible unique.

Au niveau des biocarburants, les agrocarburants dits « de première génération » ont atteint une maturité technologique et représentent une source d'énergie qui peut être développée localement. On distingue plusieurs voies :
- l'éthanol obtenu par fermentation et distillation de biomasse riche en sucre, amidon ou cellulose (canne à sucre, sorgho doux/maïs, blé, manioc). Il doit être utilisé en mélange ou bien, comme les huiles végétales, dans des moteurs

adaptés. Sa transformation est coûteuse et concerne surtout les transports ;

- les huiles végétales pures, obtenues par presse de biomasse oléagineuse (en Afrique, huile de palme, jatropha, colza, soja, algues, etc.), peuvent être utilisées dans des tracteurs ou moteurs fixes avec des contraintes au démarrage ;

- le biodiesel, obtenu par estérification de ces huiles végétales peut être utilisé dans tout moteur diesel (< 30 %, plus avec des adaptations simples).

On en est encore aujourd'hui à des approches pilote, des questions ouvertes en matière de superficie, d'intrants, de rendements et de puissance. Les premières analyses conduisent à penser que, dans de bonnes conditions (rendements raisonnables sans besoin de trop d'intrants), le

biodiesel serait compétitif avec le diesel à partir de 70 USD/baril, dans des zones isolées.

Ces options offrent une grande flexibilité, puisque biogaz et biocarburants sont injectés sans modification dans le groupe diesel, et parce que toute fluctuation dans la production de biomasse est compensée par un apport diesel plus important (cf. encadré 9). Les difficultés vont provenir des questions concernant :

- la fiabilité de l'approvisionnement en biomasse (résidus, usages concurrentiels, saisonnalité) et, en cas de plantations dédiées, la question de la gestion de la plantation ;

- la compétence technique, qui doit être présente au niveau de chaque village et qui nécessite la mise en place d'un véritable réseau de techniciens locaux, ce qui, dans le cadre d'un programme d'envergure, doit s'envisager en partenariat avec une AER.

Encadré 9. Exemples de projets de biodiesel et de gazéification

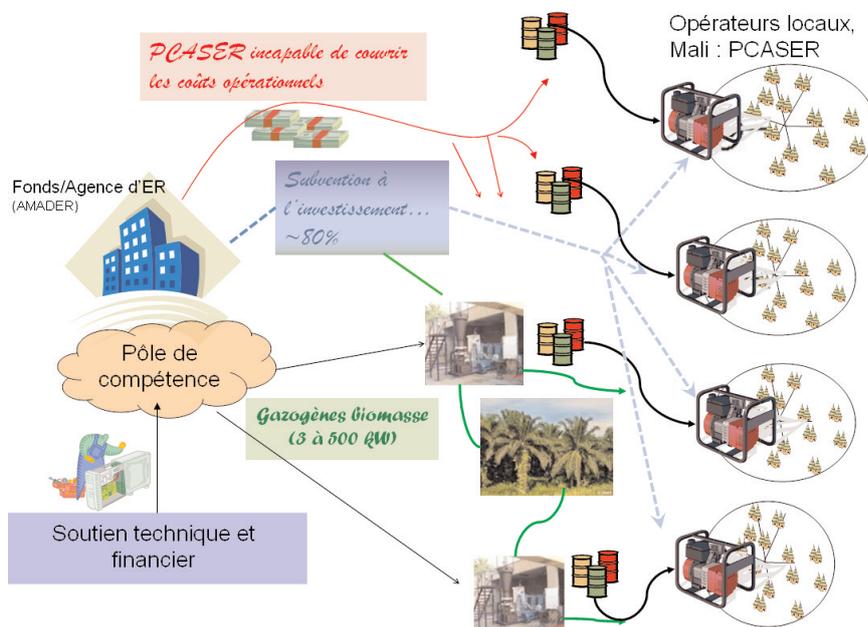
L'université de Louvain a réalisé une étude de faisabilité d'un projet biomasse-électricité en milieu rural au Burkina Faso. Se basant sur différents types de biomasses disponibles et sur plusieurs technologies différentes, l'étude a montré que le rendement dépendait de la biomasse utilisée, et que le bois restait le meilleur candidat à la gazéification (même si les tiges de coton, entre autres, permettent également des rendements intéressants). L'option « tout bois » demande un investissement initial plus cher, mais permet de produire un kWh moins cher qu'une option « dual fuel » (utilisant 20 % de diesel et 80 % de bois).

Quelle que soit l'option retenue, le coût du kWh produit est 25 à 33 % inférieur à celui issu de la filière classique. Les chercheurs ont également développé un type de gazogène en béton, facile à mettre en œuvre.

Si le combustible bois est le plus répandu, et si l'on peut considérer que la gazéification bois est compétitive avec le diesel dès lors qu'il coûte plus de 0,90 USD/litre, la filière balle de riz se développe également. Ainsi, la PME Cambodia commercialise des gazogènes balle de riz Angkur (Inde) aux prix de 65 000 USD pour 150 kW et 75 000 USD pour 200 kW.

Au Mali, le Programme national de valorisation énergétique de la plante pourghère (PNVEP) a pour objectif le développement de l'utilisation de l'huile de pourghère pour l'électrification rurale et le carburant des véhicules. La première phase (2004-2008) prévoyait l'installation de cinq groupes électrogènes ainsi alimentés, pour un budget de 700 millions FCFA. Le village pilote de Kéléya a ainsi vu la mise en service d'un groupe électrogène de 50 kW, avec une unité d'extraction d'huile de pourghère et la culture de 0,5 ha de cette plante. Vingt abonnés (incluant la majorité des bâtiments administratifs) ont ainsi pu être connectés sur un réseau de 2 km. A plus grande échelle, on pourrait imaginer que l'AMADER (qui a financé plusieurs groupes et petits réseaux diesel) appuie la mise en place d'une unité de production de biodiesel avec une obligation d'achat de la part des PCASER financés.

Schéma 4. Les étapes d'un projet de biodiesel et de gazéification



Source : auteurs.

2.2.4 Le Photovoltaïque (PV) : une baisse des prix assurée ?

La chute tant attendue du prix du panneau PV est, depuis début 2009, sérieusement amorcée. Alors qu'il y a quelques années, un kit solaire de 50 Wc valait 500 USD, on trouve aujourd'hui des équipements fabriqués en Asie (et certifiés en Europe) pour moins de la moitié de ce prix. Poussés par les grands programmes européens, japonais et américains qui ont engendré des investissements importants dans les capacités de production ainsi que dans l'électronique d'intégration des renouvelables aux réseaux (*smart grids*), les industriels ont largement développé leur capacité de production, et le « un Euro du Watt crête », tant attendu, sera bientôt atteint. Il est certes essentiel de ne pas confondre prix du panneau et coût total du système, notamment pour les systèmes isolés, pour lesquels il faut rajouter le coût du stockage de l'énergie électrique produite pendant la journée (batteries pour l'éclairage ou château d'eau pour le pompage).

► Mini réseaux PV-diesel hybrides : une filière à très fort potentiel

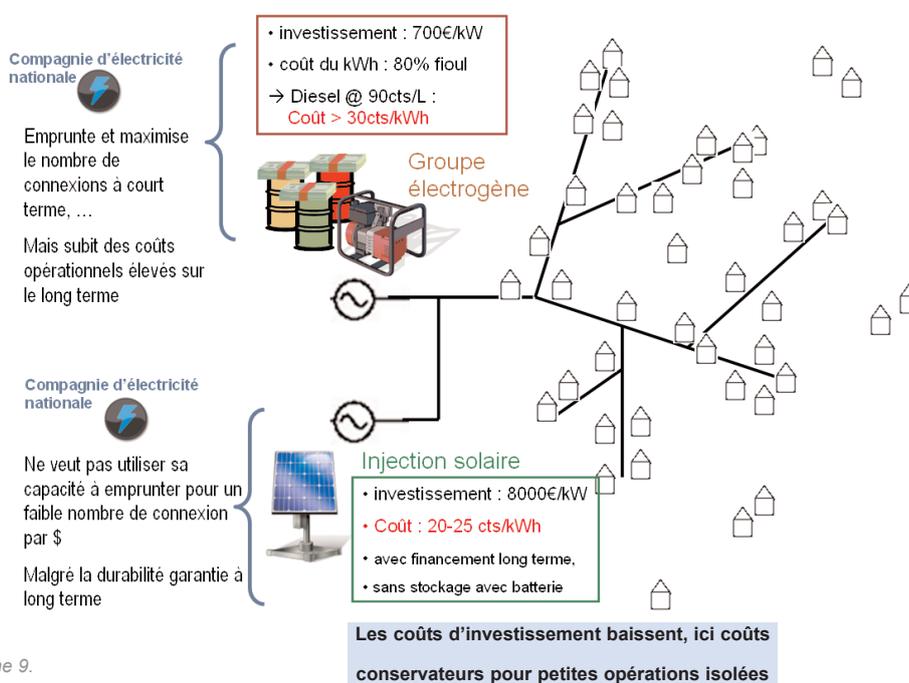
Le PV pourrait bien devenir la première option d'hybridation : l'ensoleillement est constant sur le territoire et la ressource moins difficile à mobiliser que la biomasse ou l'hydraulique. Le point faible du PV est sa production nécessairement diurne, alors qu'en zones rurales, la demande est souvent nocturne. Le stockage de l'électricité en batteries reste très coûteux, alors qu'en injection directe sur le (mini) réseau pendant la journée (donc nécessairement sur un réseau fonctionnant 24h/24), il est compétitif par rapport au diesel, comme le montre l'exemple de la Mauritanie (cf. encadré 10). De plus, dès lors que l'on injecte moins de 20 % d'électricité solaire, la gestion de la production intermittente ne pose pas problème.

Encadré 10. Exemple d'un projet hybride PV-diesel en Mauritanie

La ville de M'Bout en Mauritanie est actuellement alimentée par une centrale thermique de 280 kW. Une étude a été menée pour l'installation d'un réseau hybride PV-diesel, avec une injection de 20 kW PV. L'injection est réalisée en faible quantité afin de diminuer la consommation de diesel, mais sans nécessiter de batterie pour le stockage de l'énergie solaire.

Le calcul des coûts a montré que la production d'électricité PV (en prenant un investissement PV à 7 000 EUR du Wc) reviendrait au même coût que l'électricité diesel à partir de 0,75 EUR/l diesel. Le prix étant à 0,83 EUR/l en novembre 2008, l'investissement PV était ainsi à l'époque rentable.

Schéma 5. Les étapes du projet



Source : AIE PVPS Tâche 9.

► Kits solaires : les leçons tirées des programmes

Les projets de kits solaires se sont rapidement développés depuis 20 ans et ont été à un moment donné porteurs de l'espoir d'une électrification « totale » des zones rurales. S'il est vrai que le prix du kit solaire domestique « typique » de 50 Wc (éclairage et audiovisuel pour 3 à 6 h par jour) a diminué de près de 50 % en l'espace de 15 ans, ce schéma d'électrification n'a pas apporté l'impact escompté, en particulier pour les raisons suivantes :

- le service apporté se limite à l'éclairage, la téléphonie et l'audiovisuel et (pour quelques heures par jour et pour les

systèmes les plus puissants) peut inclure la ventilation et un peu de réfrigération. Si la « connectivité » devient un facteur clé du développement, on n'en constate pas moins que, si elles doivent choisir entre du PV maintenant et le réseau plus tard, les populations préfèrent souvent attendre quelques années supplémentaires pour avoir le « vrai » service électrique de puissance ;

- la gestion technique et financière (maintenance de l'électronique, remplacement des batteries et des lampes basse consommation - LBC, collecte des paiements) s'avère bien plus coûteuse qu'escompté à l'origine. On ne peut « amortir » le coût d'un gestionnaire local que sur un grand

nombre de systèmes dans le rayon le plus limité possible. Or, il est évident que si les populations sont concentrées, on préférera des options de mini réseaux. Ainsi, en particulier avec la flambée des prix du pétrole, le coût du transport vient à représenter un poids considérable dans les coûts récurrents des programmes. Et dans la réalité, plus le programme est important, plus on va vers des zones reculées (donc dispersées et à faible revenu), plus les coûts de gestion augmentent. Il s'agit donc de « déséconomies » d'échelle. Si le prépaiement (cf. 2.3.2) peut présenter une option intéressante (au moins pour les paiements mensuels), le compteur à prépaiement ne peut s'amortir que sur un système de taille relativement importante (plus de 100 Wc).

Une littérature foisonnante a été produite sur ces sujets (voir AIE Photovoltaic Power Systems: Deployment in Developing Regions)³².

On distingue trois principaux schémas de diffusion de kits solaires.

► Une approche « commerciale », où les usagers paient l'intégralité du prix du système ; cette approche présente les caractéristiques suivantes :

- des facilités de paiement peuvent être accordées par les installateurs ou par une structure de (micro) crédit locale. Pour ce faire, les installateurs (qui sont en général des PME locales) doivent pouvoir bénéficier d'un refinancement; la rareté de ce type de facilités est un blocage à la diffusion du système ;

- les facilités de paiement ne s'étendent pas sur plus de 3 ans, et les usagers versent des mensualités de 8 à 15 USD par mois (pour les systèmes individuels domestiques), ce qui ne permet l'accès qu'au segment de population le plus aisé ;

- une fois l'installation faite, ou le crédit remboursé, l'usager est propriétaire du système solaire et doit assumer la responsabilité de sa maintenance ;

- l'installateur ne mettra en place une antenne locale pour la maintenance que si le « marché » le justifie (Bien souvent, cela se fait à travers des boutiques de vente de matériel électrique et électronique au niveau des districts ou des provinces) ;

- ce marché est florissant, par exemple en Afrique de l'Est, où il existe de nombreux riches propriétaires agricoles qui s'équipent de systèmes PV significatifs ; il ne concerne pas les travailleurs agricoles ni les petits propriétaires ;

- pour que les populations moins aisées puissent bénéficier de ce service, une subvention importante à l'investissement est nécessaire (50 % du coût), qui peut être considérée comme prioritaire sur les ressources publiques, ou pas.

► Une approche de service dite « *fee for service* » : le client paie une somme initiale lors de l'installation (équivalent, par exemple, à un coût de connexion dans le cas d'un service en réseau) puis une redevance fixe mensuelle, et le prestataire se charge du fonctionnement et de la maintenance. Pour certains programmes, la propriété des équipements revient à l'usager au bout de 10 ans par exemple ; pour d'autres, le concessionnaire doit s'assurer du renouvellement (dans le cas de figure où le réseau ne serait pas arrivé) ; enfin, dans de nombreux cas, cette question de propriété reste floue. De nombreux programmes de ce type ont maintenant été mis en œuvre, et l'on bénéficie d'un retour d'expérience de plusieurs années. La conclusion est relativement unanime : le potentiel de ce type d'approche est tout à fait considérable, et le développement d'équipements d'usages de plus en plus efficaces permet d'améliorer le service offert par l'électricité d'origine PV (qui reste chère). Cependant, on n'atteint une viabilité globale qu'à partir du moment où le fonctionnement est totalement local, et à des coûts locaux. Les compétences se développent et la démultiplication nationale passera par une volonté politique de diffuser ce type de schéma et les compétences nécessaires : les niveaux des redevances mensuelles peuvent, suivant les cas et le choix des politiques, ne couvrir que le fonctionnement et le remplacement de l'électronique

³² Une dizaine de guides pratiques depuis le financement jusqu'à l'accréditation des formateurs y figurent. www.iea-pvps.org –Tasks – Ongoing – Task 9.

(batteries, onduleur, régulateur) de tous les panneaux (ou une partie seulement). La coopération internationale demeure largement présente sur ce créneau, notamment à travers des ONG et fondations, qui ont l'habitude de travailler en forte symbiose avec les communautés locales.

► PV pour des usages communautaires, sociaux, voire productifs :

- Par usages communautaires, on entend des services tels que l'éclairage public ou l'éclairage d'une salle commune, qui sont souvent appréciés dans la dynamique villageoise. Le prix doit en être couvert par la communauté villageoise;
- Les usages productifs sont très rares pour des applications solaires en raison du coût élevé du kWh solaire qui ne permet pas véritablement des usages de puissance. On observe néanmoins, dans des zones où l'eau est rare, l'utilisation de l'électricité solaire pour l'irrigation au goutte à goutte (impliquant peu de déplacement d'eau);
- Il faut distinguer de ces usages dits « productifs », les services directement ou indirectement générateurs de revenus :

recharge de téléphone portable, éclairage de nuit permettant aux femmes d'augmenter les heures de tissage, etc.

- Le PV permet également de satisfaire certains usages sociaux essentiels, tels que la mise en place de systèmes de pompage pour l'eau potable, l'éclairage de dispensaires, la réfrigération de vaccins. Se pose toujours, pour ces applications, la question du financement de l'investissement : en général, le secteur électrique ne prend pas la responsabilité de ces investissements, et ils doivent être supportés par les structures et/ou les ministères en charge de la santé ou du développement rural par exemple, voire les communautés elles-mêmes, ce qui n'est pas forcément chose aisée. En effet, les programmes ont pour habitude de financer l'investissement initial pour un groupe diesel, et c'est ensuite bien souvent à la communauté locale d'assumer les coûts récurrents, ce qui pose de sérieux problèmes. Passer à un investissement solaire implique que le financeur de l'investissement soit prêt à un investissement bien plus important et se dote des moyens de maîtriser cette technologie. On s'oriente d'ailleurs de plus en plus vers des services payants pour pouvoir couvrir les frais de fonctionnement *a minima*.

