

ÉNERGIE, CROISSANCE ET DÉVELOPPEMENT DURABLE

Une équation africaine

Programme Afrique subsaharienne

**Christine HEURAUX, Alain GUINEBAULT,
Benjamin AUGÉ, Lassane OUÉDRAOGO,
Seydou KEITA, François GEMENNE**

L'Institut français des relations internationales (Ifri) est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales.

Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et économiques, chercheurs et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne à Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans cette étude
n'engagent que la responsabilité des auteurs.*

Les textes présentés ici sont issus d'une conférence organisée par le programme Afrique subsaharienne de l'Ifri et le Secrétariat du Cinquantenaire des indépendances africaines, avec le financement du ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement. Cette conférence a eu lieu dans les locaux parisiens de l'Ifri, le 17 décembre 2010.

Droits exclusivement réservés – © Ifri, 2011

ISBN : 978-2-86592-927-6

ISSN : 1962-610X

Ifri

27 rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – France
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Email: ifri@ifri.org

Ifri-Bruxelles

Rue Marie-Thérèse, 21
1000 Bruxelles – Belgique
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Email: info.bruxelles@ifri.org

Site Internet : Ifri.org

Nos auteurs

Les personnalités ayant contribué à cette publication sont :

Christine Heuraux, directrice du Pôle Accès à l'Énergie, Direction de la Prospective et des Relations Internationales, EDF, Paris

Alain Guinebault, délégué général du GERES, Aubagne

Benjamin Augé, chercheur associé à l'Ifri, Paris

Lassane Ouédraogo, Chargé de l'Énergie, UEMOA, Ouagadougou

Seydou Keita, directeur adjoint de l'AMADER, Bamako

François Gemenne, Chercheur à l'Iddri, Paris

Sommaire

L'électricité en Afrique ou le continent des paradoxes	5
Introduction	5
État des lieux du secteur électrique africain : le continent des paradoxes	6
Pourquoi un tel décalage ? Quelques explications	12
Comment instaurer un essor durable du secteur électrique africain ?	16
Conclusion	18
Bibliographie sommaire	19
« La biomasse, une énergie d'avenir pour l'Afrique ? »	21
De l'analyse de la situation en Afrique subsaharienne à des propositions d'actions	21
Introduction	21
Les enjeux	21
Une étude de cas : Bamako	24
Des principes pour agir	29
Conclusion	32
Transformer le gaz africain en électricité, un défi réaliste	33
L'Afrique de l'Ouest, à la pointe des projets interétatiques	35
L'Afrique centrale et australe, de nouveaux projets ambitieux	40
Conclusion	43
L'intérêt de la régionalisation des projets énergétiques : défis à relever	45
Introduction	45
L'état des lieux	47
L'approche de l'UEMOA	48
Défis à relever	50
Quel chemin pour la transition énergétique ?	51
Conclusion	52

L'accès aux services énergétiques comme facteur de réduction de la pauvreté	53
Introduction	53
La prise en compte de l'énergie dans le CSLP	56
La stratégie de développement de l'électrification rurale	59
Conclusion	61
Annexes	62
Une voix oubliée ? L'Afrique dans les négociations internationales sur le climat	65
Introduction	65
L'adaptation comme nouvel enjeu de la lutte du changement climatique	66
L'équité dans le processus de négociation	69
Pour conclure	72

L'électricité en Afrique ou le continent des paradoxes

Christine Heuraux

Introduction

Ce texte ne prétend pas à l'exhaustivité, tant le continent est pluriel, sur ce sujet comme sur d'autres, et tant les situations des 53 pays sont contrastées de par leur taille, leur poids économique, leur démographie, leurs ressources et perspectives de croissance. Or ces disparités se reflètent naturellement dans les situations énergétiques et électriques nationales et régionales avant de dessiner celles du continent.

Ensuite, le domaine de l'énergie, et plus particulièrement de l'électricité, combine des enjeux économiques, politiques, sociaux, techniques, environnementaux et climatiques indissociables des réflexions à mener pour assurer le développement efficace, compétitif, durable et acceptable de l'électrification africaine.

À défaut de pouvoir livrer ici une « radioscopie » complète des situations et des enjeux de tout un continent, on commencera par décrire les caractéristiques majeures du secteur électrique africain actuel et de ses potentiels. Quelques ordres de grandeur et comparaisons avec des référentiels plus familiers serviront à dresser une « carte d'orientation ».

On donnera ensuite, pour éclairer les paradoxes que révèle cette carte, quelques explications sur les raisons du décalage flagrant entre un potentiel surabondant et une offre largement déficitaire.

En guise de conclusion, ou plutôt d'ouverture à la réflexion, on proposera des pistes d'actions prioritaires, voire incontournables, pour assurer l'indispensable essor de l'électrification de l'Afrique.

État des lieux du secteur électrique africain : le continent des paradoxes

En matière d'électricité, l'Afrique est le continent des paradoxes : elle est à la fois un géant énergétique par les ressources dont elle dispose, et un nain électrique par les capacités réelles sur lesquelles elle peut s'appuyer aujourd'hui.

En effet, avec 10 % des réserves hydrauliques mondiales économiquement exploitables, avec près de 10 % des réserves mondiales prouvées de pétrole, 8 % des réserves mondiales de gaz, et 6 % des réserves mondiales de charbon, ce continent offre un gisement considérable de potentiels et de ressources énergétiques. Sans oublier le formidable potentiel solaire, ni les gisements géothermiques de l'est du continent, ou encore les gisements éoliens sur les zones littorales ni, bien sûr, la biomasse – 60 % des terres arables encore non cultivées dans le monde se situant en Afrique subsaharienne.

Autrement dit, la ressource est disponible et diversifiée, tant dans sa répartition géographique que dans sa nature, tandis que les ressources en énergies renouvelables offrent de réelles perspectives pour un développement électrique faiblement carboné.

C'est un tableau très enviable, qui contraste fortement avec la situation de déficit électrique constatée sur une large partie du continent.

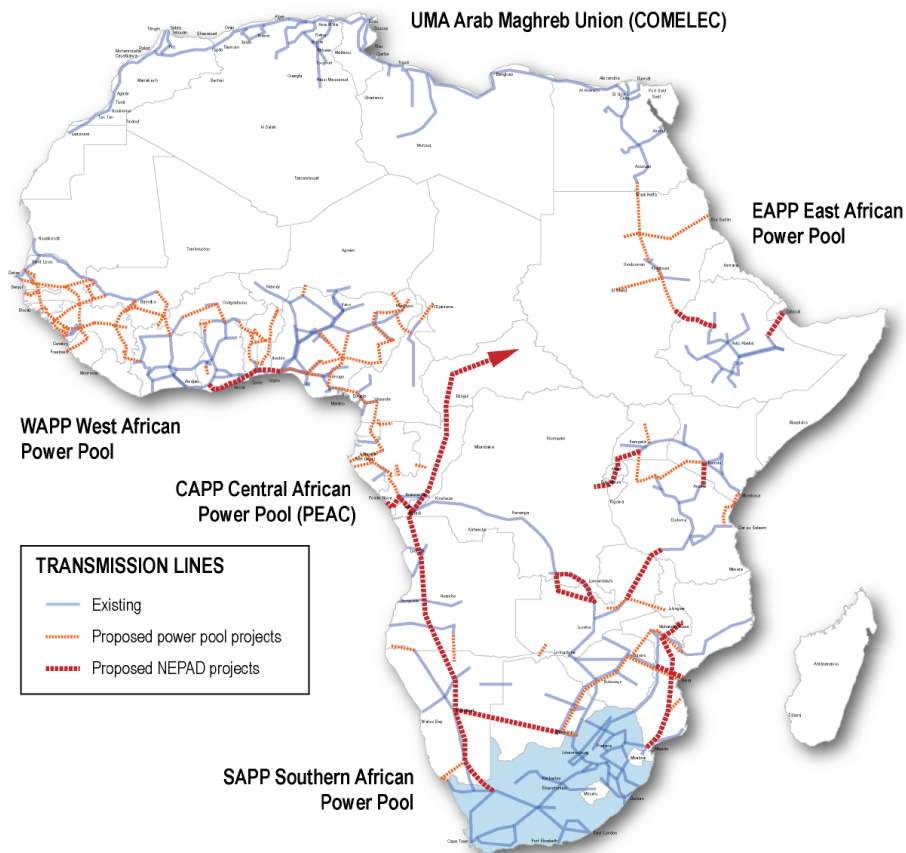
État actuel des capacités de production et de l'offre

Ce déficit transparaît de façon pour ainsi dire physique à travers la carte des réseaux de transport électrique du continent. Les lignes existantes, reproduites en bleu sur la carte ci-après, témoignent de la faiblesse de ces infrastructures ; et si les lignes en projet, signalées en rouge, laissent prévoir une forte amélioration, elles restent modestes face à l'ampleur des besoins.

Quant aux capacités de production, qui ont vocation à alimenter ces réseaux, quelques chiffres résumant à eux seuls le retard à rattraper. La capacité installée de toute l'Afrique est de 114 GW pour un milliard d'habitants, et équivaut donc approximativement à celle de l'Allemagne qui compte 82 millions d'habitants.

Si l'on considère uniquement l'Afrique subsaharienne, sa capacité installée n'est plus que de 74 GW pour 860 millions d'habitants, soit à peu près celle de l'Espagne avec ses 45 millions d'habitants.

Carte des réseaux de transport d'électricité en Afrique



Sources : UE, NEPAD 2008

Quant à la capacité de l'Afrique subsaharienne hors Afrique du Sud, elle n'est que de 34 GW pour 810 millions d'habitants, soit l'équivalent de celle de la Pologne avec ses 38 millions d'habitants.

Plus grave, environ un quart de ces capacités de production est hors d'état de fonctionnement.

De plus, la part des capacités de production ayant plus de 40 ans augmentera de 70 % au cours des six prochaines années ; l'âge moyen des infrastructures de transport en Afrique australe est actuellement de 44 ans, et certaines ont déjà plus de 60 ans, ce qui explique en partie les déboires et pannes répétitifs et laisse augurer de difficultés probablement croissantes au cours des prochaines années.

Autre constat à faire est que ces capacités se concentrent sur quelques pays : l'Afrique du Sud et l'Égypte représentent à elles deux les deux tiers de la puissance installée de tout le continent (respectivement 43 et 22 % en 2008). Autrement dit, 33 pays sur 48 doivent se contenter de moins de 500 MW de puissance installée – l'équivalent d'une centrale charbon de taille moyenne –, et 11 d'entre eux n'atteignent même pas 100 MW chacun.

Face à une croissance annuelle de son PIB qui s'est maintenue, en moyenne, à 5 % par an depuis le début des années 2000, l'Afrique a vu la croissance annuelle de sa capacité de production électrique stagner à environ 3 % depuis plusieurs années (soit la moitié de celle des autres régions en développement) ; or celle-ci devrait croître en moyenne de 10 % pour répondre à la demande.

On ne s'étonnera donc pas que plus de 30 pays africains aient subi de graves crises d'énergie ces dernières années, et que les temps de coupures de courant signalés par les entreprises manufacturières équivalent à 56 jours par an. Ces déficiences coûtent 6 % en moyenne des recettes des entreprises du secteur structuré et jusqu'à 16 % de perte de revenus dans le secteur informel non doté d'équipements de secours – la Banque mondiale évalue le poids économique de ces coupures à un à deux points de croissance par an.

Indice des pays qui connaissent des déficits de production importants, et leurs causes principales.



Source : Eberhard, 2008

Pour remédier – au moins partiellement – à de telles pénuries, nombreux sont les acteurs qui louent des capacités de secours, dès qu'ils en ont les moyens économiques (entreprises, industriels) ou l'obligation (sécurisation de leur mission de service public ou de leur activité économique). La Banque mondiale évalue ces capacités de secours à 4 000 MW. Très onéreux, ces moyens, qui sont en majorité constitués de groupes électrogènes fonctionnant au diesel, représentent un coût pour le PIB des pays variant de 0,5 % (Gabon) à 4,3 % (Sierra Leone).

Demande, consommation et marchés

Côté demande, on note le même déséquilibre dans la répartition des marchés et de la consommation. S'agissant des infrastructures

et des marchés de l'électricité, on peut distinguer trois grandes zones :

- **l'Afrique du Nord**, interconnectée avec l'Europe et les pays du pourtour méditerranéen ;
- **l'Afrique australe**, poumon électrique du continent grâce à l'Afrique du Sud, qui consomme à elle seule la moitié de l'électricité qui y est produite ;
- **l'entre-deux**, largement déficitaire malgré des disparités.