Tableau 8. Analyse SWOT des options techniques

Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats : forces, faiblesses, opportunités, menaces

forces et faiblesses									
	Technologie mature et réparable localement	Fourniture aisée, nombreux représentants locaux	Travaux de construction maîtrisés	Rapidité des travaux et de mise en service	Nombreux techniciens formés pour assurer la maintenance	Coût d'investissement	Coût d'exploitation	Simplicité du montage financier	Impact environnemental
Diesel	SS	SS	S	SS	SS	S	WW	S	WW
Hydro - avec retenue	SS	S	S	WW	W	W	SS	W	W
Option au fil de l'eau (peu Génie civil)						S			S
									Besoin de formation
Co-génération (> 500 kW, galment >2MW)	SS	S	S	S	SS	S	S	SS	S
biogaz industriel > 500 kW	SS	WW	W	S	S	S	S	SS	S
	Généralement associé à une agro-industrie	Chaudières, moteurs disponible, pb est l'ingénierie et le rachat d'excédents			Localisation près d'une agro-industrie - donc d'ingénieurs et une demande			Industriel porteur du projet	Permet de valoriser les déchets
gazogène 20 - 500 kW		WW	W	S	W	S	W	W	W
								Portage en zones rurales difficile	Effluents
Solaire - systèmes PV domestiques et communautaires isolés, le PV diesel hybride en mini réseau, le PV raccordé au réseau.	SS	SS	SS	S	S	WW	SS	WW	SS
Réseaux PV et PV-diesel	SS	W	S	S	W	WW	S	WW	SS
	Dès lors que les pièces de rechange sont disponibles								

opportunités (o) et menaces

	Variabilité du coût du kWh	Coût du kWh à Long terme	Configuration de production qui s'adapte à la demande	Localisation de la production / demande	Solutions hybrides pour augmenter l'optimum global	Sensibilité aux facteurs externes	Lourdeur de la procédure administrative	Cadre réglementaire stable et formulé
Diesel	TT	TT	SS	SS	O	TT		
Hydro - avec retenue	S	SS	S	WW	O	O	TT	O
Option au fil de l'eau (peu Génie civil)			W		OO	T		
				Production en un site spécifique possibilité du réseau		Hydrologie		Démarre ds qq pays
Co-génération (> 500 kW, galment >2MW)	S	S	S	S		T	T	T
biogaz industriel > 500kW	S	S	S	S	O	T	T	T
						Usages concurrents de la biomass	Pour revente d'excédents	Peu ou pas de pays ont une politique
gazogène 20 - 500kW	S	S	S	S	OO	T	T	T
				Collecte, plantations		Nécessité contrats LT		Peu ou pas de pays ont une politique
Solaire - systèmes PV domestiques et communautaires isolés, le PV diesel hybride en mini réseau, le PV raccordé au réseau.	SS	S	S	SS	O	OO	O	O
Réseaux PV et PV-diesel	SS	S	W	SS	O	OO	T	T
		Compétitif sur certains segments, et qui s'améliore	Production diurne pose problème stockage / demande nocturne	Modularité vz augmentation demande	Importation des composants à haute technicité		Simple car en général pas de connexion réseau début de politiques d'incitations fiscales	

opportunités (o) et menaces						
	Potentiel dans le continent	Appétit investisseurs - risques maîtrisés	Appétit investiss - de retour sur invest	Appétit investiss - rentabilité à LT	Savoirs faire d'ingénierie technique nationale	Fabrication nationale
Diesel		OO	O	TT	T	
Hydro - avec retenue	OO	TT	TT	OO	TT	O
Option au fil de l'eau (peu Génie civil)		T	O			
	Variations géog.	Formation au due diligence	Besoin d'ingé. Financière innovante	Besoin d'ingé. Financière innovante	Besoin formation et contrôle qualité	Petites turbines avec le marché...
Co-génération (> 500 kW, galment >2 MW)	O	O	O	OO	T	O
biogaz industriel > 500 kW	O	T	O	O	TT	TT
		Besoin d'information et formation (biogaz)				
gazogène 20 - 500 kW	OO	T	OO	O	TT	T
Solaire - systèmes PV domestiques et communautaires isolés, le PV diesel hybride en mini réseau, le PV raccordé au réseau.	OO	O	T	T	OO	O
Réseaux PV et PV-diesel	OO	O	TT	O	O	O
		Au plan technologique, les pb sont connus et la ressource maîtrisable		Grand intérêt des investisseurs et industriels malgré investissements de petite taille	Ingénierie à bâtir, facilement transférable	La qualification d'opportunité se limite ici à l'assemblage

Source : auteurs.

2.3 Distribution et gestion clientèle : des marges de manœuvre importantes

2.3.1 Un potentiel important de diminution des coûts... en se donnant le temps du choix des options

Les techniques de distribution ont un impact sur les coûts d'investissements et, donc, sur la rentabilité du secteur. Des approches innovantes peuvent également permettre d'atteindre un segment de clientèle jugé *a priori* non rentable (cas des foyers ruraux et périurbains). Le mode d'électrification doit être par conséquent conçu de manière intégrée pour optimiser non seulement les coûts d'investissement mais aussi les coûts d'opération et de maintenance ainsi que les frais de gestion de la clientèle.

Les pratiques usuelles conduisent souvent à surestimer la demande et, par conséquent, à surdimensionner les réseaux (section des câbles, capacités des transformateurs). Ces pratiques sont souvent la conséquence d'un manque d'ouverture aux technologies alternatives et d'une certaine méfiance vis-à-vis des technologies légères, considérées comme dévalorisantes. Cependant, en matière de normes et standards, l'utilisation plus généralisée de réseaux monophasés, un dimensionnement plus serré des transformateurs, l'adaptation des contraintes sur les poteaux, l'acceptation de sections de câbles adaptées en fonction de la demande effective sont autant de moyens qui permettent une réduction significative des coûts d'investissements. Très fréquemment, les études se limitent à reproduire des habitudes de choix d'équipements héritées des pratiques sans réel dimensionnement spécifique alors qu'un juste dimensionnement implique de (i) fixer les perspectives et définir les prévisions de charge, (ii) spécifier les limites techniques (surcharges, chutes de tension, démarrage de moteur) et de (iii) renforcer les sections amont des réseaux et réduire les sections aval

Il s'agit de solutions structurelles, qui nécessitent de changer fondamentalement les pratiques et sont, de ce fait,

souvent difficiles à mettre en œuvre. Une approche optimisée de la dimension technologique peut permettre des économies globales de l'ordre de 30 % par rapport à des pratiques habituelles, ou de prolonger de 10 ans la durée de vie des réseaux. La réduction des coûts est un processus long, qui nécessite l'adhésion de tous les acteurs et une forte volonté politique pour changer des habitudes établies depuis longtemps.

Des marges de manœuvre existent également en termes de gestion de programme, et plus particulièrement dans les politiques d'achat et de mise en œuvre des installations : alors que les pratiques usuelles reposent sur des contrats clés en main qui évitent la mise en place de structures de maîtrise d'œuvre, passer par une centrale d'achat et segmenter les approvisionnements peut réduire de 20 à 30 % le coût d'acquisition des fournitures.

Bien entendu cette implication locale nécessite un renforcement de la capacité de maîtrise d'ouvrage/maîtrise d'œuvre pour garantir la qualité des approvisionnements ainsi que des installations. Ce renforcement implique des coûts qui absorbent une partie des gains : la mise en place de telles capacités ne peut bien entendu se réaliser que dans le cadre d'un programme d'électrification d'envergure.

Restituer la maîtrise d'œuvre au niveau national doit également permettre de réviser les coûts d'installation et de pose du matériel électrique. Dans certains programmes d'électrification réalisés clés en main, le coût de la pose peut atteindre 50 % du coût global : une maîtrise d'œuvre nationale veillera à réduire ce type de coûts en créant une concurrence sur l'activité de pose. L'organisation de négociations avec les entreprises, un travail de recherche de nouveaux fournisseurs et un nouvel appel d'offres dans le cadre d'un programme d'électrification rurale au Burkina Faso ont permis de baisser le coût total de réalisation de deux mini réseaux de près de 35 %.

Encadré 11. Réduire les coûts grâce à une optimisation, en amont, des choix techniques et du dimensionnement – Bénin

Grâce aux optimisations décrites ci-après, le projet permet d'électrifier, à coût constant, 102 localités au lieu des 56 initialement prévues.

- Dérivation biphasée : gain de 20 % par rapport à une dérivation triphasée.
- Utilisation du *Single Wire Earth Return* (SWER) : gain jusqu'à 70 % par rapport à une antenne triphasée. L'introduction du SWER doit nécessairement passer par un minimum d'étapes d'appropriation nationale afin de s'assurer que les projets puissent être réalisés d'une façon aussi flexible que possible.
- Utilisation systématique des poteaux bois partout où cela est techniquement possible et économiquement rentable (gain de 5 à 15 % sur la ligne).
- Utilisation d'un logiciel de calcul mécanique des réseaux aériens (en particulier pour l'optimisation des lignes en technique suspendue).
- Dans le cadre d'un projet, la segmentation des approvisionnements a permis une réduction conséquente du prix du km de ligne : de 12 MFCFA à 10 MFCFA (-20 %).
- Approvisionnement sur les marchés internationaux pour chaque composant (câbles, transformateurs, ...) et sous-traitement de la pose seulement : les prix y sont très inférieurs à tous les autres pays d'Afrique centrale.

Source : IED – Projet d'électrification rurale au Bénin, financement GTZ-AFD-facilité Energie de la Commission européenne.

Une nouvelle approche dans la mise en œuvre d'un programme peut également, et ce n'est pas là le moindre intérêt de la solution, inciter au développement d'une filière nationale regroupant des entreprises capables d'intervenir directement sur le programme d'électrification (dimensionnement, pose, etc.), ou indirectement (fourniture de poteaux bois, équipements électriques, etc.). Il en est de même pour les entreprises appelées à intervenir en exploitation, en entretien et en maintenance préventive sur les installations. Un travail de recensement national favorisera la création et la mise à jour d'un vivier d'entreprises opératrices et de fournisseurs d'équipements potentiels.

2.3.2 Adapter la gestion clientèle aux contextes locaux

► Coûts et organisation

Les deux principaux modèles de base de tarification sont liés aux techniques de distribution : paiement au forfait pour un service électrique (ex : *fee-for-service*, montant en fonction d'un nombre de lampes ou d'une durée d'usage) ou limiteur de puissance ; paiement au prorata des quantités d'électricité consommées dans une logique réseau (compteur). L'approche usuelle peut se résumer ainsi :

- réseau de distribution électrique = vente unitaire d'énergie
- électrification à faibles demandes = vente de service.

Les compagnies d'électricité, gouvernées par des cultures de l'offre, sont donc engagées dans des logiques de gestion de la clientèle assise sur la vente unitaire de l'énergie qui se concrétise par le cycle suivant : comptage de l'énergie-facturation-recouvrement.

En Afrique, les pertes dites « non techniques » sur les réseaux de distribution d'électricité sont souvent supérieures à 10 % (fraude, vol, etc.). S'y ajoutent les impayés, qui représentent eux aussi souvent plus de 10 % de l'électricité distribuée, si bien que les pertes totales (incluant également les pertes techniques liées à l'état du réseau) pour les compagnies d'électricité peuvent parfois atteindre ou dépasser 30 %. L'amélioration de la gestion de la clientèle passe notamment par un meilleur recouvrement de la facturation. Celle-ci se heurte à des limites financières évidentes : les compagnies d'électricité ne peuvent se permettre d'augmenter leurs coûts de recouvrement des factures (qui atteignent en moyenne 10 % du chiffre d'affaires) par une augmentation du personnel dédié à la collecte des règlements, unitairement faibles dans des zones à faibles revenus.

Face à ces contraintes, des nouvelles approches organisationnelles de la gestion clientèle se développent. Ces nouveaux schémas reposent sur une meilleure prise en compte des caractéristiques socioéconomiques de la clientèle, ce qui représente une évolution importante dans les compagnies électriques, souvent caractérisées par un faible intérêt pour les interfaces avec le client. Ainsi, on évolue vers des schémas organisationnels variés qui visent à l'allègement des coûts de relevés de consommation et de traitement de la facturation : mise en place de compteurs groupés (un compteur pour plusieurs clients), et vente forfaitaire mensuelle dans les zones périurbaines caractérisées par des demandes en énergie faibles.

Ces approches requièrent l'implication des communautés locales (traditionnelles, coopératives). En Erythrée, par exemple, chaque village se dote d'un comité d'électrification en charge du suivi de la clientèle à l'intérieur du village. La compagnie électrique vend ainsi l'énergie en gros au village qui est en charge de la distribution de détail et, donc, de la collecte du paiement correspondant auprès de chaque usager.

Cependant, lorsque les concessionnaires principaux se désengagent de l'interface client, se pose la question de la responsabilité de la qualité du service en bout de ligne : comment le concessionnaire peut-il être responsable de la qualité de service offert par la coopérative en bout de ligne ?

► Un outil de gestion clientèle à suivre : le prépaiement

Le prépaiement est un mode de gestion commercial qui vise à faire payer au client un service avant que ce service soit utilisé. C'est un mode de paiement très pratiqué dans la téléphonie sans fil (rechargement de téléphones portables avec des cartes) et de plus en plus dans d'autres secteurs marchands comme le gaz et même l'eau. Cette recharge de crédit peut être achetée chez le distributeur d'électricité, chez un revendeur agréé, par l'intermédiaire d'un dispositif de vente automatique ou même par téléphone portable (voire, dans certains cas, *via* Internet). Le prépaiement électrique est connu depuis longtemps, notamment en Angleterre où il dessert 50 % de la population. En Afrique du Sud, la plupart des villes ont été équipées de prépaiement électrique dans le cadre du programme national d'équipement appelé "*Power for All*" (électricité pour tous). Des pays africains, tels que le Maroc, le Sénégal, le Gabon ou la Côte d'Ivoire, ont lancé des projets de prépaiement en raison des problèmes de recouvrement que connaissent les compagnies d'électricité nationales. A ce jour, on estime qu'il y a plus de 4 millions de compteurs installés en Afrique du Sud, 50 000 au Nigéria, 40 000 en Namibie, 10 000 en Côte d'Ivoire et au Sénégal.

Le prépaiement est basé sur le précomptage de l'électricité. Ainsi le compteur à prépaiement mesure l'énergie consommée et la compare au niveau de crédit disponible acheté par le client. Ce compteur suspend l'alimentation en cas d'épuisement du crédit ou de dépassement de puissance souscrite.

Si le prépaiement rencontre aujourd'hui un réel succès, c'est qu'il présente de nombreux avantages :

- pour la compagnie de distribution électrique, le prépaiement permet d'améliorer la trésorerie (puisque les clients paient avant d'utiliser l'électricité), de limiter les défauts de

recouvrement (puisque le client ne reçoit pas d'électricité s'il n'a pas payé par avance), de diminuer les frais de relevé de compteur et de limiter les fraudes quand on utilise des compteurs split (cf. ci-après) ;

- pour le client, le prépaiement permet d'anticiper sa consommation, de payer au fur et à mesure de ses capacités financières, d'ajuster sa consommation et d'éviter des factures « imprévues ».

On distingue deux types de systèmes de prépaiement :

- le prépaiement unidirectionnel : les consommateurs achètent un crédit d'électricité à l'aide d'une clé, d'un code ou d'une carte à puce selon le type de compteur ; le montant correspondant est alors crédité sur leur compteur. Les informations ne circulent que dans un seul sens : vendeur-compteur ;

- le prépaiement bidirectionnel, plus complexe : si le crédit d'électricité s'acquiert, là aussi, à l'aide d'une clé, d'un code ou d'une carte à puce (selon le type de compteur), une fois le code saisi, les informations circulent dans les deux sens, depuis le compteur et vers le compteur. Ce dernier est crédité et fournit à la fois des données telles que les relevés, les codes d'erreur, etc. Lorsque le support est rechargé par le point de vente, les données stockées sont transmises au système de gestion centrale. Ce système permet au distributeur de récupérer des informations du compteur qui pourront l'aider à mieux gérer sa production : consommation du client, fraude, comparaison de la puissance appelée et souscrite.

Alors que le post paiement nécessite un grand nombre d'interventions (notamment en cas de problème de recouvrement), le prépaiement réduit les opérations et les interactions entre le distributeur et le client ; ce dernier point est d'ailleurs l'objet de critiques.

Dans le cycle du prépaiement, la trésorerie du distributeur est toujours excédentaire (énergie payée > énergie consommée) alors que, dans le cas du paiement conventionnel, elle est toujours déficitaire³³, car même au moment de la facture d'une tranche, la consommation de la période suivante a débuté, et a remis la trésorerie du distributeur en négatif vis-à-vis du client (énergie consommée > énergie payée).

Le prépaiement est un outil permettant l'amélioration du recouvrement, puisque l'énergie n'est dispensée qu'une fois payée. Suivant différents distributeurs électriques africains, le prépaiement permettrait de couvrir les 15 % de créances annuelles qui ne sont jamais payées³⁴. Le prépaiement n'est cependant pas, à lui seul, un outil de lutte contre la fraude. Il aurait même tendance à l'encourager, dans la mesure où les contrôles physiques sont moins fréquents puisqu'il n'y a plus de relevés de compteur. Certains clients peuvent lors être tentés de « shunter » le compteur (i.e. se connecter au réseau en mettant un câble avant le compteur)³⁵.