Cette répartition revient à souligner un autre décalage : les principales réserves énergétiques (hydrauliques et pétrolières notamment), largement présentes en Afrique centrale, sont loin des grands centres de consommation (Afrique australe et de l'Ouest, respectivement premier et deuxième *pool* économique du continent), accentuant le déséquilibre de la répartition entre centres de production et marchés.

Quoi qu'il en soit, ces marchés restent peu développés, comme en témoigne le taux moyen d'électrification global de la population de toute l'Afrique : à peine 40 %, tout en affichant une tendance à la baisse depuis 2001 sous l'effet de la croissance démographique. Mais ce taux varie significativement selon les régions et confirme les disparités géographiques relevées entre les trois grandes zones : supérieur à 90 % dans le Nord, équivalent à 27 % dans le Sud, il ne dépasse pas 18 % en Afrique centrale. Autre constat préoccupant, le taux d'électrification rurale du continent est d'à peine 23 % (et de 12 % en Afrique subsaharienne), voire inférieur à 5 % dans au moins 17 pays.

**Consommation d'électricité par habitant et pourcentage
d'électrification par zones géographiques**

	Consommation d'électricité en kWh/hab/an	% d'électrification total	% d'électrification urbaine	% d'électrification rurale
Afrique du Nord	961	94 %	97 %	93 %
Afrique de l'Ouest	128	40 %	64 %	19 %
Afrique Centrale	92	18 %	37 %	6 %
Afrique de l'Est	351	41 %	43 %	30 %
Afrique australe	1 010	37 %	46 %	16 %
Afrique australe hors Afrique du Sud	254	15 %	36 %	6 %
France	7 500	100 %	100 %	100 %

Sources : rapports annuels des sociétés d'électricité 2007, 2008, 2009 ; Banque Mondiale 2009 ; World Energy Outlook 2009

Cette faible densité de raccordement se double d'une très faible consommation : un peu plus de 500 TWh en 2008, dont les deux tiers pour l'Afrique subsaharienne. La très faible consommation annuelle d'électricité par Africain (490 kWh en moyenne) chute à 305 kWh si l'on exclut l'Afrique du Sud, et à 145 kWh en Afrique subsaharienne hors Afrique du Sud, c'est-à-dire dans une quarantaine de pays. À titre de comparaison, chaque habitant consomme annuellement 1 900 kWh en Chine, 7 300 kWh en France et 12 200 kWh aux États-Unis.

Autre paradoxe : malgré ces faibles consommations, les marges de progrès en matière d'efficacité énergétique sont importantes. Ainsi, la Banque mondiale évalue à 17 milliards de dollars les économies qui pourraient être réalisées, notamment par une meilleure maintenance des infrastructures ou encore en améliorant l'efficacité énergétique des bâtiments et de certaines industries.

Maigre compensation dans cette suite de chiffres, le continent ne représente que 3 % à 4 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre, pour 15 % de la population mondiale. Autrement dit, ses émissions sont inférieures à celles du seul Japon et se concentrent logiquement sur l'Afrique du Sud.

Coûts et tarifs

Autre paradoxe, et non des moindres pour un continent richement doté en matières premières énergétiques : à 0,18 USD/kWh, le coût de production moyen de l'électricité reste élevé par rapport aux normes internationales. Il est près de deux fois supérieur à celui d'autres régions en développement. L'une des explications tient à la part prépondérante du thermique pétrolier (46 % contre 6 % dans le monde), alors que de nombreux pays africains sont importateurs nets d'hydrocarbures (c'est particulièrement le cas de l'Afrique de l'Ouest). En outre, les capacités hydrauliques sont relativement sous-exploitées. Enfin, n'oublions pas le coût de revient des groupes électrogènes (diesel) de substitution (0,35 à 0,40 USD/kWh) déjà mentionné et bien sûr, une mauvaise efficacité opérationnelle¹.

On ne s'étonnera donc pas que les prix les plus bas, y compris au niveau mondial, se trouvent dans des pays comme la Zambie ou le Nigeria (environ 0,02 USD/kWh) grâce aux ressources dont ils disposent (respectivement hydrauliques et pétrolières), tandis que les prix les plus élevés (jusqu'à 0,50 USD/kWh) pénalisent des pays isolés du continent (îles), enclavés ou sans ressources propres – bref, fortement importateurs² (par exemple Madagascar, l'Ouganda, le Niger ou le Kenya).

En conclusion de ce tableau général, on retiendra que la déficience du secteur électrique pèse à hauteur de 30 à 60 % sur la productivité africaine, soit plus que la bureaucratie et la corruption. Autrement dit, le secteur électrique africain « coûte » en moyenne 2,5 % au PIB (plusieurs pays dépassant les 4 %), un chiffre qui est loin d'être anodin quand on sait qu'avec 5 % de croissance de PIB par an le continent ne peut pas remplir les objectifs du Millénaire pour le développement (ODM), qui exigeraient une croissance annuelle de PIB de 7,5 à 8 % pendant 10 ans.

Or les trop faibles investissements actuellement consentis et réalisés dans le secteur creusent le déficit.

Pourquoi un tel décalage ? Quelques explications

Les explications à ces nombreux paradoxes sont bien entendu multiples et varient partiellement selon les pays. Au-delà des aléas plus ou moins récurrents comme la sécheresse (qui affecte les capacités de production hydraulique, comme ce fut le cas ces

¹ La Banque mondiale évalue le coût de cette inefficacité à 3,3 milliards de dollars chaque année.

² À titre indicatif, on rappellera que le prix moyen de l'électricité en France pour un ménage de quatre personnes est de 0,09 €/kWh HT et de 0,14 €/kWh HT en Grande-Bretagne.

dernières années au Kenya), les guerres et conflits, la flambée du prix du pétrole et du gaz (qui pénalise lourdement les pays importateurs, comme en 2008), on peut dégager au moins trois grandes familles de causes, qui se retrouvent à des degrés divers selon les économies et les pays, mais dont l'incidence est assez large.

Le poids de l'histoire

Les zones aujourd'hui les plus électrifiées (Afrique du Nord et Afrique australe) sont celles où l'électrification a été historiquement la plus précoce et la plus poussée.

En Afrique du Sud, on notera que la Compagnie électrique Victoria Falls vendait en 1923 plus d'électricité que n'en consommaient à la même époque les villes de Londres, Sheffield et Birmingham réunies.

L'Afrique du Nord a connu une électrification plus rapide dès le XIX^{ème} siècle sous l'effet de la colonisation de peuplement : Tunis a ainsi pris vingt ans d'avance sur Dakar dans la mise en place et le développement de son accès à l'électricité.

En outre, il est avéré que les pays qui connaissent les taux d'électrification les plus élevés aujourd'hui sont ceux où l'État a fait de cette électrification une volonté nationale forte et en a confié la charge à une compagnie nationale, tout en donnant à celle-ci les moyens d'une telle politique.

Des marchés trop étroits, portés par des économies trop fragiles

Au-delà des raisons historiques, une explication essentielle de l'absence d'investissements qui explique les retards actuels tient à la taille insuffisante des marchés et à la faiblesse des économies de la plupart des pays.

En effet, cette faiblesse économique a, pendant de nombreuses années et encore à ce jour, empêché l'Afrique subsaharienne de dédier au financement de ses infrastructures les investissements nécessaires. Or, les infrastructures électriques sont particulièrement exigeantes en capitaux. En effet, l'« unité de compte » pour un parc de production associé aux réseaux adéquats s'évalue couramment en centaines de millions d'euros, sur des durées allant jusqu'à une dizaine d'années, voire davantage.

Cette charge est d'autant plus insupportable que la plupart des marchés sont trop étroits et leur capacité de consommation trop modeste pour faire espérer des retours sur investissement rapides et attractifs. Alors que les ménages représentent une large majorité (parfois jusqu'à 95 %) de la clientèle des compagnies d'électricité, auxquelles elles assurent 50 % de leurs recettes, et sachant que leur pouvoir d'achat et leur consommation restent très modestes (voir les chiffres cités précédemment), cette base de clientèle ne

constitue pas un socle suffisant de développement pour des compagnies qui ont ainsi du mal à constituer des réserves financières indispensables à leurs investissements.

Cette structure de clientèle trop modeste n'est en outre pas compensée par des échanges transfrontaliers, faute d'infrastructures de transport suffisamment développées, même si de nouvelles interconnexions se mettent petit à petit en place, et faute de marchés régionaux dûment constitués. On constate que, même si des *pools* électriques régionaux ont été instaurés, ils sont encore loin d'être tous opérationnels.

Des défaillances politiques et économiques

Si la faiblesse économique des États ne leur permet le plus souvent pas d'assurer eux-mêmes les investissements nécessaires ni de couvrir les risques liés à des investissements élevés, force est de reconnaître que l'insuffisance de l'environnement institutionnel, législatif et réglementaire dissuade bon nombre d'investisseurs privés de pallier le manque de capacité financière des États.

Pourtant, dans les années 1990, suite aux propositions issues du consensus de Washington qui conditionnaient leur aide à la libéralisation des marchés des pays demandeurs, bon nombre de pays ont commencé à ouvrir leur secteur électrique aux financements privés. Le bilan, quelques années plus tard, est décevant : hors IPP³, près d'un tiers des contrats conclus sous forme de concession, de contrats d'affermage ou de management par des opérateurs privés pour exploiter ou redresser le système électrique subsaharien se sont soldés par un échec (contrats en difficulté, interrompus ou annulés) (Banque mondiale, 2008).

Les raisons le plus souvent invoquées pour expliquer ces échecs sont : le manque de viabilité financière de ces projets, faute de solvabilité des compagnies (elles pratiquent des tarifs trop bas que l'État ne peut pas compenser) ; la mauvaise gouvernance des compagnies qui se trouvent pénalisées par des résultats insuffisants (70 % des compagnies africaines d'électricité déclarent 20 % de perte de système, la plupart d'entre elles ne dépassent pas 90 % de recouvrement des recettes⁴). En outre, depuis 2008, la crise et la difficulté d'accès aux crédits et financements n'ont certes pas aidé au retour des investisseurs.

Mais au-delà des raisons conjoncturelles, des motifs structurels plus profonds empêchent la mobilisation en faveur de nouvelles réalisations. L'absence de cadre réglementaire et institutionnel, l'absence d'un régulateur compétent, expérimenté et indépendant,

³ IPP : *independent power producer*.

⁴ Le taux de recouvrement est avoisine en fait plutôt 70 %, l'État et les administrations étant souvent les plus mauvais payeurs, ce qui rend les recours difficiles.

l'absence de processus d'appels d'offres rigoureux et transparents, d'acheteurs financièrement viables et de contrats d'achat d'électricité solides sont autant de handicaps persistants qui dissuadent ou freinent encore bon nombre d'acteurs investisseurs potentiels dans les infrastructures ou dans le marché électriques subsahariens. Ces obstacles sont tout à la fois de nature politique, institutionnelle et administrative ; commerciale et économique ; et, enfin, technique.

De plus, l'ensemble des acteurs du secteur électrique subit directement les conséquences du manque de planification globale dans un secteur industriel où il est particulièrement nécessaire de définir une politique sur le long terme.

Toute l'économie électrique s'en ressent, qu'il s'agisse :

- des équipements vieillissants, mal entretenus, inefficients, coûteux ;
- de sous-investissements chroniques ;
- de l'inadéquation entre prix et tarifs qui profite aux consommateurs les plus gros (industriels) et les plus riches (urbains) ;
- des pertes non techniques (fraudes et branchements illégaux) ;
- des déficits en formation professionnelle ;
- de l'absence de normalisation, standardisation, coordination.

On voit toute la lourdeur et la complexité de l'équation à résoudre. La Banque mondiale évalue à 40 milliards d'euros par an pendant 10 ans le montant des investissements à mobiliser pour rattraper le retard et accompagner la croissance de la demande – or seuls 11 milliards sont investis actuellement.