Le prépaiement est souvent vu comme un moyen de dispenser de l'énergie pour les plus pauvres car les distributeurs peuvent équiper des zones commercialement risquées sans crainte de non paiement massif. Pour être un outil de lutte contre la pauvreté, il convient toutefois d'appliquer à ces zones pauvres des tarifs équivalents aux tarifs conventionnels, notamment le tarif social, ce qui est maintenant possible grâce à de nombreux logiciels de gestion de prépaiement³⁶.

Au-delà de l'avantage incontestable de l'amélioration des taux de recouvrement, le prépaiement ne saurait être considéré comme la réponse universelle aux dysfonctionnements de la gestion de la distribution, auxquels doit faire face une compagnie d'électricité dans un pays en développement. La mise en place d'un système de prépaiement doit être évaluée et appréciée à la lumière des éléments suivants :

- l'évolution des tâches : le prépaiement introduit des changements multiples dans les organisations de distribution, à commencer par la diminution des relevés de compteurs. Cette innovation, qui peut permettre un redéploiement des fonctions chez le distributeur voire une réduction des effectifs, repose cependant sur des technologies plus

³³ A l'exception de l'avance de paiement (caution).

³⁴ Dans certains pays, les clients institutionnels (administrations, police) ont tendance à ne pas payer leurs factures. La mise en place du prépaiement est une mesure possible pour les mettre devant leurs responsabilités.

³⁵ Cependant, les systèmes de prépaiement proposent diverses techniques antifraude : l'installation de compteurs split (clavier d'enregistrement des coupons et compteur séparés), avec le compteur installé sur le poteau, ce qui rend plus difficile la dérivation des compteurs : l'installation de câbles coaxiaux inviolables entre le poteau et le compteur (dans le cas des compteurs monoblocs). Cette solution est relativement chère, et ne peut s'appliquer que dans les cas de distance faible entre le poteau et le compteur, et de risque élevé de fraude.

³⁶ La différenciation des tarifs de l'énergie a longtemps représenté un obstacle technique, car les premiers systèmes de prépaiement n'étaient pas capables de gérer différents tarifs.

complexes que le comptage traditionnel, qui nécessitent des compétences plus élevées et une adaptation sensible des personnels existants, notamment en ce qui concerne l'installation des compteurs et des systèmes informatiques de gestion ;

- une fraude toujours possible : le prépaiement n'implique pas automatiquement une diminution des pratiques frauduleuses liée à l'absence de présence physique des releveurs de compteurs ;

- les coûts d'investissement : même s'ils peuvent être rapidement rentabilisés par les gains en termes de recouvrement et d'amélioration de la trésorerie, il demeure que les compteurs à prépaiement sont plus chers que les compteurs traditionnels (de l'ordre de 30 à 40 %) ;

- une consommation réduite : différents travaux ont mis en

évidence une diminution moyenne de la consommation électrique par foyer de l'ordre de 20 % lors de la mise en place d'un système de prépaiement ;

- une clientèle qui doit être diversifiée : le prépaiement ne doit pas s'adresser uniquement à une clientèle pauvre ; pour assurer sa rentabilité et bénéficier de ses effets positifs pour le distributeur (réduction des frais de gestion, économie de trésorerie, réduction du non-paiement), il se doit d'être valorisé sur les clientèles les plus aisées et les petits industriels, plus susceptibles d'entraîner des effets d'échelle ;

- une introduction en zones rurales qui demeure délicate : dans certaines régions rurales, les distances aux points de vente sont pénalisantes, la téléphonie mobile, quand la couverture existe, offrant des perspectives intéressantes

Encadré 12. Prépaiement : retours d'expérience au Sénégal, en Côte d'Ivoire et en Afrique du Sud

Introduit à partir de 2006 au Sénégal, le prépaiement a rencontré un réel succès notamment dans la capitale. Dans ce pays, les clients ont le choix de garder leur ancien compteur ou de recourir au prépaiement. Le nouveau compteur électrique se présente sous la forme d'une unité centrale munie d'un clavier (qui permet de taper le code inscrit sur le ticket de rechargement) et d'un écran (pour suivre la consommation). La première tranche d'investissement s'élève à 450 000 EUR, représentant 75 000 EUR d'équipements système et 375 000 EUR d'achat de 5 000 compteurs. Du côté de la SENELEC, à volume de client constant, on constate que le nouveau système améliore la trésorerie de la compagnie à hauteur de 30 %, alors que dans le même cadre d'analyse on constate une économie de 15 % dans la consommation d'énergie des ménages. Du côté des consommateurs, le nouveau système est plutôt bien accueilli et les raisons qui poussent les clients à se connecter relèvent de plusieurs aspects :

- plus de flexibilité et de visibilité dans la gestion du budget électricité ;

- des temps d'accès aux comptoirs plus courts (les comptoirs prépaiement sont prioritaires et moins surchargés) ;

- un avantage tarifaire : le système de facturation mis en place au Sénégal prévoit que les premiers kWh sont les plus chers, et que leur prix ne cesse ensuite de décroître (tarif par bloc descendant). Ainsi les clients achètent de quoi combler les premières tranches, puis massivement dans la troisième tranche en fin de mois, ce qui leur permet de couvrir leur besoin en électricité pour les deux mois suivants au tarif de la troisième tranche de la période précédente.

Depuis la fin des années 1990 en Côte d'Ivoire, la Compagnie ivoirienne d'électricité (CIE) réfléchit à l'intégration des compteurs à prépaiement dans son système de gestion de la distribution. Ainsi, dès 2000, une expérimentation a été initiée par la compagnie qui a mis en place environ 5 000 compteurs à prépaiement. Ils se sont très rapidement révélés peu performants et la CIE a décidé, en 2004, de lancer une nouvelle campagne de test en utilisant un nouveau modèle de compteur fabriqué en Afrique du Sud. Actuellement, plus de 30 000 compteurs de nouvelle génération sont en cours d'expérimentation. Actuellement, la diffusion massive des compteurs à prépaiement n'est pas autorisée par le gouvernement, qui attend un avis de l'Autorité nationale de régulation du secteur de l'électricité (ANARE) pour définitivement adopter ce système de comptage. Cette nouvelle approche de la distribution s'appuie principalement sur certaines agences de la CIE et sur les critères suivants : les quartiers à forte expansion, les quartiers précaires et les résiliés débiteurs (fraudeurs).

Concernant cette expérimentation, la CIE souhaite souligner les impacts suivants : une baisse remarquable des créances douteuses ; une réelle possibilité de redéployer un personnel pléthorique employé aux opérations de facturation et de recouvrement ; une amélioration de la trésorerie sur les zones concernées de l'ordre de 20 %. La CIE déplore cependant la permanence des cas de fraude, et notamment les opérations de détournement de réseau en amont du compteur (Notons que, pour protester contre la mise en place des nouveaux compteurs, de nouveaux types de sabotage des installations sont apparus).

Du côté des utilisateurs et des consommateurs, les éléments d'appréciation sont les suivants : un abonnement rapide et peu coûteux ; pas de remise de caution à l'abonnement ; pas de coupures pour impayés ; un retour du service immédiat après recharge ; des difficultés d'approvisionnement en crédit d'énergie dans certaines agences CIE (générant des files d'attente) ; une trop grande utilisation de termes anglo-saxons dans les informations affichées par le compteur Taurus ; une nécessaire formation à l'utilisation du prépaiement (savoir lire les codes, etc.).

Engagé depuis 1992 dans le programme *Energy for All*, l'Afrique du Sud a très vite développé le recours au prépaiement. On compte ainsi, à ce jour, plus de 4 millions de compteurs à prépaiement mis en place sur l'ensemble du pays, principalement dans les zones périurbaines (*townships*). En effet, la volonté politique d'étendre ce nouveau système de gestion de la distribution reposait sur un principe fort, interdisant les impayés : fonctionnant comme un système d'avance sur consommation, ce type de compteur ne peut pas créer de « débranchés ». Ce système permet donc a priori aux ménages pauvres d'éviter la spirale vers l'exclusion plus ou moins définitive du service et les saisies mobilières puis immobilières. Le compteur à prépaiement limite, en quelque sorte, pour les ménages défavorisés, les conséquences possibles du non-paiement. Cette nouvelle technologie a été également motivée par le moyen de rendre accessible l'électricité dans les zones où le comptage de l'énergie, la facturation et le recouvrement s'avéraient particulièrement difficiles. Au-delà de ces zones difficiles d'accès, la nouvelle approche a rapidement concerné d'autres contextes géographiques et socioéconomiques (centres urbains, zones rurales). Toutefois, les premières expériences de prépaiement se sont révélées peu concluantes : au début des années 1990, la société nationale d'électricité Eskom a enregistré entre 40 et 60 % de compteurs défectueux, entraînant des pertes de recettes et des coûts de remplacement importants. Les systèmes initiaux fonctionnant avec une carte magnétique ont été remplacés par des systèmes bidirectionnels qui se sont révélés beaucoup plus fiables. Le coût moyen actuel d'un compteur à prépaiement est de l'ordre de 50 EUR (soit trois fois plus que le coût d'un compteur conventionnel).

Les principaux constats, soulignés par différents travaux d'évaluation, sont les suivants : hausse significative des recettes liées à la vente d'énergie ; amélioration de la trésorerie de 20 à 70 % selon les zones géographiques (une zone de consommation d'énergie importante implique une amélioration de la trésorerie plus importante qu'une zone de faible consommation) ; accroissement de l'efficacité opérationnelle (réduction des coûts de lecture de compteur, de facturation et d'encaissement [MRBC] de l'ordre de 10 % ; suppression des coûts de déconnexion et connexion ; bonne acceptation du système par les consommateurs qui apprécient de pouvoir contrôler leur consommation d'électricité en fonction de leur capacité à payer ; nombreuses pratiques frauduleuses au sein du système d'encaissement des paiements (durant les premières années de mise en place du système) : nombre de vendeurs disparaissaient avec la recette liée à la vente de cartes prépayées (grâce à des processus de gestion concertés et à la mise en place de circuits de vente innovants³⁷, ces incidents ont été progressivement réduits) ; dans les zones à faible niveau de consommation électrique le retour sur investissement sur les compteurs de prépaiement est faible ; le recul temporel montre que les conditions de succès de la mise en place d'un système de prépaiement ne dépendent pas uniquement de la technologie de comptage déployée, mais aussi des compétences et des implications de l'équipe de gestion du site concerné.

Les autorités sud-africaines ont mis en place un important programme d'électrification décentralisée basé sur la diffusion de kits PV. Ainsi KES, société de services décentralisés (SSD) créée par EDF et Total, met en œuvre un programme d'électrification rurale décentralisée sur la province du KwaZulu-Natal Central qui desservira 15 000 clients. Le mode de gestion retenu est une redevance basée sur un forfait mensuel avec un compteur à prépaiement. Ce type de système de prépaiement en milieu rural connaît des dysfonctionnements inattendus. En effet, chaque client doit se rendre à un point de vente relativement éloigné de son domicile, ce qui génère des coûts de déplacement non négligeables pour un foyer dont les revenus sont peu élevés. Face à cette contrainte, le choix du consommateur est d'abandonner progressivement l'utilisation de son générateur PV. On mesure ainsi l'effet pervers d'un système qui protège le maître d'ouvrage de nombreux impayés, mais qui génère une perte implicite de clientèle.

³⁷ Revendeur GSM en Afrique du Sud : ce mode de vente est utilisé par des revendeurs qui, disposant d'un compte d'avance basé dans un serveur de vente, transmettent les ordres d'achat de crédit par SMS et reçoivent, par le même canal, le code à 20 chiffres à transmettre au client, sur un carnet à souche. Pour cela, le revendeur doit déposer un fonds d'avance ; sa marge est ensuite de 5 % sur toutes les transactions.

2.3.3 Points spécifiques au périurbain

En Afrique, le nombre de villes millionnaires ne cesse d'augmenter. En 2000, sur l'ensemble du continent, une trentaine d'agglomérations urbaines comptaient plus d'un million d'habitants. Ce phénomène de croissance urbaine, essentiellement lié à l'exode rural causé par la pauvreté, pose de nombreux problèmes de gestion, d'autant qu'une proportion importante de l'habitat est précaire, dans des zones non viabilisées – les bidonvilles –, où le service est souvent piraté. La ville africaine est dévoreuse d'espace et, au fur et à mesure de son extension, les charges des différents équipements urbains deviennent très lourdes du fait de la longueur des réseaux (eau, assainissement, électricité, voies publiques, transports). Le phénomène urbain constitue une préoccupation majeure, même dans le cas des centres urbains moins peuplés, car le rythme de leur croissance démographique est sans rapport avec celui du développement des capacités de production économique. Un accès élargi aux services d'électricité proposé à des coûts réduits peut conduire à améliorer la santé, la sécurité, et la génération de revenus au sein des communautés des bidonvilles. La population des quartiers périurbains pauvres est toutefois marginalisée par l'opérateur électrique qui a une perception négative de ce segment de marché, pour plusieurs raisons socioéconomiques et techniques, parmi lesquelles :

- la faible consommation unitaire de ces ménages, qui les rend non prioritaires ;
- le caractère informel de l'habitat et, plus généralement, le problème foncier dans les bidonvilles (non pas l'habitat social) : les résidents sont locataires auprès de grands propriétaires riches qui n'habitent jamais le quartier et sont soit difficiles à identifier et à atteindre, soit squatteurs ;
- la faible capacité de paiement des ménages, et plus particulièrement l'impossibilité de payer les coûts de connexion ;
- les problèmes de sécurité au niveau de l'accès des agents

de la compagnie d'électricité et les risques de piratage des connexions et de vandalisme des installations (transformateur, câble en cuivre, etc.).

Pour résoudre ces problèmes, différentes expériences ont été menées sur plusieurs continents. Au-delà des particularismes locaux, les recommandations communes suivantes peuvent permettre d'atteindre des objectifs d'électrification périurbaine :

- mettre en place chez l'opérateur une ingénierie sociale solide capable d'étudier et d'organiser la communauté, et s'appuyer sur des interfaces éventuelles (ONG, coopératives, organisations de quartier) entre la communauté et l'opérateur ;
- développer des partenariats avec les organisations et les institutions locales déjà actives dans l'amélioration des conditions de vie des populations ;
- définir une approche technique spécifique du réseau fondée sur la réduction des coûts ainsi que sur la sécurisation de celui-ci ;
- définir des tarifs ainsi que des conditions de paiement adaptés à la sociologie du bidonville (introduction des tranches 1 ampère) ;
- identifier et établir des relations avec des groupes de femmes : celles-ci sont souvent perçues dans les communautés des bidonvilles comme étant plus dignes de confiance et capables de faire passer efficacement des messages ;
- si la décision d'électrifier un quartier est prise, viser à l'électrification du plus grand nombre possible de ménages (taux de raccordement de 50 % au moins) afin de limiter les candidats au branchement pirate.

Si les initiatives et les innovations se multiplient, la systématisation du cadre juridique (franchises locales ?) et des responsabilités reste une question en suspens.

Encadré 13. Le cas de l'électrification des quartiers périphériques au Kenya

Il n'existe pas de statistiques officielles concernant la population des quartiers périurbains pauvres qui se sont développés autour des grandes villes, notamment Nairobi. Toutefois, une analyse menée en 2006 sur la base de combinaison de critères de densité de population et de taux de pauvreté a permis d'estimer le nombre d'habitants des bidonvilles à environ 2,5 millions, soit près de 0,7 million de ménages³⁸. Des enquêtes menées dans les quartiers périurbains de Nairobi révèlent des revenus monétaires des ménages très faibles : environ 315 USD/habitant/an

Ces enquêtes montrent également que les dépenses énergétiques constituent une part importante dans le budget de ces ménages, estimé en moyenne à 30 % des revenus monétaires dans les quartiers périurbains pauvres. La part des dépenses substituables par l'électricité représente 16 % des revenus dans les bidonvilles, et 8 % dans les zones rurales.

Le faible niveau de revenus, qui implique la faible capacité de paiement des ménages, constitue une forte contrainte pour l'accès à l'électricité, tant au niveau des frais de connexion exigés par la compagnie d'électricité (35 000 ksh, soit environ 500 USD), qu'au niveau de la facture mensuelle d'électricité (en moyenne 0,12 USD/kWh, sans le coût d'ajustement des variations de prix du combustible qui peut doubler le prix du kWh).

Compte tenu de leurs spécificités socioéconomiques (faible demande, solvabilité, densité, caractère informel de l'habitat, insécurité, etc.), ces quartiers se sont retrouvés à la marge de tous les programmes et stratégies officiels de connexion électrique. De ce fait, les populations se rabattent souvent sur une offre informelle chère et non sécurisée. Alors qu'une nouvelle politique de connexion a été adoptée en 2005 avec l'objectif de connecter 150 000 nouveaux clients par an jusqu'en 2010, la compagnie nationale, KPLC, a dû mettre en place progressivement les outils nécessaires pour atteindre cet objectif :

- une nouvelle approche de tarification des coûts de raccordement, plus juste et plus transparente, notamment en ce qui concerne les nouvelles zones urbaines concernées par l'extension du réseau ;
- une stratégie marketing plus proactive et orientée vers le client qui intègre également les quartiers périurbains pauvres. Pour mobiliser concrètement ce marché, des arrangements administratifs ont toutefois dû être trouvés, notamment en ce qui concerne la connexion des logements informels sans tenir compte des titres de propriété ou de location.