Dépenses globales nécessaires pour les infrastructures en Afrique subsaharienne (milliards de dollars par an)

	Investissements	Exploitation et Maintenance	Dépenses totales
TIC – Technologies de l'information et des communications	7,0	2,0	9,0
Eau	17,8	7,6	25,4
Électricité	26,7	14,1	40,8
Transports	8,8	9,4	18,2
TOTAL	60,4	33,0	93,3

Sources : Banque Mondiale – AFD 2009

Pour rendre plus tangible cette difficulté à mobiliser les investisseurs, on reprendra ici un chiffre cité par l'UEMOA⁵ : entre 1990 et 2006, la zone UEMOA n'a attiré que 0,4 % des investissements privés du secteur électrique dans le monde⁶ soit 989 millions de dollars. Encore faut-il préciser que ces investissements se sont concentrés sur une courte période de 1999 à 2000 et sur la seule Côte d'Ivoire.

Comment instaurer un essor durable du secteur électrique africain ?

Face aux constats plutôt sombres qui se dégagent aujourd'hui du secteur électrique africain, les remèdes sont désormais bien identifiés par la plupart des acteurs et commencent même à être mis en œuvre dans un nombre croissant de pays. On en citera cinq, qui ne sont certes pas exhaustifs mais qui paraissent incontournables.

Le premier signal attendu pour rassurer – et donc attirer – les investisseurs passe par des mesures politiques fortes qui engagent les pays et relèvent de la **responsabilité des États** : cela va de l'instauration de cadres réglementaires, législatifs et institu-

⁵ Union économique et monétaire ouest-africaine. Elle regroupe les huit pays suivants : Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Guinée Bissau, Mali, Niger, Sénégal, Togo.

⁶ L'Afrique subsaharienne dans son ensemble totalisant quant à elle 2,1 %, à comparer aux 41,3 % destinés à la zone Amérique Latine et Caraïbes et aux 31,5 % vers la zone Asie de l'Est et Pacifique.

tionnels propres à donner une visibilité à long terme et une transparence sur les conditions d'investissement jusqu'à la bonne gouvernance indispensable à la fiabilité du développement industriel et commercial du secteur.

Aucun développement significatif ne sera par ailleurs économiquement possible ni durable sans la construction de marchés – et donc de projets – à des mailles régionales, puis interrégionales. De telles **intégrations régionales** sont indispensables à la fois pour mutualiser les investissements, pour augmenter la taille des marchés potentiels, rationaliser le déploiement des infrastructures, optimiser leur maintenance et sécuriser leur gestion à travers des standards communs. Jouer la carte de la régionalisation permettrait de dégager chaque année deux milliards de dollars d'économie, selon la Banque mondiale.

Alors que le décollage économique de l'Afrique semble bel et bien se confirmer, il faut plus que jamais le conforter et le pérenniser en l'adossant à des infrastructures fiables et suffisantes. Nul doute que cette consolidation passe par **le traitement prioritaire des grandes infrastructures électriques**. L'Europe à partir de la fin du XIX^e siècle et jusqu'à la période de l'après-guerre, plus récemment la Chine et l'Inde, n'ont pas procédé autrement en commençant par asseoir un système électrique centralisé techniquement performant et économiquement compétitif, capable de générer de nouvelles richesses, de nouvelles capacités d'investissement, lesquelles irriguent progressivement les différents secteurs économiques et toutes les couches sociales pour finir par atteindre les plus démunies. Pour autant, il n'est pas envisageable de laisser les quelque 500 millions d'Africains – majoritairement ruraux – sans accès à l'électricité ou autre forme moderne d'énergie. Il y a donc urgence à travailler en parallèle sur de nouveaux modèles socio-économiques à leur attention, en mettant chaque fois que possible l'accent sur la création de richesse économique, en plus du bien-être et de la qualité de vie.

Autre point de passage obligé, encore insuffisamment traité : l'investissement doit aussi se porter massivement sur **la formation des personnels et sur les transferts de compétences** dans l'ensemble des classes de métiers, depuis les décideurs chargés des politiques énergétiques et de tarification, jusqu'aux techniciens des compagnies d'électricité. Ces besoins affectent la quasi-totalité des compagnies nationales, et concernent au premier chef les nouveaux métiers liés aux programmes d'électrification rurale pour lesquels tout reste à faire. La pérennité des efforts financiers et techniques qui seront consentis ces prochaines années en faveur de l'électrification ne sera garantie qu'au prix d'un engagement équivalent sur les compétences humaines.

Enfin, il reste à mener une réflexion sur **les choix technologiques**, car ils joueront un rôle clé dans les évolutions du secteur électrique africain. Face à certains raisonnements parfois idéalistes

ou trop théoriques (l'énergie solaire vue comme la panacée, le lancement à court terme de grands programmes nucléaires⁷, l'électrification de toute l'Afrique à partir du site hydroélectrique d'INGA en République démocratique du Congo...), il paraît urgent de remettre au cœur des discussions des raisonnements pragmatiques et réalistes qui s'appuient sur la performance économique des systèmes envisagés, leur adaptabilité technique à un contexte donné (quelles sont les ressources localement disponibles ? quels sont les besoins en consommation aujourd'hui, demain ?), sans oublier bien sûr l'acceptabilité sociale, environnementale et climatique.

Conclusion

Le mot de conclusion revient à un autre acteur capital, qui commence à dicter sa loi de façon très sévère, comme l'ont prouvé diverses émeutes dans différents pays ces derniers mois et années : le facteur temps. On l'a vu, le secteur électrique a besoin de temps pour se construire ; l'échelle des prises de décisions et des réalisations technologiques s'inscrit dans le long terme, rarement moins de cinq ans.

Or l'exaspération est croissante au sein des populations lassées par des délestages à répétition et des coupures aussi inopinées que durables. En outre, le décollage économique semble se confirmer pour la plupart des pays, en partie porté par une croissance démographique et une urbanisation soutenues. L'ensemble de ces facteurs impliquent que le continent s'équipe de façon urgente en infrastructures électriques essentielles à la satisfaction des besoins et à la pérennisation de cette croissance.

Les États ont bien conscience qu'ils n'ont plus devant eux les 10 ou 15 ans nécessaires pour rattraper le retard accumulé et préparer l'avenir. Il leur faut tout à la fois définir rapidement des politiques énergétiques, attirer les investisseurs, préparer le renforcement et la relève des compétences. Il s'agit donc de conjuguer actions à court terme et mesures de long terme. De la bonne résolution de cet exercice difficile, mais incontournable, dépend le succès du décollage de tout un continent.

⁷ Hors Afrique du Sud, seul pays à exploiter à ce jour cette forme d'énergie, les pays candidats devront encore franchir de nombreuses étapes avant de rendre leurs projets opérationnels.