Ainsi KPLC a lancé en 2008 un projet pilote dans le quartier périurbain pauvre de Kibera pour tester de nouvelles options techniques et de distribution avant de la diffuser à grande échelle :

- normes techniques de réseau MT allégées ;
- boîtes de connexion posées en haut de poteaux en bois. Chacune comprend dix contrôleurs de charge (disjoncteurs miniatures) calibrés pour se déclencher lorsque la charge dépasse 1,5 kVa dans l'objectif de limiter la charge demandée au niveau de chaque connexion ;
- les clients finaux ne disposent pas de compteurs : leur point d'alimentation est un tableau métallique standard composé d'une prise électrique, d'un interrupteur avec le point lumineux associé et d'un fusible ; la prise de terre est de la responsabilité des utilisateurs finaux ;
- compte tenu de la nature de la solution technique adoptée, les coûts de connexion sont moins élevés que les solutions classiques. Par ailleurs, afin d'encourager les ménages des zones des quartiers périurbains pauvres à se raccorder, KPLC a fixé les frais de connexion à environ 220 USD, au lieu de 500 USD ;
- l'énergie est facturée de manière forfaitaire (5 USD par mois pour les clients résidentiels) estimée sur la base d'un nombre d'heures moyen d'utilisation de puissance disponible (40 kWh par mois en moyenne) ;
- un client principal est responsable de la collecte des paiements des forfaits mensuels auprès des clients de son groupe d'utilisateurs finaux, de la même manière qu'il le pratique d'ores et déjà pour la collecte des loyers des logements. Cette responsabilité fait l'objet d'un contrat entre le propriétaire (ou mandataire du propriétaire) du groupe de logements et KPLC ;
- dans le cas où un client final ne paie pas sa facture, KPLC procède à la coupure du service électrique sur l'ensemble du groupe de clients auquel il appartient, et ce à partir de la boîte de connexion (située en haut du poteau électrique).

Source : Annexe.

³⁸ International Livestock Research Institute, 2004.

2.3.4 La pico électrification : un complément pour maximiser l'impact d'un investissement d'accès

Un plan directeur d'électrification doit, au-delà de la dimension réseau/hors réseau, considérer scrupuleusement le segment de marché qui ne peut supporter les coûts, soit de connexion soit de service énergétique, comme par exemple un kit solaire individuel (*solar home system*). Ce segment représente la partie la plus pauvre de la population qui a cependant des dépenses énergétiques qui correspondent au prix payé pour l'éclairage (bougies, torches, lampes à pétrole, etc.), pour l'audiovisuel (piles pour la radio), ainsi que de plus en plus fréquemment, pour l'usage ponctuel de la téléphonie mobile. Le pétrole lampant et les piles sèches représentent en effet des coûts monétaires élevés, de l'ordre de 40 à 80 EUR par an. De plus, l'usage de la lampe à pétrole génère des impacts conséquents en termes de santé et d'environnement : d'après une étude de la GTZ³⁹, on estime que l'équivalent de 1,3 million de barils sont consommés chaque jour ; cette consommation, qui représente 190 millions de tonnes de CO² par an, engendre des risques sanitaires et de sécurité (incendie) très élevés.

Pour atteindre les plus pauvres, de nouvelles approches technologiques se développent autour du concept de pico électrification. Ces développements concernent la pico hydro ainsi que les petits systèmes PV dont la puissance nominale est inférieure à 30 Wc regroupés sous l'appellation « pico électrification » (plus largement applicable à toute forme de recharge de batterie⁴⁰). Ces systèmes se démarquent de la lanterne solaire classique car ils visent une utilisation multifonctionnelle : en plus de l'éclairage, qui bénéficie du développement rapide des diodes électroluminescentes (*Light-Emitting Diode*, LED⁴¹), ces systèmes permettent des recharges de piles et de batteries en intégrant des prises 12 V et des contrôleurs de charge – ce qui permet donc également d'avoir un service informatique.

Une étude de la GTZ, datée de 2009, estime ainsi que le coût moyen d'une lampe solaire multifonctionnelle est de 7 EUR/mois sur 2 ans (pour un investissement de 170 USD), alors que les dépenses traditionnelles typiques sont de 12 EUR/mois, soit 280 EUR environ sur 2 ans, dont 120 pour l'éclairage.

Si le coût initial d'acquisition demeure une barrière majeure, la valeur de cet investissement relève typiquement du périmètre d'intervention des organismes de micro-crédit. Dans le cadre d'un programme d'envergure, il sera opportun d'impliquer ces organismes dans un mécanisme de distribution de petits systèmes assis sur des crédits de faible montant et de durée courte (6 mois à 2 ans). On peut aussi s'appuyer sur la présence ou la mise en place d'opérateurs locaux, qui pourront développer des systèmes de location de lampe solaire multifonctionnelle (franchise).

Dans ces deux approches (location ou vente à crédit), la marge possible de l'intermédiaire réside dans la différence entre la dépense substituable et le coût d'usage mensuel du petit système. Etant donné la quantité très faible d'énergie requise pour ce type de service, il serait judicieux de systématiser cette composante de pico électrification en bout de ligne de chaque réseau en attachant la plus grande importance à l'efficacité des équipements d'usage pour maximiser la portée des faibles consommations d'énergie. Ceci permettrait à la fois d'assurer un service minimum pour les populations isolées (mais localisées dans la « zone d'influence » du mini réseau), et de générer une activité locale.

De toute évidence, les marges que l'opérateur de ce type de service peut espérer réaliser sont très faibles, et le service doit être assuré par des structures localement implantées. Aujourd'hui, les populations bénéficiant de ce type de service ne sont pas comptabilisées comme ayant accès à un service électrique, car il est tout à fait minimal et ne permet que de satisfaire de très faibles puissances, qui ne sauraient entraîner un développement quelconque.

³⁹ Etude GTZ : www.gtz.de/de/dokumente/gtz2010-en-picopv-booklet.pdf

⁴⁰ Un marché de la très faible puissance se développe autour de la lampe torche alimentée par un petit module PV (5 Wc) ou par une dynamo. Ce produit, dont le prix de vente est de l'ordre de 10 EUR, est peu fiable, et son efficacité lumineuse demeure faible.

⁴¹ L'utilisation de technologie LED joue un rôle important en réduisant la consommation d'énergie dans l'éclairage. L'avantage de l'association des cellules photovoltaïques et de LED réside dans la combinaison aisée des deux produits car les tensions cellules photovoltaïques et tension LED peuvent être facilement assorties. La technologie LED offre une luminosité plus de huit fois supérieure à celle des lampes incandescentes.

Encadré 14. Exemples de services de recharge de batteries - Cambodge et Laos

Au Cambodge, la recharge de batterie (service complémentaire fourni par les opérateurs de mini réseaux diesel) est largement répandue. Elle permet aux foyers situés dans la périphérie du réseau de « payer ce qu'ils consomment » ; et à ceux vivant hors du village, mais qui s'y rendent les jours de marché, de faire recharger leur batteries.

Le coût (commercial) de la recharge sur des groupes diesel est de 0,25 USD par recharge pour une batterie de 40 Ah, et de 0,50 USD pour une batterie de 150 Ah.

Au Laos, un programme mené sur cinq villages de recharge de lampes LED sur des systèmes PV est facturé 1 USD/mois aux usagers, et permet de rembourser l'investissement en 18 mois. La rémunération de l'opérateur villageois est minimale, son engagement vis-à-vis de la communauté primant sur sa rémunération.

Source : IED.

3 Un besoin de financements structurés

3.1 Pour généraliser l'accès aux services électriques, des montants de financement requis au-delà des ordres de grandeur des flux de la coopération internationale.

Pour permettre l'accès de tous au service électrique, la première étape consiste à produire de l'énergie électrique en quantité suffisante pour satisfaire les besoins économiques et sociaux, à un coût suffisamment abordable pour permettre un équilibre économique du programme d'accès. L'atteinte de cet équilibre ne signifie pas nécessairement que les usagers soient en mesure de payer l'intégralité du coût du service, mais que les finances publiques soient en mesure de supporter la différence entre ce coût du service livré et le tarif pratiqué, et que ce coût, tant en investissement qu'en fonctionnement et maintenance dans la durée, ait été correctement appréhendé ex ante, lors de la conception même du programme.

A l'échelle mondiale, les besoins d'investissements sont considérables. L'AIE, dans son rapport *World Energy Outlook* publié en 2009, estime que la demande mondiale d'électricité va continuer à croître à un taux annuel de 2,5 % d'ici 2030, et que 80 % de la croissance interviendra dans les pays hors OCDE. L'augmentation de la capacité électrique installée représente 4 800 GW (soit 5 fois le parc existant aux Etats-Unis), dont 28 % aura lieu en Chine. La part des énergies renouvelables dans la production totale passera de 2,5 à 8,6 % en 2030, alors que la part de l'hydroélectricité diminuera de 16 à 14 %, celle du charbon restant dominante à 44 %.

Face aux besoins, qui demeurent colossaux, un constat est pour le moins inquiétant : les investissements dans le secteur énergétique se sont effondrés en 2009 dans le contexte de crise économique. Celui-ci concerne autant l'exploration pétrolière par les multinationales que les ménages, qui achètent moins d'équipements neufs et

performants. Ceci aura des répercussions importantes sur l'efficacité énergétique à long terme. Fin 2008 et début 2009, l'investissement dans les énergies renouvelables a diminué davantage proportionnellement à celui dans les autres types de production électrique ; il a chuté de près d'un cinquième en 2009 – et aurait atteint une diminution de 30 % sans les plans de soutien gouvernementaux.

Le repli de l'investissement dans le secteur énergétique aura des conséquences potentiellement graves pour la sécurité énergétique, le changement climatique et la pauvreté énergétique. Freiner l'augmentation des capacités à moyen terme pour les projets ayant des temps de gestation longs conduira à des déficits à long terme, et risque de mener à une flambée des prix au moment où la demande se redressera. Pourra-t-on mobiliser les financements requis ? Ils sont estimés, dans le scénario de base de l'AIE, à 1 100 Md USD annuellement d'ici 2030, dont 600 Md/an pour le secteur électrique, et environ 300 Md/an dans les pays en développement.

Ce scénario de référence, nous amène inexorablement vers une concentration de carbone de plus de 1 000 ppm de CO² équivalent, jugée très dangereuse car entraînant une augmentation moyenne des températures de 6°C. Le scénario de 450 ppm, soit 2°C d'augmentation des températures moyennes avec une probabilité de 50 %, sobre en carbone, développé par l'AIE, implique un investissement supplémentaire de 10 000 Md USD d'ici 2030. Celui-ci serait compensé par des gains économiques, dans le domaine de la santé entre autres, et une diminution de la facture énergétique dans les bâtiments, les transports, ...

Dans ce contexte, améliorer l'accès de près de 1,6 Md de personnes à l'énergie moderne, soit un cinquième de la population mondiale, reste une gageure. 85 % de ces personnes vivent en milieu rural, en Afrique subsaharienne et en Asie du Sud. Dans le scénario de référence de l'AIE, leur nombre ne diminuerait que de 200 millions à l'horizon 2030, et augmenterait sur le continent africain. L'AIE estime

qu'avec un investissement de 35Md USD/an, soit 6 % de l'investissement global prévu dans le secteur de l'électricité, la question serait résolue à l'horizon 2030. On est bien loin de ces ordres de grandeur, à en juger par une revue de la Banque mondiale sur son propre portefeuille, où l'on constate que les flux se limitent à 500 M EUR annuellement (cf. tableau 9).

Tableau 9. Investissement de la Banque mondiale dans des programmes d'accès (2003-2005) – en M USD

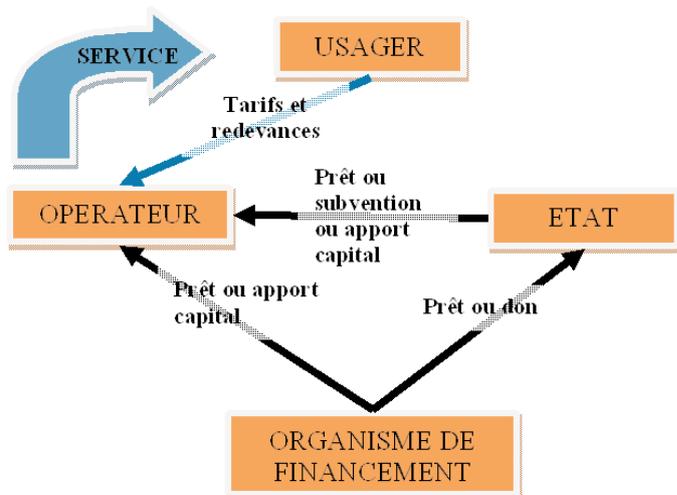
Région	Grid	Grid Rural	Off-grid	Rural Energy	Total
	Peri-urban	Electrification	Electrification	Fund	
Afrique	\$76,60	\$35,20	\$30,20	\$31,20	\$173,20
Asie orientale Pacifique	\$0,00	\$235,00	\$3,70	\$8,30	\$247,00
Am. latine Caraïbes	\$0,00	\$3,00	\$7,00	\$0,00	\$10,00
Asie du Sud	\$26,00	\$0,00	\$5,50	\$24,60	\$56,10
Afrique du Nord Médit.	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Europe orientale Can.	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Total	\$102,60	\$273,20	\$46,40	\$64,10	\$486,30

Source : ESMAP 2007.

A l'évidence, on ne pourra se contenter de la coopération internationale pour financer les programmes d'accès : de manière schématique, les projets d'accès font intervenir, outre l'utilisateur, l'Etat, l'opérateur (privé ou public) et les organismes de financement (cf. schéma 6).

Bien évidemment, la structure de financement d'un projet ou d'un programme d'électrification rurale, et notamment le « coût moyen pondéré du capital » ainsi que la durée des emprunts, les éventuelles périodes de grâce, la durée du projet (notamment par rapport à la rémunération du capital) ont une incidence très importante sur le prix du service.

Schéma 6. Acteurs et circuits de financement de l'électrification rurale



Source : auteurs.

- *Les institutions financières multilatérales ou bilatérales octroient des prêts concessionnels ou des dons aux Etats ; ils sont alloués au financement des infrastructures électriques, généralement sous forme de prêt ou de subvention, ou encore d'apport en capital à l'opérateur électrique.*
- *Ces mêmes institutions peuvent parfois accorder des concours aux opérateurs, généralement avec la garantie de l'Etat.*
- *Les Etats participent au financement des infrastructures électriques à travers leur propre budget d'investissement (hors aides extérieures).*
- *Les banques privées nationales ou internationales peuvent également accorder des prêts ou apporter une part de capital à l'opérateur électrique.*
- *Enfin l'utilisateur paie le service à travers le tarif, augmenté généralement de redevances spécifiques pour couvrir une partie du remboursement des investissements. Plus globalement, les paiements des usagers se décomposent en trois parties : (i) une contribution initiale au branchement ; (ii) une prime fixe qui dépend de l'abonnement (niveau de puissance souscrite et qui doit amortir l'investissement de l'opérateur) et (iii) une part variable qui est fonction de la consommation.*

3.2 Principes historiques

Un principe de base d'équité, dit de la « péréquation » est que pour tout consommateur d'une certaine catégorie (niveau de consommation, caractéristiques socioéconomiques, *i.e.* client domestique ou industriel, etc.) un kWh doit être payé le même prix, où que l'on se trouve sur le territoire national, donc quel que soit le coût de ce kWh sur le territoire. Ce principe n'est tenable que dès lors que les bénéfices réalisés dans certains lieux ou sur certaines tranches tarifaires permettent de compenser au global les pertes en d'autres lieux ; ou alors, que l'Etat ait les moyens, au niveau macroéconomique, de payer la différence.

Un recul sur l'histoire de l'électrification dans les pays industrialisés nous rappelle que dans la première phase d'électrification au cours de la première moitié du XX^e siècle, le service électrique était assuré par des opérateurs

Pour établir un lien plus direct entre la politique tarifaire et le montant de subvention requis, il convient de déterminer quel est l'équilibre financier visé par les tarifs appliqués. Il y a schématiquement trois niveaux d'équilibre visés :

- le « petit équilibre » : les recettes tirées des ventes permettent de couvrir les dépenses de fonctionnement et d'exploitation courante du service ;
- l'« équilibre d'exploitation » : les recettes permettent de couvrir non seulement le fonctionnement et l'exploitation courante mais également toutes les opérations de maintenance et de renouvellement courantes ;
- le « grand équilibre » : les recettes permettent de couvrir toutes les charges, *i.e.* les charges d'exploitation et financières liées notamment aux investissements.

Les mécanismes de subvention permettent de compenser l'écart entre l'équilibre atteint effectivement par les recettes du service, par application de la grille tarifaire (redevances incluses), et le « grand équilibre ». Se pose la question de la capacité au global, de l'Etat, de payer cette subvention.

privés, pour les besoins de l'industrie, et donc à des prix différenciés, reflétant les coûts. Certains opérateurs ont ensuite progressivement desservi les populations dans le « bassin d'emploi » de ces industries. Le principe de péréquation n'a été appliqué que bien plus tard, lors de la nationalisation et de l'intégration de ces différentes compagnies en une structure nationale : on a pu « se payer » ce principe d'équité grâce à un socle de ventes profitables existantes, et un appui très significatif de l'Etat à l'investissement.

Cet appui à l'investissement par des financements à long terme et publics est parfaitement logique dans une structure industrielle d'économies d'échelles, où plus l'investissement est important, plus le coût moyen est faible. Concrètement, dans ce schéma, l'intérêt général est d'avoir

de grands ouvrages qui irriguent l'ensemble du territoire par un réseau interconnecté. De ce schéma très intensif en capital découle la structuration du secteur en un « monopole naturel » et, qui plus est, public.