Bibliographie sommaire

Banque mondiale – octobre 2009 – *Stratégie énergétique du Groupe de la Banque Mondiale – Synthèse sectorielle* – Réseau du développement durable.

Banque mondiale – mai 2008 – Africa Infrastructure Country Diagnostic (AICD) – *Underpowered : The state of the power sector in Sub-Saharan Africa* – Background paper 6.

Banque mondiale – Policy Research Working Paper – Vivien Foster, Jevgenijs Steinbuks – April 2009 – *Paying the price for Unreliable Power Supplies ; In-house generation of Electricity by firms in Africa* – The World Bank Africa Region – African Sustainable Development Front Office.

Gratwick K.N. & Eberhard A. – 2008 – « An analysis of independant Power Projects in Africa: Understanding Development and Investment Outcomes ». *Development policy review* 26 (3).

Eberhard A., et al. – 2008 – in *Stratégie énergétique du Groupe de la Banque Mondiale Synthèse sectorielle* – Octobre 2009.

FMI Afrique subsaharienne – avril 2008 – Perspectives économiques régionales.

Heuraux C. – juin 2010 – *L'électricité au cœur des défis africains – Manuel sur l'électrification en Afrique* – Éditions Khartala.

ICA – mars 2008 – *Point sur la production de l'énergie électrique en Afrique*

« La biomasse, une énergie d'avenir pour l'Afrique ? »

De l'analyse de la situation en Afrique subsaharienne à des propositions d'actions

Alain Guinebault

Introduction

Dans un certain nombre de pays d'Afrique, l'approvisionnement énergétique des ménages, des structures artisanales et plus globalement des unités de transformation favorisant le développement économique, repose sur la biomasse et reste peu sécurisé sur le moyen terme, de faible qualité, destiné à des équipements polluants et peu efficaces. De plus, certains phénomènes localisés comme, par exemple, la progression de la désertification dans les zones sahéliennes ou encore la déforestation dans d'autres zones, peuvent contribuer à accentuer la précarité énergétique des populations.

Face à ces réalités, de nombreuses actions ont été entreprises mais, faute d'engagement sur le moyen et le long terme, force est de constater que le thème de la biomasse énergie n'a pas encore obtenu de résultats de grande ampleur, notamment en ce qui concerne la gestion durable de l'offre, la large diffusion d'équipements économes de qualité standard, l'accès au crédit carbone ou encore la professionnalisation des structures concernées.

Sur la base d'enjeux largement partagés et d'une analyse de la situation à Bamako, cet article tentera de fournir à la fois une illustration des problèmes rencontrés et quelques réflexions pour l'action en se focalisant sur un élément-clef : l'énergie de cuisson.

Les enjeux

On pourrait tout d'abord indiquer que l'approvisionnement en énergie de cuisson en Afrique est intimement lié à la problématique du

développement durable. Les enjeux sont ainsi à la fois économiques, sanitaires, environnementaux et sociaux.

D'un point de vue économique, il est évident que la filière combustible domestique représente une activité majeure et que la cuisson constitue aujourd'hui un enjeu énergétique de première importance. Ainsi, le bois ou le charbon de bois représentent environ 80 % de la consommation énergétique des ménages en Afrique subsaharienne.

Il est nécessaire de rappeler que travailler à la réduction de l'impact des prélèvements de bois énergie sur la déforestation ne signifie pas un arrêt de l'exploitation de cette ressource nationale, bien au contraire. Le bois énergie est souvent le seul combustible non importé (dont les consommations n'aggravent donc pas le déséquilibre de la balance des paiements), il fait vivre des milliers de familles en leur donnant un travail rémunéré, en particulier en zones rurales où l'activité rémunérée est si rare. Deux exemples permettent d'illustrer la place importante des filières bois énergie dans les économies de l'Afrique subsaharienne. Tout d'abord, on peut indiquer qu'en 2003, l'approvisionnement en bois énergie de Niamey représentait un chiffre d'affaires de plus de 15 millions d'euros. Par ailleurs, à Ouagadougou, on peut estimer que, pour des familles urbaines modestes, le budget « combustible » est comparable au budget consacré à la nourriture⁸.

En ce qui concerne les questions sanitaires, la cuisson intervient dans la santé de plusieurs manières. Il est utile de rappeler que les aliments de base doivent être cuits. Un approvisionnement durable en combustibles est donc essentiel à l'hygiène alimentaire. De plus, la cuisson est utilisée pour stériliser l'eau. Étant donné qu'une majeure partie des Africains est dans l'obligation d'utiliser une eau non potable, une cuisson insuffisante peut être responsable de nombreuses maladies.

Les méthodes traditionnelles de cuisson ont également un coût sanitaire élevé pour les familles. La cuisson au feu de bois sur un foyer « trois pierres » (appelé aussi « foyer traditionnel ») dégage une fumée toxique, responsable d'une pollution de l'air à l'intérieur des maisons. C'est l'une des causes principales de mortalité au sud du Sahara. L'OMS évalue en effet la mortalité en Afrique subsaharienne due à une mauvaise utilisation du bois de feu à plus de 350 décès pour 100 000 habitants par an⁹. Plus généralement, c'est une des quatre principales causes de décès parmi les familles les plus pauvres de notre planète, avec les

⁸ Cf. Boukary Ouédraogo, « La demande de bois-énergie à Ouagadougou : esquisse d'évaluation de l'impact physique et des échecs des politiques de prix », in *Développement durable et territoires*, Villeneuve d'Ascq, 20 mars 2006. <<http://developpementdurable.revues.org/4151>> consulté en mars 2011.

⁹ Cf. OMS, *Énergie domestique et santé : Des combustibles pour vivre mieux vivre*, 2002, p. 8.

maladies sexuellement transmissibles, l'usage d'eau non potable et le manque d'hygiène. Il est important de noter que parmi ces causes de décès, elle est la seule qui ne nécessite pas d'importants moyens pour tenter de réduire ses effets.

Outre les questions sanitaires, on ne peut négliger les problématiques environnementales et de gestion des ressources naturelles. La ponction sur les forêts pour le bois de cuisson peut procéder, selon les cas, d'une prédation ou au contraire d'une gestion des ressources naturelles, ce qui a des implications sur la déforestation, sur le climat ou sur la gestion de l'eau. La FAO¹⁰ a évalué cette ponction à plus de 600 millions de m³ par an en Afrique, dont plus de 90 % sont utilisés pour le bois de feu. Bien que la ponction s'élève à seulement 1 % du stock forestier, dans certaines régions, et notamment autour des villes et dans les zones rurales de production de charbon de bois, la coupe dépasse largement la capacité de repousse des forêts¹¹.

Toutefois, il est erroné de dire que la coupe pour le bois de feu serait la cause principale de la déforestation. La déforestation en Afrique est un processus complexe, poussé par la demande de terres pour l'agriculture. La coupe de bois n'est toutefois qu'une des pièces du mécanisme. La meilleure manière de protéger la forêt consiste à lui donner une valeur économique supérieure à celle des terres agricoles. Or, ce n'est absolument pas le cas aujourd'hui dans la grande majorité des pays du continent où la valeur du bois n'est que celle liée au travail pour son prélèvement dans les forêts, pour sa transformation et son transport. En d'autres termes, la ressource forestière est souvent gratuite, ce qui ne favorise pas son renouvellement.

Paradoxalement, le bois de feu, bien que ressource *a priori* renouvelable, a un impact important sur le climat. Même si on estime que les émissions de CO₂ issues de la combustion sont équilibrées par l'effet « puits » des forêts¹², sa combustion émet une quantité significative de gaz à effet de serre dans les conditions traditionnelles d'utilisation du bois.

Pour clore l'évocation de cette série d'enjeux, on se doit de mentionner les implications sociales, notamment celles relatives à la question des genres. Les femmes africaines passent jusqu'à

¹⁰ Food and Agriculture Organization of the United Nations / Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture.

¹¹ Cf. FAO, State of the World's Forests 2007, Rome, 2007, 144 p.

¹² Durant sa croissance un arbre absorbe du CO₂ qui est relâché dans l'atmosphère lors de la combustion du bois. S'il n'y a pas de déforestation nette, on peut considérer que la combustion du bois ne génère pas d'émission nette de CO₂. À l'inverse si les superficies forestières diminuent, on considère que l'utilisation du bois de feu contribue au réchauffement climatique ; c'est le cas dans tous les pays africains.

quatre heures par jour à la collecte de bois¹³. Ce fardeau, au sens propre et figuré, est une des barrières au progrès social et à l'égalité des genres. On observe notamment que la collecte de bois est en compétition directe avec la scolarisation des filles. Ainsi, atteindre les objectifs d'égalité des genres requiert notamment une amélioration des filières d'approvisionnement d'énergie de cuisson.

Après avoir énuméré cette liste – qui reste bien évidemment non exhaustive – des enjeux relatifs à la thématique de la biomasse sur le continent africain, nous tenterons d'apporter une illustration concrète à travers une brève esquisse des situations observées dans la ville de Bamako.

Une étude de cas : Bamako

Le sous-secteur de l'énergie domestique est certainement le plus important et le plus complexe du secteur énergétique. Cela s'explique à la fois par l'importance des combustibles domestiques dans le bilan énergétique national, par le nombre très élevé des acteurs du sous-secteur (bûcherons, charbonniers, commerçants-transporteurs, revendeurs, etc.), par l'utilisation quasi exclusive des combustibles ligneux pour la cuisson des aliments et par le caractère informel très prononcé de ce sous-secteur.

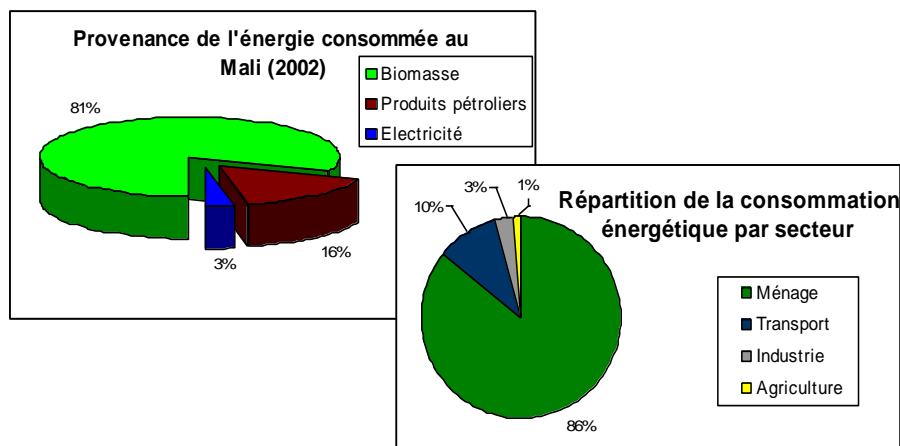
Le chiffre d'affaires annuel de la filière bois énergie au Mali est estimé à 20 milliards de FCFA (1998). Ce chiffre d'affaires est réparti entre environ 10 % de la population nationale. Il faut également noter que les taxes sur le bois et le charbon de bois ne sont pas perçues efficacement à cause de la faiblesse du contrôle forestier et de la prédominance de l'exploitation incontrôlée. Par ailleurs, la taxation actuelle ne reflète pas la réalité du processus de transformation du bois en charbon (il faut 6 à 7 kg de bois pour faire un kilo de charbon). En effet, les taxes sur le charbon sont calculées par sacs de charbon et non sur le bois exploité, ce qui n'encourage pas la rationalisation et l'efficacité de la production. Le charbon est de plus en plus apprécié par les utilisateurs urbains au détriment du bois car il est beaucoup plus facile à utiliser et moins polluant. Mais le pouvoir calorifique d'un kilo de charbon n'est que de l'ordre de deux fois supérieur à un kilo de bois. Cela constitue donc clairement un facteur d'aggravation de la déforestation.

¹³ Cf. Soma Dutta, *Energy as a key variable in eradicating extreme poverty and hunger: A gender and energy perspective on empirical evidence on MDG 1*, Discussion Paper DFID/Energia project on gender as a key variable in energy interventions, décembre 2005, 76 p.
<http://www.dfid.gov.uk/r4d/PDF/Outputs/Energy/R8346_mdg_goal1.pdf> consulté en mars 2011.