Dans les contextes de certains pays d'Afrique subsaharienne, la première étape (de production locale pour satisfaire des besoins industriels rentables) n'a pas encore été franchie. Peut-on alors, dès à présent, « se payer » la péréquation, ou ne viendra-t-elle peut-être que dans un second temps, comme en France (cf. encadré 15) ? Un argument en faveur de la « différenciation tarifaire » est que, dans des zones non électrifiées, les populations ont des factures mensuelles à partir de ressources traditionnelles (lampes à kérosène, piles sèches, petits moteurs pétrole individuels, etc.) élevées, et donc souvent une vraie capacité à payer. S'il peut paraître tout à fait injuste de faire payer à un « rural pauvre » beaucoup plus cher qu'à un « urbain riche », peut-être vaut-il quand même mieux un service cher en zones

rurales que pas de service du tout, ou un secteur en faillite ? Mais ceci relève d'arbitrages politiques nationaux qu'il importe de faire en connaissance de cause, et avec pragmatisme.

Par ailleurs, les évolutions technologiques actuelles engendrent des schémas industriels où des ouvrages de taille moyenne/petite sont parfois (voire souvent) les plus appropriés, ce qui affaiblit la légitimité du monopole naturel de production et ouvre voie à une structuration plus éclatée, où l'investissement privé de taille moyenne retrouve toute sa place avec toute la problématique des *smart grids*. Cette évolution ne nous dédouane pas pour autant de la nécessité d'une très forte coordination nationale, d'une part technique (programmation de la production et des réseaux de transport eux relèvent encore tout à fait du monopole naturel) et d'autre part financière pour assurer une mobilisation financière suffisante.

Encadré 15. Petite histoire de l'électrification en France : le rôle du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE)

En France, la mise en place de l'infrastructure nationale s'est faite à travers une forte implication étatique par la nationalisation, en 1936, de plusieurs structures privées qui étaient dédiées à la production d'électricité pour des zones industrielles. EDF ainsi créée a pu, d'une part, mobiliser une taxe sur les ventes de kWh pour financer ce programme d'accès (dont il existait un volume significatif au préalable à l'électrification des populations rurales et périurbaines) et, d'autre part, mobiliser des financements à long terme et à faible taux d'intérêts grâce à la garantie de l'Etat.

Le poids relatif des populations urbaines et rurales et celui des consommations respectives permettaient, dès 1937, de bâtir un système de péréquation efficace, c'est-à-dire qui soit à la fois une charge acceptable par les consommateurs des villes et suffisamment productif pour financer significativement les investissements ruraux. En 1937, avec 90 % de la population nationale électrifiée et une consommation d'électricité basse tension de 3,1 milliards de kWh en 1938 (contre 1,8 milliard en 1926), les prélèvements sur le kWh basse tension permettent en effet de supporter l'effort public d'investissement électrique.

Au fur et à mesure que se développe l'électrification rurale, le produit financier de cette péréquation augmente en proportion directe avec le nombre de kWh consommés, tandis que la demande de financement diminue. On dispose ainsi d'un mécanisme durable d'autofinancement du réseau électrique par ses clients : le Fonds d'amortissement des charges d'électrification - FACE.

En France, les taux de prélèvement sur les kWh ont été ajustés en fonction des besoins de financement, tout en respectant jusqu'à

aujourd'hui le rapport de 1 à 5 entre les clients ruraux et urbains. Fixés en 1937 à 2,80 % en zone urbaine et 0,56 % en zone rurale, ils seront d'abord augmentés en 1954 à 3,80 % en ville et 0,75 % dans les campagnes, avant de diminuer régulièrement au fur et à mesure qu'augmentent les consommations, pour atteindre en 2000 2,3 %, pour le taux maximal applicable dans les communes urbaines, et 0,46 %, pour le taux minimal applicable dans les communes rurales.

Le FACE apporte encore aujourd'hui une aide financière aux maîtres d'ouvrage des réseaux des communes sous régime électrification rurale. Cette aide correspond à 65 % du montant TTC des travaux d'extension, de renforcement ou d'intégration des réseaux dans l'environnement, les réseaux concernés étant les réseaux basse tension (BT) et les extensions moyenne tension (HTA) nécessaires à l'alimentation des nouvelles zones BT desservies. Ce sont les collectivités locales – ou les communes pour la distribution, qui décident des investissements locaux, apportent leur part de financement, et les réseaux de distribution leur appartiennent. Le budget annuel d'aides FACE était d'environ 345 M EUR en 2008. En ce qui concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE) dans les zones non interconnectées (ZNI : DOM TOM et Corse), elle a été de près de 667 M EUR en 2008 (pour 3 millions d'habitants).

Ces subventions "croisées" méritent d'être mises en regard des exigences de rentabilité que l'on a pour les programmes d'équipement en Afrique.

Source : GRET (2005).

3.3 Quelques clés pour fixer les niveaux tarifaires

3.3.1 Le poids des clients domestiques

Dans le cadre de programmes d'accès, les clients sont très majoritairement domestiques et à niveaux de consommation unitaire faible : gérer de nombreux petits consommateurs a évidemment un coût pour la compagnie de service et les faibles marges sont peu incitatives.

Outre la question spatiale, avec un éloignement et une faible densité qui viennent augmenter les coûts d'investissement et de fonctionnement, une forme de subvention croisée est généralement pratiquée entre catégories sociales : les clients BT, et plus particulièrement la catégorie dite « sociale », représentent généralement le plus grand nombre de consommateurs pour des consommations unitaires modestes, donc des recettes proportionnellement faibles pour l'opérateur, comme l'illustre la réparti-

tion des consommateurs de KPLC (Kenya), où la tranche domestique représente 25 % des ventes pour 85 % des clients à gérer. On comprend que la compagnie d'électricité soit bien plus intéressée par les consommateurs industriels où, comme à Madagascar, les clients MT/HT représentent plus de 40 % des ventes pour moins de 1 % des clients à gérer.

L'analyse tarifaire et de rentabilité doit néanmoins se faire de manière fine, en tenant notamment compte de la prime fixe, qui peut représenter 50 % du prix du kWh pour les ménages qui consomment peu. On se rend ainsi compte qu'au Kenya, les ménages de la tranche inférieure à 50 kWh mensuels paient leur kWh plus cher que ceux de la tranche 51 à 300 kWh.

Encadré 16. Kenya, Madagascar : répartition des consommations par catégorie tarifaire

Tableau 10. Kenya (2008)

Tarif	Type de consommateurs	Nb d'abonnés 2008	%	Consommations 2008 - MWh	%
A0	Domestique	895 043	84,41	1 255	24,92
A1	Petits commerciaux	158 676	14,96	590	11,72
B	Irrigation	3 738	0,35	996	19,78
C	Grands commerciaux	518	0,05	2 108	41,86
D	Off peak	668	0,06	74	1,47
E	Eclairage public	1 740	0,16	13	0,26
Total		1 060 383	100	5 036	100

Source : KPLC Annual Report 2007-2008.

Tableau 11. Jirama - Madagascar (2007)

Type de consommateurs	Nb abonnés 2007	%	Ventes 2007 (MWh)	%
MT/HT	899	0,23	340 339	42,35
Particuliers BT	383 559	96,9	408 159	50,78
Administrations BT	1 977	0,5	11 918	1,48
Collectivités	1 661	0,42	9 415	1,17
Cessions JIRAMA	7 753	1,96	33 889	4,22
BT			463 383	57,65
Total	395 849	100	803 722	100

Source : Jirama.

Le cas de la Côte d'Ivoire illustre également cette inégale répartition de la consommation sur le territoire national : les zones urbaines y enregistrent dix fois plus d'abonnés que les zones rurales. La capitale économique, Abidjan, regroupe à elle seule 40 % des abonnements et 70 % de la consommation totale, alors que cette ville ne compte que 20 % de la population du pays. En plus de cette disparité, la consommation d'un abonné rural représente moins de 40 % de celle d'un abonné urbain.

Tableau 12. Côte d'Ivoire

	Total	Rural
Taux d'accès	24 % (38 % avec fraude)	6 %
Population ayant accès	4 320 000	594 000 = 13 % des abonnés
Consommation moyenne / habitant	300 kWh	150 kWh
Consommation totale	1 296 GWh	89,1GWh = 6,8 % de la consommation totale

Source : auteurs.

Tableau 13. Programme de branchements périurbains au Kenya, prévisions pour les 750 000 branchements sur 5 ans

Catégories	Clients(%)	Cons moy. kW/m	Ventes énergie (%)	Recettes (MkSh)	Bénéfice d'expl. (MKsh)
Domestique (AO)	90	117	64	924	227
<50 kWh/mois	35	15	3	133	-145
51-300 kWh/mois	55	107	30	649	242
301- 3 000 kWh/mois	9	525	29	129	119
3 000-7 000 kWh/mois	0,1	3 549	2	13	11
Petits commerces A1	10	428	36	643	190

Source : auteurs.

3.3.2 Péréquation tarifaire : quel coût pour la nation ?

Dans le schéma dit de « péréquation », les usagers situés dans les zones les moins coûteuses à électrifier vont couvrir, de fait, une partie des coûts d'électrification des zones les plus coûteuses, d'abord en exploitation et ensuite en investissement si cela est possible. Au Maroc, les tarifs de vente de l'électricité sont fixés par l'Etat et sont uniformes sur tout le périmètre de distribution de l'ONE, qui compte à la fois des villes et des villages.

La contribution des usagers et des collectivités est la même sur tout le périmètre rural visé par le PERG, et est indépendante du coût de revient de l'électrification du village considéré. L'ONE applique donc un système de péréquation, non seulement sur le tarif de vente de l'électricité, mais également sur cette participation aux investissements des usagers et des collectivités bénéficiaires. Pour la consommation moyenne d'un ménage rural (52 kWh/mois), la facture d'électricité atteint 53 DH par mois, auxquels se rajoutent 40 DH de redevance PERG.

A la suite de cet ambitieux programme d'électrification rurale, la rentabilité de l'ONE paraît affaiblie pour les raisons suivantes :

- les coûts de distribution en milieu rural sont 2,5 fois plus élevés que ceux du milieu urbain ;

- les consommations d'énergie en milieu rural sont faibles, tandis que le nombre d'abonnés ruraux augmente ;

- les tarifs BT ont très peu augmenté depuis 1996, alors que les tarifs MT et HT ont connu une baisse sensible.

Le PERG a donc eu un impact défavorable sur les résultats de l'ONE alors même que s'amorce l'électrification des ménages les plus « chers » à raccorder, c'est-à-dire ceux situés dans les zones les plus faiblement peuplées.

Au Mozambique, afin de pouvoir assurer sa fonction sociale, EdM pratique deux types de subventions croisées entre des groupes de consommateurs individuels :

- une subvention croisée géographique entre les zones rurales (particulièrement septentrionales) et les zones urbaines (principalement Maputo) ;

- une subvention croisée qui s'opère à travers un système tarifaire variable par paliers ; ainsi, les plus gros consommateurs (généralement les ménages les plus riches) paient plus cher par unité d'électricité que plus petits (les ménages les plus pauvres).

EdM fait une distinction de tarifs entre la basse/moyenne tension (essentiellement les ménages et les petites entreprises) et la haute tension (les affaires et l'industrie). Les utilisateurs de haute tension peuvent obtenir des tarifs individuels négociés en fonction du volume de consommation et des périodes d'utilisation (heures de pointe ou creuses).

EdM dispose également d'un programme pour attirer l'investissement privé, notamment à travers un système d'incitation et de prix spéciaux pour les entreprises et les

industries de l'agroindustrie, ce qui permet de faire de la tarification un instrument d'aménagement du territoire et du développement économique.

Tableau 14. Répartition des consommations au Mozambique - EdM (2006)

Tarifs	Consommation (GWh)	%	Nb abonnés	%
Commercial BT	183,2	10,06	38 790	9,33
Gros consommateurs BT	88,5	4,86	1 477	0,36
Domestiques BT	516,5	28,36	373 795	89,93
Agriculture BT	0,07	0	24	0,01
MT – HT	534,8	29,36	1 581	0,38
Export	498,3	27,36		
Total	1821,37	100	415 667	100

Source : EdM.

Aujourd'hui, le niveau tarifaire moyen est de 8 cents par kWh, tandis que le tarif de coût marginal à long terme (CMLT) est de 9,1 cents par kWh. EdM peut procéder à des ajustements tarifaires de manière indépendante dans les limites de son contrat de concession conclu avec le gouvernement. Les ajustements tarifaires non prévus dans le contrat doivent être approuvés par le gouvernement.

3.3.3 Différentiation des tarifs

Le cas de l'électrification rurale au Mali est une illustration particulièrement intéressante de la différenciation des tarifs. L'Etat malien a amorcé la libéralisation du secteur de l'électricité en 2000⁴². L'AMADER (AER) régule, contrôle et participe au financement du développement de l'activité d'électrification rurale, notamment dans toutes les localités où la puissance installée est inférieure ou égale à 250 kW⁴³.

Ainsi, des opérateurs publics ou privés locaux qui souhaitent fournir un service public de l'électricité peuvent, à leur initiative, soumettre un PCASER à l'AMADER pour demander une autorisation et une subvention, limitée à 80 % des coûts d'investissements. Les tarifs et formules tarifaires

⁴² Modalités prévues dans une loi n° 00-019/P-RM du 15 mars 2000.

⁴³ La Commission de régulation de l'électricité et de l'eau (CREE) détermine la politique tarifaire

⁴⁴ Cf. Ease et Improves (2007).

sont libres, mais approuvés et publiés par l'AMADER sur la base d'un plan d'affaires prévisionnel présenté par l'opérateur. Le tarif de l'électricité couvre les charges d'exploitation et les charges financières, et inclut également un retour sur investissement pour l'opérateur sur les 15 années que dure l'autorisation. Le taux communément admis est de l'ordre de 8 % en réel, ce qui est faible comparativement aux grands projets d'infrastructures où il est généralement de l'ordre de 15 % ; l'opérateur se rémunère sous forme de « dividendes actionnaires ». L'AMADER a prévu un processus de révision tarifaire qui tient compte de l'évolution des conditions économiques et techniques et de leur impact sur le coût du service.

Sur quatre cas étudiés⁴⁴, en estimant la consommation d'énergie correspondant au forfait, la fourchette tarifaire s'établit à 350-700 FCFA/kWh (hors frais de raccordement) – soit entre 0,55 EUR et plus d'1 EUR. Seul le village de Koumantou, qui a bénéficié de subventions de l'AMADER, pratique le prix minimum observé, alors que le tarif social de l'électricité sur le périmètre EDM-SA était de 59 FCFA/kWh en 2007.

Actuellement, en réalité, les tarifs pratiqués par les PCASER atteignent des niveaux de plus de 0,50 EUR/kWh, bien au-dessus de la capacité à payer des usagers ruraux. Ceci est dû à la flambée du prix du gasoil que la subvention

presque totale de l'investissement initial n'arrive pas à compenser, ce qui milite pour la mobilisation d'énergies renouvelables. Ainsi, l'AMADER, refinancée par l'Etat, se voit obligée aujourd'hui d'accorder une subvention à l'exploitation aux PCASER, sous forme d'exonération de taxes sur le gasoil.

Plus généralement, dans les pays fortement dépendants des hydrocarbures, les distributeurs sont, dans le cadre de

leurs concessions, de plus en plus autorisés à effectuer des ajustements tarifaires pour refléter leurs coûts. Ainsi, au Kenya, les soucis d'hydrologie sur le parc de production interconnecté ont obligé KPLC à mobiliser des groupes thermiques coûteux, ce qui les amène à appliquer une surtaxe temporaire (fuel surcharge) qui augmente actuellement le tarif de 50 %, d'un mois sur l'autre

3.4 Mettre en place les mécanismes de financement nécessaires pour garantir l'accès à un service électrique pour tous

Le taux d'électrification initial étant très faible en Afrique subsaharienne (10 à 20 %), les subventions croisées ne permettront pas, à elles seules, d'atteindre des taux d'accès d'envergure. On ne peut se passer d'une subvention initiale (ou, plus généralement, d'emprunts concessionnels) pour financer des investissements en milieu rural, ou de financements sur 30 ans, mobilisés sur deniers de l'Etat, qui peut lui-même se refinancer. Lorsque l'on part de taux d'équipements en infrastructure faibles, se pose la question des zones/clients à desservir en priorité, ainsi que celle d'un rythme d'équipement qui se doit d'être à la mesure des financements effectivement mobilisables.

La flambée du prix du baril, les risques climatiques, ainsi que les avancées des avancées technologiques sont autant de facteurs qui accroissent l'intérêt des énergies renouvelables, malgré le coût élevé du premier investissement. L'heure est clairement aux innovations financières pour mieux cerner et partager les risques, de manière aussi à mobiliser les investissements privés.

En outre, la clé de voute de l'équipement d'un territoire national, en particulier en infrastructure électrique, est de pouvoir s'appuyer sur une structure capable de mobiliser, puis d'organiser la mise en œuvre des fonds requis.

3.4.1 Bien mesurer l'envergure des financements requis et ne pas sous-estimer l'importance de l'apport national et d'une contrepartie d'envergure et de qualité

Le Maroc, qui compte 30 millions d'habitants, a réussi l'exploit majeur de passer à un taux d'électrification des localités de 15 % à plus de 90 % en 15 ans, ce qui a nécessité un investissement de près de 2 Md EUR sur la période. Rappelons que près de la moitié provient de ressources nationales (25 % financés par les bénéficiaires et 20 % par les communes) ; l'ONE finance le solde à travers une taxe sur les ventes de kWh qui a rapporté, en 15 ans, environ 500 M EUR (soit 30 M EUR par an). Evidemment, sans cet apport national, les bailleurs de fonds internationaux ne seraient pas engagés dans cet ambitieux programme. Les montants levés en prêt atteignent ainsi une moyenne de 70 M EUR par an, grâce au fait qu'une structure nationale crédible – l'ONE – se porte emprunteur. Ainsi, au fil du temps, les bailleurs peuvent envisager des prêts non souverains, en prenant donc directement le risque sur l'ONE.

Au Sénégal, le périmètre rural a été découpé en douze « concessions d'électrification rurale ». Chacune d'elle sera attribuée à un opérateur unique, dans le cadre d'un appel d'offres international. L'opérateur unique est tenu d'appliquer une tarification identique à service identique sur

l'ensemble de sa concession et ce, indépendamment des techniques d'électrification utilisées. Les subventions sont comprises entre 50 et 80 % du montant total des investissements, et financées sur fonds nationaux ou mobilisation de bailleurs de fonds. Au lancement de l'appel d'offres, l'ASER précise le montant de subvention disponible et les opérateurs soumissionnaires sont sélectionnés sur la base (i) du nombre de branchements qu'ils s'engagent à réaliser, (ii) du prix et, indirectement, (iii) des financements additionnels qu'ils apportent sous forme de fonds propres et d'emprunts.

La première concession, située dans la région de Saint-Louis-Dagana-Podor (nord, superficie de 19 000 km², 362 000 habitants et 41 000 ménages), a été attribuée à l'ONE après un appel d'offres international, pour une durée de 25 ans. Un prêt de 5 M USD de la Banque mondiale est utilisé comme subvention de base du gouvernement sénégalais au concessionnaire. L'investissement total est 14,9 M USD sur 3 ans. Dans son offre, l'ONE a proposé 2,3 fois plus de raccordements que ce qui était demandé dans l'appel d'offres, et 50 % de plus que son concurrent. Pour cela, il a proposé un plan de financement incluant une large part d'emprunt, qui a été possible grâce au fait que l'ONE dispose déjà de références (*track record*) significatives d'emprunts auprès de bailleurs de fonds internationaux, contractés pour l'électrification de leur propre territoire national. On s'interroge légitimement sur la possibilité de répliquer un tel schéma...

Qu'en est-il des dynamiques actuelles en Afrique subsaharienne ? Une revue des programmes en cours montre que les volumes les plus importants sont mobilisés dans les pays ayant des structures nationales porteuses. En se focalisant sur la Banque mondiale, on fait les observations suivantes :

- les prêts sont, pour la quasi-totalité, octroyés aux Etats qui ensuite rétrocèdent aux différentes structures nationales sous forme de dons ou de prêts. Les volumes les plus importants des concours pour des programmes d'accès (urbains ou ruraux) sont dans les pays dotés de compagnies d'électricité d'envergure, qui ont donc la capacité de les absorber et de les rembourser. Il est intéressant d'observer le montant du prêt en mobilisation annuelle au regard de la population du pays, en gardant à l'esprit que le

Maroc a eu besoin d'emprunter 70 M EUR/an sur une période de 15 ans, avec des maturités de plus de dix ans, pour équiper un pays d'environ 30 millions d'habitants ; voici quelques exemples :

- Ethiopie : 60 millions d'habitants ; 5 ans (2003) ; 133 M EUR, soit 27 M EUR/an ; seulement 35 M pour l'accès, dont 80 % en extension du réseau ; rôle central de EEPCo ;

- Ghana : 20 millions d'habitants ; 5 ans (2008) ; 135 M EUR, soit 27 M EUR/an ; 35 % pour l'extension du réseau et volonté de travailler avec des banques de développement nationales ;

- Mozambique : 20 millions d'habitants ; 4 ans (2003) ; 54 M EUR, soit 13 M EUR/an ; 50 % pour le réseau périurbain, rôle central d'EDM ;

- un second groupe de concours se focalise sur les FER ; la grande limite de ce schéma est que l'Etat fait un don au fonds, qui lui-même n'a souvent de fonds que le nom. Ce dernier est en réalité un compte bancaire qui va faire transiter une subvention à l'investissement à un opérateur, qui n'a généralement aucune ou de très partielles et rares obligations de remboursement :

- Cameroun : 16 millions d'habitants ; 6 ans (2008) ; 47 M EUR, soit 8 M EUR/an, pour l'essentiel dédié au « fonds » qui a mis près d'une décennie à se mettre en place ;

- Guinée : 8 millions d'habitants ; 4 ans (2003) ; 11 M EUR, soit 3 M EUR/an – doté pour l'essentiel à un « fonds » qui n'avait pas le droit de prêter ; un partenariat a été recherché avec une banque, rémunérée, mais qui a refusé de prendre un risque de prêt et s'est limitée à faire transiter la subvention ;

- Mali : 10 millions d'habitants ; 5 ans (2005) ; 25 M EUR, soit 5 M EUR/an – à l'AMADER pour l'essentiel qui transite les subventions à l'investissement ;

- Ouganda : 23 millions d'habitants ; 5 ans (2009) ; 62 M EUR, soit 12 M EUR/an (dont un tiers pour l'extension du réseau à la compagnie d'électricité, et un tiers pour des programmes intersectoriels gérés par des ministères usagers en subvention).

On déduit de ces observations que les pays ayant réussi un changement d'échelle sont aussi ceux qui ont un opérateur central crédible, tant techniquement que financièrement.

La Banque mondiale utilise des instruments type *Adaptable*

Programme Loan (APL) ou *Special Impact Loan* (SIL) qui s'inscrivent généralement dans la durée et méritent attention: les maturités des prêts mentionnées ci-dessus sont celles d'une première tranche, qui, si elle est réalisée avec succès⁴⁵, entraîne la mobilisation d'une seconde tranche. De tels programmes peuvent faire l'objet d'accords sur 10 ou 20 ans.

3.4.2 Intérêt de structurer les FER comme de véritables intermédiaires financiers

Une revue des structures existantes nous amène à conclure qu'aujourd'hui, les FER en Afrique subsaharienne ne sont pas structurés comme intermédiaires financiers. Ils ne peuvent donc pas (i) emprunter, (ii) se refinancer à travers l'émission d'obligations, (iii) prêter aux opérateurs locaux, ni (iv) mobiliser les banques nationales avec des instruments de mitigation des risques.

Pour ce qui concerne les banques locales, en réalité elles ne souhaitent pas s'engager sur ce secteur méconnu et à faible rentabilité, sauf dans le cas de banques de développement à mandat particulier. Ainsi, les fonds sont généralement un compte pour transférer des subventions, et les agences internationales octroient des prêts sectoriels aux gouvernements qui en rétrocèdent une partie comme don au FER. Il n'y a aucun effet de levier sur don dans les sous-secteurs de l'électrification rurale ou périurbaine. Naturellement, les montants de dons mobilisables au niveau de la coopération internationale ne représentent pas des sommes à la hauteur des enjeux.

Il est crucial de changer de paradigme pour faire levier sur les montants de dons, qui resteront modestes au regard des enjeux. Il est donc essentiel de suivre les recommandations suivantes :

- établir la structure légale du fonds en tant qu'institution financière à part entière, ou encore coupler ce fonds avec une structure de financement dédiée, agréée comme telle par la réglementation bancaire nationale ;
- doter cette structure des capacités techniques et

⁴⁵ Cette réalisation est évaluée par certains indicateurs établis au préalable, comme la mise en place d'une loi de PPA ou le nombre de localités connectées.

financières en matière d'évaluation de projet et de préparation de pipeline de projets ;

- formuler le plan d'affaires du fonds, fondé sur un plan à long terme qui propose un mix de projets avec différents niveaux de rentabilité pour permettre un certain niveau de subventions croisées, et qui s'engage à soutenir les premiers porteurs de projets pour créer un effet de démonstration ;
- faire une dotation de démarrage, dans la perspective d'un fonds revolving pour des études préparatoires en particulier ;
- impliquer les banques en évaluant leur appétence et leur perception du risque pour ensuite mettre en place des mécanismes de partage de risque adéquat (cofinancement, contre-garanties, etc.) ;
- avoir une vision de pérennisation à long terme du mécanisme de financement, avec l'augmentation progressive de la contribution nationale (émission d'obligation, taxe au kWh, etc.).

Pour illustrer ces recommandations, trois schémas sont ici proposés :

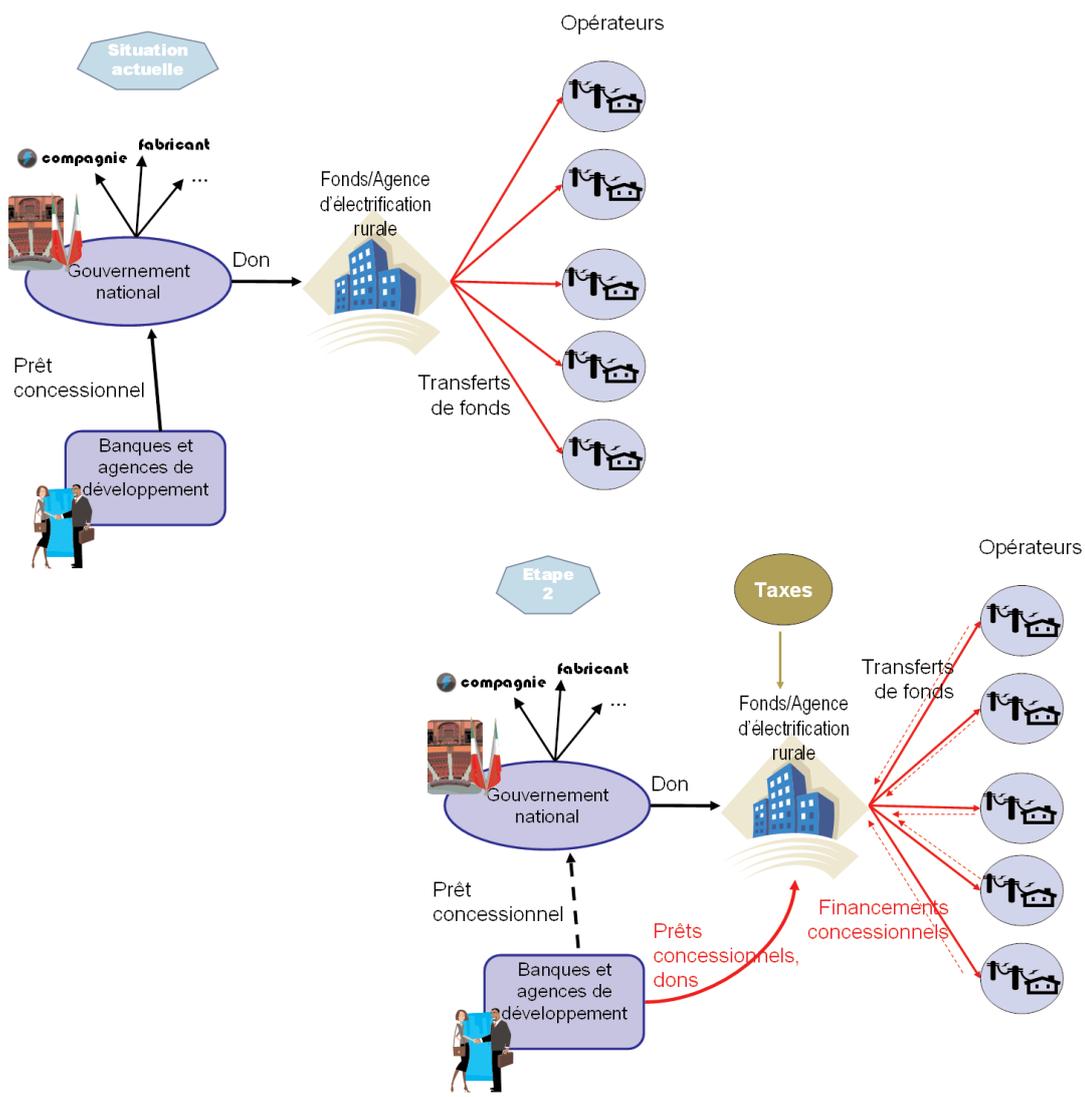
- *Schéma 1 = situation actuelle* : le FER reçoit de la part de l'Etat des dons qui peuvent provenir du budget de l'Etat ou d'opérations de la coopération internationale (rétrocession de prêts/dons à l'Etat – généralement sous forme de dons). Il est rare que l'institution de coopération effectue une transaction directe avec le fonds (dont les statuts ne le permettent pas forcément). Le FER peut être doté de capacités techniques, évalue des projets d'électrification rurale et les subventionne suivant des règles qui lui sont propres. On espère que les opérateurs ayant bénéficié de subventions puissent ensuite arriver à équilibrer leur opération. Bien souvent, ce n'est cependant pas le cas : au Burkina Faso, malgré une subvention de 80 % à l'investissement, des subventions au fonctionnement ont dû être mises en place. Dans cette situation, le rôle du fonds se limite, au plan financier, à verser des subventions.

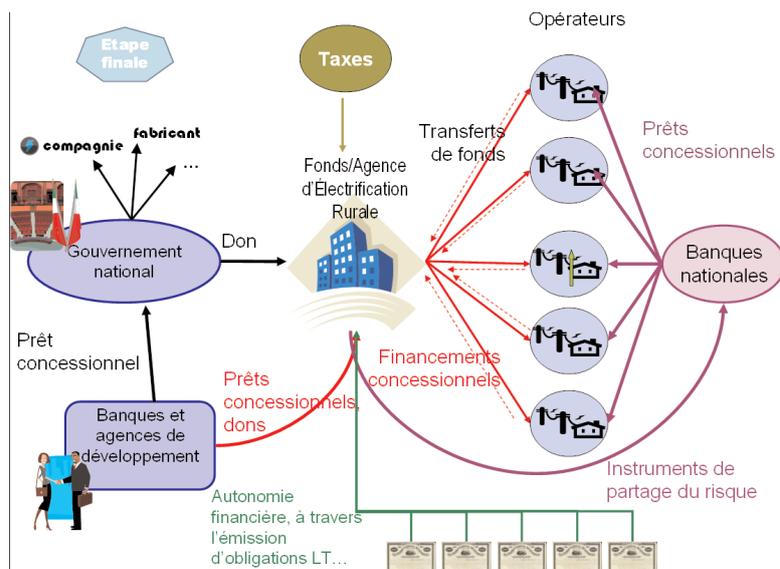
- *Schéma 2 = évolutions à court terme* : le fonds devient le bras financier d'une AER et développe une planification de l'électrification rurale, où apparaissent des opérations qui peuvent présenter une certaine rentabilité : centres secondaires, agroindustries, etc. On fait émerger un portefeuille

d'opérations qui nécessitent des niveaux de subventions plus ou moins importants. Le fonds se dote de statuts lui donnant une autonomie financière et la capacité d'intermédiation financière au titre de la législation nationale. Ainsi, dès lors qu'il se trouve doté de fonds nationaux réguliers (une taxe affectée, par exemple), qu'il peut prêter à des opérateurs, même avec un fort taux de concession (et donc produire des recettes), on en vient à avoir comme interlocuteur une structure avec un bilan, à laquelle les institutions peuvent donc prêter, avec laquelle des fonds (nationaux ou internationaux de placement) peuvent dialoguer et des banques nationales de développement peuvent interagir, notamment en partage des risques. Ainsi, banques nationales et investisseurs développent un certain niveau de confiance.

- *A moyen terme*, le fonds en vient à confirmer son autonomie de gestion, sa crédibilité et son fonctionnement en tant que structure de financement spécialisée. Des opérations pilote ayant été démontrées, les banques nationales viennent également participer au tour de table et financer des opérateurs. Pour mobiliser ces crédits, voire des investissements nationaux, le fonds peut aussi être amené à développer des instruments de garantie ou de partage du risque afin de maximiser la participation de ces sources de financement privé. A terme, le fonds doit envisager lui-même de lever des financements sur les marchés obligataires nationaux ou internationaux, et progressivement se libérer des besoins de financement de la coopération internationale.

Schéma 7. Etapes de structuration d'un fonds d'électrification rurale





Source : auteurs.

Si cette vision peut paraître utopique, c'est la seule qui permette réellement de mobiliser des financements à la hauteur des enjeux de l'électrification rurale dans les pays. A titre d'exemple et de comparaison, l'Inde s'est clairement engagée dans cette voie il y a 50 ans, avec la création d'une entreprise (financière) spécialisée, la *Rural Electrification Corporation* (cf. encadré 17), qui s'est d'abord consacrée à financer les extensions de réseaux et devenir le véritable centre de formation et de recherche sur les techniques adaptées au contexte indien. Etant arrivée à la fin du programme d'électrification, elle alloue des fonds aux programmes plus décentralisés. Suivant la même logique, un département des Energies renouvelables a vu le jour en 1982, pour devenir ministère en 1992, cette structure politique et de planification se dotant, dès 1987, d'une institution financière spécialisée dans le financement des énergies renouvelables : l'*Indian Renewable Energy Development Agency* (IREDA)⁴⁶. Grâce à ces deux structures, plus de 95 % des localités sont aujourd'hui couvertes (60 % d'électrification des ménages), et l'Inde figure parmi les leaders mondiaux de l'éolien.

En 2010, le pays a lancé un très ambitieux programme solaire visant :

- 1 100 MW de grandes centrales et PV dans le bâti d'ici 2013, puis 20 000 MW en 2022 ;
- 200 MW de PV hors réseau y compris hybrides pour 2013 et 2 000 MW pour 2022.

C'est grâce aux outils de financement disponibles, et à leur ancienneté, que des investisseurs privés, tant indiens qu'internationaux, ainsi que la Banque asiatique de développement (avec tous ses instruments : assistance technique, prêts concessionnels et commerciaux) se positionnent sur le programme.

Cet exemple illustre l'importance cruciale d'affecter de manière fine les dons et les prêts concessionnels et commerciaux aux bons segments afin de maximiser leur impact et leur effet de levier.

⁴⁶ <http://www.ireda.gov.in>

Encadré 17. Le financement de l'électrification rurale en Inde : la *Rural Electrification Corporation* – REC

La REC a été constituée en 1969 en tant que société de financement. C'est aujourd'hui une entreprise publique d'Etat, cotée en bourse, d'une valeur nette de 750 M EUR. Sa raison sociale est le financement et la promotion de projets d'électrification rurale sur le territoire national. Elle apporte des concours financiers aux compagnies d'électricité des différents Etats de l'Union indienne, aux coopératives d'électrification rurale, sociétés privées et publiques. La REC dispose de bureaux dans la capitale centrale (New Delhi) et dans les capitales provinciales qui ont pour mandat de coordonner les bouclages financiers avec les collectivités territoriales et autres financeurs locaux, appuyer la formulation de projets et programmes, suivre le décaissement et la mise en œuvre de projets. Elle est également dotée d'un centre important de recherche et de formation.

La mission de la REC est formulée comme suit (2009) :

« Faciliter la mise à disposition d'un service électrique pour le développement et l'amélioration des conditions de vie des populations rurales et semi-urbaines.

« Agir comme un organisme de développement efficace et compétitif, à l'écoute de ses clients pour le financement et la promotion de projets de production d'électricité, économies d'électricité et de renforcement des réseaux de distribution à travers le territoire national. »

Historiquement, la REC, en application de la politique nationale, s'est consacrée à l'électrification villageoise et à la mise en place de pompes pour l'irrigation, considérées alors comme priorités. Une localité était définie comme étant électrifiée dès lors qu'un usage de l'électricité y était constaté, quelle que soit sa localisation sur le territoire. Ainsi, en 2005, 81 % des localités du pays étaient électrifiées, et plus de 110 000 villages devaient encore l'être ; 12 millions de pompes électrifiées permettaient d'irriguer 34 millions d'hectares.

Ce n'est qu'en un second temps, et après trois décennies, que l'on s'est véritablement intéressé à la question de l'accès des populations à un service. En 2004, deux critères supplémentaires apparurent pour qu'une localité puisse être définie comme électrifiée : les services publics (santé, centres communautaires, écoles, etc.) devaient l'être, ainsi qu'au moins 10 % de la population.

En effet, au début du XX^e siècle et avec une consommation par habitant qui est passée de 15kWh/ habitant en 1950 à 600 kWh par habitant en 2005, l'accès au service électrique moderne est nécessaire pour atteindre des taux de croissance économiques de 8 à 10 % par an, et pour toute la population. Ainsi, l'accès des 50 % de foyers ruraux, soit quelque 60 millions de foyers, est devenu un objectif.

La REC octroie essentiellement des prêts à long terme (15 à 35 ans) aux compagnies d'électricité publiques et privées pour la production (renouvelable ou non), le transport et la distribution. Les taux d'intérêts en 2009 étaient de 10 à 12 %, révisables annuellement ou tous les 3 ans, mais il faut tenir compte d'une inflation qui est passée de 4 % à près de 13 %.

Pour donner accès à l'ensemble de la population et aux villages encore non desservis, un programme spécifique a été formulé en 2005 : le *Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana* (RGGVY) ; en voici les principales composantes :

- renforcement des réseaux de distribution MT, création des infrastructures MT, distribution, production décentralisée et réseaux locaux : ces investissements, qui doivent être présentés sous forme de projets, peuvent bénéficier de subventions à l'investissement à hauteur de 90 % ;
- financement d'infrastructures productives et sociales : pompes d'irrigation, PME, artisanat local, chaînes de froid, santé, éducation et communication ; présentés sous forme de projets, ils peuvent également bénéficier des mêmes taux de subvention ;
- subvention de 100 % accordée pour le branchement de base (éclairage, audiovisuel) aux foyers vivant sous le seuil de pauvreté (*i.e.* avec moins de 2 USD par jour) ;
- développement de franchises de distribution, où une structure locale (privée, associative ou coopérative) assume la responsabilité du service de distribution sur un territoire irrigué par un transformateur ; ces franchises bénéficient également des mêmes soutiens à l'investissement.

Les besoins de financements sont estimés comme suit, la part de subvention provenant des taxes sur l'ER et d'allocations gouvernementales (sur une période théorique de 5 ans) :

- électrification des villages isolés et renforcement des réseaux :	1 160 M EUR
- électrification des foyers sous le seuil de pauvreté :	500 M EUR
- renforcement des réseaux en zones déjà électrifiées :	670 M EUR
TOTAL	2 330 M EUR
dont 90 % de subvention (solde financé sur FP ou par REC)	2 100 M EUR
supplément de 1 % pour appuis de formation ou recherche	230 M EUR

Si ces sommes peuvent impressionner au premier abord, il importe de les relativiser par rapport aux performances, à l'expérience et au bilan de la REC.

En 2008, la REC a été classée parmi les compagnies étatiques les plus performantes de l'Inde, et ses performances qualifiées comme « excellentes » par l'auditeur public depuis 1993. Elle envisage maintenant d'exporter ses services et son savoir-faire.

Quelques chiffres clés pour 2007-2008 (taux de conversion : 70 INR/EUR) :

capitaux propres	122 M EUR
emprunts au gouvernement	11 M EUR
emprunts à <i>Life Insurance Company</i>	500 M EUR
emprunts par émissions d'obligations	3 200 M EUR
emprunts auprès d'autres banques (dont coopération)	600 M EUR
nombre de projets évalués et approuvés dans l'année :	environ 750
total des prêts en cours	5 500 M EUR
intérêts collectés sur l'année	505 M EUR
bénéfices avant impôts	187 M EUR
bénéfices après impôts	123 M EUR
distribution de dividendes	37 M EUR

3.4.3 Combiner de manière innovante prêts et dons pour mieux partager les risques des projets et maximiser l'effet de levier à partir des rares ressources disponibles en subvention

Compte tenu des caractéristiques économiques des projets d'accès, la bonification des financements est une nécessité, avec la composante subvention visant plus particulièrement :

- le renforcement de capacités : cadres institutionnel et réglementaire ; capacités sur les nouvelles technologies ; capacités de gestion d'opérations locales ; formations des banques ;
- les études amont et la planification stratégique; l'inventaire

des ressources ; les études de faisabilité (quitte à en réintégrer le coût dans le financement du projet si celui-ci en vient à se réaliser) ;

- le soutien à la mise en œuvre : montage financier, études d'ingénierie et d'exécution, maîtrise d'œuvre, renforcement de capacités des opérateurs ;
- le soutien à l'investissement : partage des risques, adaptation des termes des concours financiers aux profils économique et financier des projets (durée, taux, période de grâce), subventions à l'investissement.

Les incertitudes et risques liés aux projets d'accès, d'électrification rurale, et faisant appel à des énergies renouvelables sont d'ordre multiples.

- Pour le risque projet, les risques liés au projet lui-même sont d'ordre techniques : le premier concerne la disponibilité de la ressource et ses aléas (hydrologie, météo, vent, ensoleillement, disponibilité de la biomasse). Des études (souvent longues et coûteuses) sont donc nécessaires pour prendre en compte ces aspects et permettre une mise en œuvre de projets d'énergie renouvelables. Le second risque technique est lié à la construction, en particulier le génie civil pour l'hydroélectricité notamment. Ce risque de construction fait porter un risque réel de dépassement des coûts initialement prévus.

- Pour le risque lié au contexte du projet, la demande anticipée et la vitesse de son développement doivent être analysées avec prudence. En effet, les cadres réglementaires de tarifs de rachat ou d'accès des tiers au réseau n'offrent souvent de la visibilité que sur quelques années, alors que le temps de retour du projet est supérieur à cinq ans et qu'il faut attendre 8 ou 10 ans pour une rentabilité intéressante.

Enfin, un dernier risque du projet est lié à la faible expérience, au niveau technique comme au niveau de la gestion de projets, des opérateurs locaux qui se lancent dans ce type de nouvelles opérations...

- ce qui nous amène au risque de contrepartie : compte tenu des éléments listés ci-avant, les banques commerciales ou de développement classiques sont réticentes face à ces nouveaux projets, et ne disposent pas des compétences requises, voire des instruments de prêt à long terme, pour évaluer les projets et les financer. Elles en viennent donc à se focaliser sur la qualité des contreparties et à demander de forts niveaux de garantie à partir d'une analyse classique du bilan des entreprises à qui il faut prêter.

Il incombe donc aux structures du financement de l'accès ou aux FER de chercher à mobiliser des prêts et d'affecter les dons afin d'améliorer le niveau de rentabilité du projet, et ainsi augmenter son attractivité pour le bailleur.

Pour ce faire, il est nécessaire d'établir, en premier lieu, et en coordination avec le planificateur, une liste de projets prioritaires (tant pour des raisons économiques que sociales ou d'aménagement du territoire) et analyser leur rentabilité ainsi que leur « portage », de manière à décider de manière réaliste, étant données les ressources disponibles, quel portefeuille il est possible de développer et de soutenir. Il faudra certainement, initialement au moins, subventionner/pré financer les études dont le coût peut être réintégré dans le financement du projet. On pourra également utilement mener des analyses stratégiques d'opportunité sur de nouvelles technologies (telles que le PV diesel hybride ou le biodiesel en tant que carburant pour l'électrification rurale) pour afficher des priorités aux investisseurs, et donc subventionner au niveau nécessaire des projets innovants à caractère démonstratifs ou d'apprentissage, en escomptant une baisse des coûts dans la durée. Des subventions seront nécessaires pour les projets sociaux, en ayant conscience du caractère à « fonds perdus » de ces opérations.

La formation des banquiers, opérateurs, prestataires nationaux, etc. doit également accompagner la mise en place d'instruments de garanties partielles, qui les encourageraient à s'engager sur le long terme et à prendre des risques de projet ou de contrepartie (qu'ils refuseraient sinon). Dans des contextes d'investissements privés, où c'est l'apport en capital (*equity*) qui fait défaut, on pourra envisager d'investir au capital de certaines opérations.

Au regard des enjeux du développement de l'accès et des perspectives de financements qui pourraient lui être alloués, il convient donc de repenser la structuration des projets d'électrification rurale et périurbains pour parvenir à une utilisation de la subvention la plus efficace possible (cette dernière étant nécessaire pour ce type de projets qui, même bien structurés, ne peuvent atteindre les niveaux de rentabilité possibles en milieux urbain et industriel). Actuellement rares, les subventions doivent être utilisées de manière raisonnée et ciblée sur le financement des actions non rentables du projet afin de permettre la conciliation de la péréquation et de l'équilibre financier.

Bibliographie

- AFD (2004), Compte-rendu du Conseil de surveillance - *Renforcement de la distribution électrique à Nairobi et Mombasa*, Paris.
- AFD (2005), Compte-rendu du Conseil de surveillance - *Extension du réseau électrique dans six provinces rurales du Kenya*, Paris.
- AFD (2008a), Aide-mémoire, *Identification du projet d'électrification rurale Mauritanie CMR3009*, Paris.
- AFD (2008b), Aide-mémoire, *Projet de fourniture de services énergétiques, Mission d'appui pour l'élaboration des procédures de gestion du fonds d'électrification rurale*, Paris.
- AFD (2008c), *Compte rendu de mission, Identification du projet d'électrification rurale, Mauritanie CMR3009*, Paris.
- AIE (2009), *World Energy Outlook 2009*, Paris.
- BANQUE MONDIALE (2008a) *World Development Report*, Washington DC.
- BANQUE MONDIALE (2008b), *Designing Sustainable Off-Grid Rural Electrification Projects: Principles and Practices*, Operational Guidance for World Bank Group Staff, Washington DC.
- BANQUE MONDIALE (2006), *An investment Framework for Clean Energy and Development: A progress Report*, Washington, DC.
- BOLAY, C et A. RABINOVICH (2004), *Intermediate Cities in Latin America, Risk and Opportunities of Coherent Urban Development*, Elsevier, Londres.
- BPOBA (2007), *OBA in Senegal, Designing Technology-Neutral Concessions for Rural Electrification*, Banque mondiale, Washington DC.
- BURGEAP (2006), *The Elaboration of a National Rural Electrification Framework in Ghana*, Inception Report, Concept Note and Workshop, Boulogne-Billancourt.
- CBS - INTERNATIONAL LIVESTOCK RESEARCH INSTITUTE (2004), *The Geographic Dimensions of Well-Being in Kenya: Where are the Poor?*
- CEDEAO et UEMOA (2006), *Livre blanc pour une politique régionale sur l'accès aux services énergétiques des populations rurales et périurbaines pour l'atteinte des objectifs du Millénaire pour le développement*.
- CRE (2005), « *La péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux nécessite un outil adapté : le fonds de péréquation de l'électricité* » fiche n° 4, Paris.
- EASE et IMPROVES (2007), *Opérateurs électriques en milieu rural au Mali et au Burkina Faso*.
- EDF, *Study of Non-Electrified Households in Electrified Areas in Kenya*, Rapport interne.
- GRET (2005), « *Comment se sont-ils électrifiés ? Deux études de cas de politique nationale d'électrification : France, Etats-Unis* », *Etudes et travaux en ligne n°3*, Paris.
- IED (2004), *Rapport de synthèse sur les prix obtenus dans le cadre de l'appel d'offres pour l'électrification de six localités en Mauritanie – étude comparative*.
- IEG (2008), *The Welfare Impact of Rural Electrification: a Reassessment of the Costs and Benefits*, Banque mondiale, Washington DC.
- MASSE, R. (2008), *Evaluation des SSD au Mali, Maroc et Afrique du Sud – Rapport de synthèse*, GRET, Paris.
- MASSE, R. (2005), *Histoire de l'électrification rurale en France*, GRET, Paris.
- MASSE, R. (2004), *Financer le développement de l'électrification rurale*, GRET, Paris.

MINISTÈRE DES MINES, DE L'ÉNERGIE ET DE L'HYDRAULIQUE, (2005), *Programme d'action pour l'électrification des localités rurales du Bénin*, ABERME, Paris.

ONU (2008), Renforcer l'épargne intérieure en Afrique, *Afrique Renouveau*, Vol. 22#3, New York.

PNUD (2008), *Rapport mondial sur le développement humain 2007-2008*, PNUD, New York.

PRAXIS (2008), *Harmonisation de la méthodologie d'élaboration des plans locaux d'électrification rurale des concessions*, Rapport final.

UN-HABITAT (2008), *The State of African Cities, A Framework for Addressing Urban Challenges in Africa*, UN-HABITAT, Nairobi.

Rapports internes / Documents de programmes

ADEDJOUON, C. (2008), *Capitalisation de projets d'électrification rurale financés par l'AFD en Afrique de 1994 à 2008*, Rapport interne.

AFD (2005), Evaluation rétrospective d'un projet d'électrification rurale dans le Ganzourgou (Burkina Faso), Rapport interne
EDF, *Study to Identify Scope of Works for a Rural Electrification Project in Kenya*, Rapport interne.

EDF, AXENNE et ABERDARE, *Review of Customer Connection Policy*, « Renforcement de la distribution électrique à Nairobi et Mombasa »; Rapport interne.

HEURAUX, C. (2009), *Présentation de l'enquête SSD*, EDF., Rapport interne.

KOTY, C. (2007), *Situation du secteur de l'énergie et perspectives*, ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau du Bénin, Rapport interne.

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, KENYA (2005), *Road Map for Reform of the Rural Electrification Programme*, Rapport interne.

MMEE, GTZ, AFD et CE (2008), Document de programme, Programme d'électrification rurale par raccordement au réseau.

MOSTERT, W. (2008), *Review of Experiences with Rural Electrification Agencies - Lessons for Africa*, Draft Report prepared for the European Union Energy Initiative-Partnership Dialogue Facility (EUEI-PDF), EUEI-PDF, Rapport interne.

NIANG, A., « La stratégie de développement de l'électrification rurale », présentation ASER, Dakar, Rapport interne.

Études de projets

CEMAC, CEDEAO, IED (2006) : études menées dans les zones de la CEMAC (Cameroun, RCA, Congo, Gabon, Guinée équatoriale, Tchad) et de la CEDEAO (Bénin, Burkina Faso, Cap Vert, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée Bissau), IED.

Étude réalisée en 2001 aux Philippines dans le cadre d'un partenariat entre la Banque mondiale et la Fondation de l'Institut de politique de développement et de management de la recherche aux Philippines.

Étude réalisée au Vietnam en 2005, à l'initiative de la Banque mondiale et de l'Agence suédoise de développement international venant en accompagnement d'un projet d'électrification de 150 M USD.

ONE, en partenariat avec l'AFD (2003) : étude d'impact des effets de l'électrification selon ses différentes formes, sur les ménages et les usagers non domestiques. La Banque mondiale a publié une étude d'impact à partir de données de différents continents, les localités rurales et sur l'environnement naturel.

Banque mondiale (2008), PNUD (2007), CEDEAO et UEMOA (2006), *Review of national framework for involvement of agro-industries in rural electrification, projet PACEAA (poverty alleviation through cleaner energy for agro-industry in Africa)*, 2009 , Mostert (2008), *African Energy Policy Research Network (AFREPEN)*, 2004,, données récoltées dans le cadre du Club des agences d'électrification rurale, enquête congolaise des ménages (2005) ministère de l'Energie érythréen, Réseau international d'accès aux énergies durables (RIAED), 2005

Liste des sigles et abréviations

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
ADER	Association des énergies renouvelables
AER	Agence d'électrification rurale
AFD	Agence Française de Développement
AFREPEN	<i>African Energy Policy Research Network</i>
AIE	Agence internationale de l'énergie
AMADER	Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et l'électrification rurale
ANARE	Autorité nationale de régulation du secteur de l'électricité
APAUS	Agence pour l'accès universel aux services
APL	<i>Adaptable Programme Loan</i>
ARSEL	Agence de régulation du secteur électrique
ATR	Accès des tiers au réseau
BAD	Banque africaine de développement
BIRD	Banque internationale pour la reconstruction et le développement
BOT	<i>Build Operate Transfer</i>
BT	Basse tension
CEDEAO	Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CEMAC	Communauté économique et monétaire d'Afrique centrale
CIE	Compagnie ivoirienne d'électricité
CMLT	Coût marginal à long terme
CREE	Commission de régulation de l'électricité et de l'eau
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
DGE	Direction générale de l'Energie
ECG	<i>Electricity Company of Ghana</i>
EDF	Electricité de France
EdM	Electricité du Mali
ERD	Electrification rurale décentralisée
ESF	Electriciens sans frontières
ESMAP	<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>
FACE	Fonds d'amortissement des charges d'électrification
FEM	Fonds pour l'environnement mondial
FER	Fonds d'électrification rurale
FFEM	Fonds français pour l'environnement mondial
FP	Fonds propres
GEF	<i>Global Environment Facility</i>
GRET	Groupe de recherche et d'échanges technologiques
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
IDA	<i>International Development Association</i>
IDH	Indicateurs du développement humain
IED	Innovation énergie développement (consortium)
IEG	Groupe indépendant d'évaluation

IGCC	<i>Integrated Gasification in Combined Cycle</i>
IPP	<i>Independant Power Producer</i>
IREDA	<i>Indian Renewable Energy Development Agency</i>
KES	Société de services décentralisés
KPLC	<i>Kenya Power Lighting Corporation</i>
LBC	Lampe basse consommation
LED	<i>Light-Emitting Diode</i>
MRBC	<i>Meter Reading, Billing and Collection</i>
MT	Moyenne tension
OBA	<i>Output-Based Aid</i>
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OMD	Objectifs du Millénaire pour le développement
ONE	Office national de l'électricité
ONG	Organisation non gouvernementale
ONUDI	Organisation des Nations unies pour le développement industriel
PACEAA	<i>Alleviation through Cleaner Energy for Agro-Industry in Africa</i>
PCASER	Projet de candidature spontanée d'électrification rurale
PCH	Petites centrales hydroélectriques
PERG	Programme d'électrification rural global
PME	Petites et moyennes entreprises
PNUD	Programme des Nations unies pour le développement
PNUE	Programme des Nations unies pour l'environnement
PNVEP	Programme national de valorisation énergétique de la plante pourghère
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PPP	Partenariat public-privé
PSP	Participation du secteur privé
PV	Photovoltaïque
PVPS	<i>Photovoltaic Power Systems Programme</i>
RCA	République centrafricaine
RCI	République de Côte d'Ivoire
RDC	République démocratique du Congo
REC	<i>Rural Electrification Corporation</i>
RGGVY	<i>Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana</i>
RIAED	Réseau international d'accès aux énergies durables
RIS	Réseau interconnecté Sud
SENELEC	Société nationale d'électricité du Sénégal.
SHEP	<i>Self-Help Electrification Programme (Ghana)</i>
SIL	<i>Special Impact Loan</i>
SSD	Société de services décentralisés
SWER	<i>Single Wire Earth Return</i>
SWOT	<i>Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats</i>
TRI	Taux de retour sur investissement
UEMOA	Union économique et monétaire ouest-africaine
WEO	<i>World Energy Outlook</i>
ZNI	Zones non interconnectées

Série Documents de travail / Working Papers Series Publiés depuis janvier 2009 / published since January 2009

Les numéros antérieurs sont consultables sur le site : <http://recherche.afd.fr>

Previous publications can be consulted online at: <http://recherche.afd.fr>

- N° 78 « L'itinéraire professionnel du jeune Africain » Les résultats d'une enquête auprès de jeunes leaders Africains sur les « dispositifs de formation professionnelle post-primaire »
Richard Walther, consultant ITG, Marie Tamoifo, porte-parole de la jeunesse africaine et de la diaspora
Contact : Nicolas Lejosne, département de la Recherche, AFD - janvier 2009.
- N° 79 Le ciblage des politiques de lutte contre la pauvreté : quel bilan des expériences dans les pays en développement ?
Emmanuelle Lavallée, Anne Olivier, Laure Pasquier-Doumer, Anne-Sophie Robilliard, DIAL - février 2009.
- N° 80 Les nouveaux dispositifs de formation professionnelle post-primaire. Les résultats d'une enquête terrain au Cameroun, Mali et Maroc
Richard Walther, Consultant ITG
Contact : Nicolas Lejosne, département de la Recherche, AFD - mars 2009.
- N° 81 *Economic Integration and Investment Incentives in Regulated Industries*
Emmanuelle Auriol, Toulouse School of Economics, Sara Biancini, Université de Cergy-Pontoise, THEMA,
Comments by : Yannick Perez and Vincent Rious - April 2009.
- N° 82 Capital naturel et développement durable en Nouvelle-Calédonie - Etude 1. Mesures de la « richesse totale » et soutenabilité du développement de la Nouvelle-Calédonie
Clément Brelaud, Cécile Couharde, Vincent Géronimi, Elodie Maître d'Hôtel, Katia Radja, Patrick Schembri, Armand Taranco, Université de Versailles - Saint-Quentin-en-Yvelines, GEMDEV
Contact : Valérie Reboud, département de la Recherche, AFD - juin 2009.
- N° 83 *The Global Discourse on "Participation" and its Emergence in Biodiversity Protection*
Olivier Charnoz. - July 2009.
- N° 84 *Community Participation in Biodiversity Protection: an Enhanced Analytical Framework for Practitioners*
Olivier Charnoz - August 2009.
- N° 85 Les Petits opérateurs privés de la distribution d'eau à Maputo : d'un problème à une solution ?
Aymeric Blanc, Jérémie Cavé, LATTIS, Emmanuel Chaponnière, Hydroconseil
Contact : Aymeric Blanc, département de la recherche, AFD - août 2009.
- N° 86 Les transports face aux défis de l'énergie et du climat
Benjamin Dessus, Global Chance.
Contact : Nils Devernois, département de la Recherche, AFD - septembre 2009.
- N° 87 Fiscalité locale : une grille de lecture économique
Guy Gilbert, professeur des universités à l'Ecole normale supérieure (ENS) de Cachan
Contact : Réjane Hugounenq, département de la Recherche, AFD - septembre 2009.
- N° 88 Les coûts de formation et d'insertion professionnelles - Conclusions d'une enquête terrain en Côte d'Ivoire
Richard Walther, expert AFD avec la collaboration de Boubakar Savadogo (Akilia) et de Borel Foko (Pôle de Dakar)
Contact : Nicolas Lejosne, département de la Recherche, AFD - octobre 2009.
- N° 89 Présentation de la base de données. Institutional Profiles Database 2009 (IPD 2009)
Institutional Profiles Database III - Presentation of the Institutional Profiles Database 2009 (IPD 2009)
Denis de Crombrughe, Kristine Farla, Nicolas Meisel, Chris de Neubourg, Jacques Ould Aoudia, Adam Szirmai
Contact : Nicolas Meisel, département de la Recherche, AFD - décembre 2009.

- N° 90 Migration, santé et soins médicaux à Mayotte
Sophie Florence, Jacques Lebas, Pierre Chauvin, Equipe de recherche sur les déterminants sociaux de la santé et du recours aux soins UMRS 707 (Inserm - UPMC)
Contact : Christophe Paquet, département Technique opérationnel (DTO), AFD - janvier 2010.
- N° 91 Capital naturel et développement durable en Nouvelle-Calédonie - Etude 2. Soutenabilité de la croissance néo-calédonienne : un enjeu de politiques publiques
Cécile Couharde, Vincent Géronimi, Elodie Maître d'Hôtel, Katia Radja, Patrick Schembri, Armand Taranco université de Versailles – Saint-Quentin-en-Yvelines, GEMDEV
Contact : Valérie Reboud, département Technique opérationnel, AFD - janvier 2010.
- N° 92 *Community Participation Beyond Idealisation and Demonisation: Biodiversity Protection in Soufrière, St. Lucia*
Olivier Charnoz, Research Department, AFD - January 2010.
- N° 93 *Community participation in the Pantanal, Brazil: containment games and learning processes*
Participation communautaire dans le Pantanal au Brésil : stratégies d'endiguement et processus d'apprentissage
Olivier Charnoz, département de la Recherche, AFD - février 2010.
- N° 94 Développer le premier cycle secondaire : enjeu rural et défis pour l'Afrique subsaharienne
Alain Mingat et Francis Ndem, IREDU, CNRS et université de Bourgogne
Contact : Jean-Claude Balmès, département Education et formation professionnelle, AFD - avril 2010
- N° 95 Prévenir les crises alimentaires au Sahel : des indicateurs basés sur les prix de marché
Catherine Araujo Bonjean, Stéphanie Brunelin, Catherine Simonet, CERDI - mai 2010.
- N° 96 La Thaïlande : premier exportateur de caoutchouc naturel grâce à ses agriculteurs familiaux
Jocelyne Delarue, Département de la Recherche, AFD - mai 2010.
- N° 97 Les réformes curriculaires par l'approche par compétences en Afrique
Francoise Cros, Jean-Marie de Ketele, Martial Dembélé, Michel Develay, Roger-François Gauthier, Najoua Ghriss, Yves Lenoir, Augustin Murayi, Bruno Suchaut, Valérie Tehio - juin 2010.
- N° 98 Les coûts de formation et d'insertion professionnelles - Les conclusions d'une enquête terrain au Burkina Faso
Richard Walther, Boubakar Savadogo, consultants en partenariat avec le Pôle de Dakar/UNESCO-BREDA.
Contact : Nicolas Lejosne, département de la Recherche, AFD - juin 2010.
- N° 99 *Private Sector Participation in the Indian Power Sector and Climate Change*
Shashanka Bhide, Payal Malik, S.K.N. Nair, Consultants, NCAER
Contact : Aymeric Blanc, Research Department, AFD - June 2010.
- N° 100 Normes sanitaires et phytosanitaires : accès des pays de l'Afrique de l'Ouest au marché européen - Une étude empirique
Abdelhakim Hammoudi, Fathi Fakhfakh, Cristina Grazia, Marie-Pierre Merlateau.
Contact : Marie-Cécile Thirion, département de la Recherche, AFD - juillet 2010.
- N° 101 Hétérogénéité internationale des standards de sécurité sanitaire des aliments : Quelles stratégies pour les filières d'exportation des PED ? - Une analyse normative
Abdelhakim Hammoudi, Cristina Grazia, Eric Giraud-Héraud, Oualid Hamza.
Contact : Marie-Cécile Thirion, département de la Recherche, AFD - juillet 2010.
- N° 102 Développement touristique de l'outre-mer et dépendance au carbone
Jean-Paul Ceron, Ghislain Dubois et Louise de Torcy.
Contact : Valérie Reboud, AFD - octobre 2010.
- N° 103 Les approches de la pauvreté en Polynésie française : résultats et apports de l'enquête sur les conditions de vie en 2009
Javier Herrera, IRD-DIAL, Sébastien Merceron, Insee - novembre 2010.
Contact : Cécile Valadier, département de la Recherche
- N° 104 La gestion des déchets à Coimbatore (Inde) : frictions entre politique publique et initiatives privées
Jérémy Cavé, Laboratoire Techniques, Territoires et Sociétés (LATTS), CNRS - décembre 2010.

- N° 105 Migrations et soins en Guyane - Rapport final à l'Agence Française de Développement dans le cadre du contrat AFD-Inserm
Anne Jolivet, Emmanuelle Cadot, Estelle Carde, Sophie Florence, Sophie Lesieur, Jacques Lebas, Pierre Chauvin
Contact : Christophe Paquet, département Technique opérationnel (DTO), AFD - décembre 2010.
- N° 106 Les enjeux d'un bon usage de l'électricité : Chine, Etats-Unis, Inde et Union européenne
Benjamin Dessus et Bernard Laponche avec la collaboration de Sophie Attali (Topten International Services), Robert Angioletti (Ademe), Michel Raoust (Terao)
Contact : Nils Devernois, département de la Recherche, AFD - février 2011.
- N° 107 Hospitalisation des patients des pays de l'Océan indien - Prises en charges spécialisées dans les hôpitaux de la Réunion
Catherine Dupilet, Dr Roland Cash, Dr Olivier Weil et Dr Georges Maguerez (cabinet AGEAL)
En partenariat avec le Centre Hospitalier Régional de la Réunion et le Fonds de coopération régionale de la Réunion
Contact : Philippe Renault, AFD - février 2011.
- N° 108 *Peasants against Private Property Rights: A Review of the Literature*
Thomas Vendryes, Paris School of Economics - February 2011.
- N° 109 Le mécanisme REDD+ de l'échelle mondiale à l'échelle locale - Enjeux et conditions de mise en oeuvre
ONF International
Tiphaine Leménager, département de la Recherche, AFD - mars 2011.
- N° 110 L'aide au Commerce : état des lieux et analyse
Aid for trade: A survey
Mariana Vijil, Marilyne Huchet-Bourdon et Chantal Le Mouël
AGROCAMPUS OUEST, INRA, Rennes - avril 2011.
- N° 111 Métiers porteurs : le rôle de l'entrepreneuriat, de la formation et de l'insertion professionnelle
Sandra Barlet et Christian Baron, GRET
Nicolas Lejosne, département de la Recherche, AFD (lejosnen@afd.fr) - avril 2011.
- N° 112 Charbon de bois et sidérurgie en Amazonie brésilienne : quelles pistes d'améliorations environnementales ?
L'exemple du pôle de Carajas
Ouvrage collectif sous la direction de Marie-Gabrielle Piketty, Cirad, UMR Marchés,
Contact : Tiphaine Leménager, département de la Recherche, AFD (lemenagert@afd.fr) - avril 2011.
- N° 113 Gestion des risques agricoles par les petits producteurs Focus sur l'assurance-récolte indiciaire et le warrantage
Guillaume Horrèard, Bastien Oggeri, Ilan Rozenkopf sous l'encadrement de :
Anne Chetaille, Aurore Duffau, Damien Lagandré
Contact : Bruno Vindel, département des Politiques alimentaires, AFD - mai 2011.
- N° 114 Analyse de la cohérence des politiques commerciales en Afrique de l'Ouest
Jean-Pierre Rolland, Arlène Alpha, GRET
Contact : Jean-René Cuzon (cuzonjr@afd.fr), département PSP, AFD - juin 2011
- N° 115 L'accès à l'eau et à l'assainissement pour les populations en situation de crise :
comment passer de l'urgence à la reconstruction et au développement ?
Julie Patinet (Groupe URD) et Martina Rama (Académie de l'eau),
sous la direction de François Grünewald (Groupe URD)
Contact : Thierry Liscia (lisciat@afd.fr), département du Pilotage stratégique et de la Prospective,
- N° 116 Formation et emploi au Maroc : état des lieux et recommandations
Jean-Christophe Maurin (maurinjc@afd.fr) et Thomas Mélonio (meloniot@afd.fr), AFD - septembre 2011.
- N° 117 *Student Loans : Liquidity Constraint and Higher Education in South Africa*
Marc Gurgand, Adrien Lorenceau, Paris School of Economics
Contact : Thomas Mélonio (meloniot@afd.fr), Research Department, AFD - September 2011.

-
- N° 118 Quelle(s) classe(s) moyenne(s) en Afrique ? Une revue de littérature
Dominique Darbon, IEP Bordeaux, Comi Toulabor, LAM Bordeaux
Contacts : Virginie Diaz et Thomas Mélonio, département de la Recherche, AFD
-
- N° 119 Les réformes de l'aide au développement en perspective de la nouvelle gestion publique
Jean-David Naudet, division Evaluation et Capitalisation, AFD
-
- N° 120 *Fostering low-carbon growth initiatives in Thailand*
EDDEN Research Unit of CNRS (French National Research Center) at the University of Grenoble : Prof. Patrick Criqui (CNRS, Scientific Director), Dr. Pierre-Olivier Peytral (EDDEN Lab, Economist) Dr. Jean-Christophe Simon (IRD, Senior Economist)
Contact : Cécile Valadier, Research Department, AFD (valadierc@afd.fr)
-
- N°121 Interventionnisme public et handicaps de compétitivité : analyse du cas polynésien
Florent Venayre, Maître de conférences en sciences économiques, université de la Polynésie française et LAMETA, université de Montpellier
Contact : Cécile Valadier, département de la Recherche, AFD