En terme d'énergie utile (c'est-à-dire l'énergie qui est transmise à la marmite, incluant les rendements des équipements de cuisson), le bois est le combustible le plus abordable : le charbon de bois est 1,3 fois plus cher que le bois, mais au même prix que le bois en cas de recours à des foyers améliorés ; le gaz butane et le pétrole sont quant à eux 1,6 fois plus chers que le charbon.

Il est important de mentionner que, outre les ménages, il existe d'autres consommateurs de combustibles ligneux (industries, artisanat, restauration, etc.), qui ont cependant un faible impact sur la consommation totale de combustibles (10 % du charbon de bois et 4 % du bois). Aucune mesure de réduction de la consommation de ces autres consommateurs n'a été entreprise.

Provenance de l'énergie et répartition de sa consommation au Mali

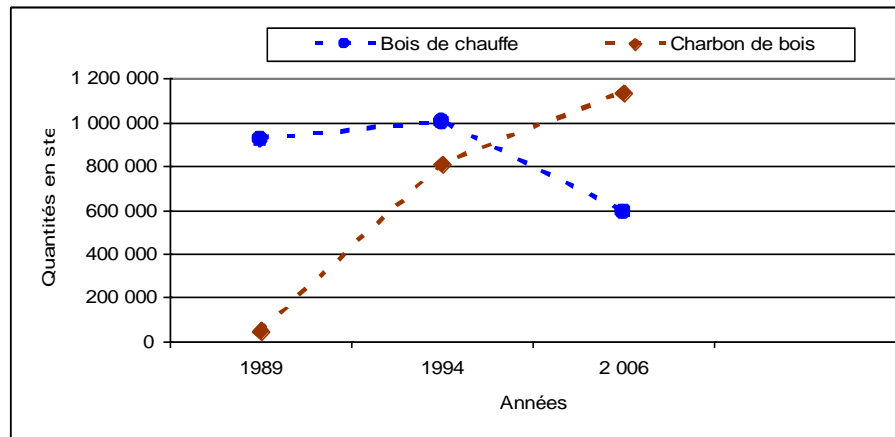


Source : CILSS¹⁴, 2009. *PREDAS phase 2 : consolider la gouvernance du sous-secteur bois-énergie dans les pays du CILSS*

Par ailleurs, on note une forte progression de la consommation du charbon de bois en milieu urbain. Le graphe ci-dessous est donné en équivalent stères bois (fabrication du charbon).

¹⁴ Comité permanent Inter-États de Lutte contre la Sécheresse dans le Sahel.

Consommation comparée bois de chauffe/charbon de bois (en équivalent stères bois)



Source : BEAGGES¹⁵, non daté. Schéma directeur d'approvisionnement (SDA) en bois énergie de Bamako

Le bassin d'approvisionnement en bois énergie de Bamako¹⁶ représente environ 4 millions d'hectares. Différentes formations forestières y existent avec chacune leur productivité en biomasse annuelle renouvelable. La pression de l'exploitation forestière est très localisée. En effet, 50 % des quantités de bois énergie consommées à Bamako sont prélevées dans les massifs de cinq communes. Le tableau ci-dessous récapitule les prélèvements annuels de bois dans le bassin d'approvisionnement de Bamako avec les différentes destinations du bois et du charbon de bois.

¹⁵ Bureau d'expert en autogouvernement et gestion de l'environnement au Sahel (Mali).

¹⁶ Cf. Baptiste Hautdidier *et al.*, « La mise en place de marchés ruraux de bois au Mali : un événement social et territorial », *L'Espace géographique*, 4/2004 (tome 33), p. 289-305.

<www.cairn.info/revue-espace-geographique-2004-4-page-289.htm> consulté en mars 2011

Prélèvements annuels de bois dans le bassin de Bamako

	Nombre de stères
Production ligneuse bois énergie (en stères)	2 190 768
Prélèvements (en stères)	4 255 840
dont :	
Exportation bois de chauffe vers Bamako	588 971
Exportation charbon vers Bamako (équivalent bois)	1 135 128
Consommation rurale du bassin	2 261 005
Exportation bois de chauffe vers Bougouni	193 930
Exportation bois de chauffe vers Sikasso	76 806
BILAN BOIS ÉNERGIE	- 2 065 072

À ce jour, Bamako est reconnue comme « la brûleuse de forêts » au Mali. L'exploitation forestière est loin d'être renouvelable comme le montrent les chiffres du tableau ci-dessus avec un déficit de l'ordre de 50 %, ce qui engendre une diminution des surfaces forestières autour de Bamako. Cette situation se retrouve bien évidemment dans l'ensemble des villes sahéliennes mais aussi dans la plupart des villes d'Afrique centrale.

S'agissant des formes d'organisation de l'approvisionnement, on observe la coexistence entre une forme organisée à travers des coopératives d'exploitants forestiers, marchés ruraux, et des Structures de gestion rurale de bois énergie (SGRBE) mais aussi une forme informelle. Les types de producteurs ruraux de bois énergie varient selon les zones et le statut social. Les exploitants sont autochtones ou étrangers, résidents villageois permanents ou saisonniers, producteurs citadins qui recrutent des exploitants salariés (manœuvres charretiers), etc. Certaines catégories d'exploitants ruraux coupent le bois et le stockent sur les aires de coupe ou aux abords des routes. Ces stocks varient selon la saison mais l'exploitation est permanente. Des enquêtes menées en 2006 montrent qu'ils représentaient deux jours de consommation de Bamako.

En 2006, les principales zones d'approvisionnement en bois énergie de la ville de Bamako sont les forêts classées de Faya, Sounsa, Monts mandingues, Neguela et Tienfala et les domaines protégés des cercles de Kati, Kolokani, Kangaba, Banamba, Dioila, Koulikoro, Bougouni et Yanfolila. Elles répondent à environ 90 % de la consommation totale de Bamako. Les zones d'approvisionnement se situent principalement dans un rayon de 100 à 165 km pour les camionnettes bâchées et les minibus SOTRAMA et 170 à 300 km pour les camions et les semi-remorques.

Le transport de bois énergie des zones d'exploitation aux points de vente ou aux abords des routes est assuré uniquement par les charrettes. Les filières d'approvisionnement de la ville de Bamako en bois de chauffe sont par la suite essentiellement dominées par les moyens motorisés (90 % en 2006). Le transporteur, propriétaire ou non de son véhicule, revend en ville aux grossistes, détaillants ou directement aux consommateurs en faisant du porte à porte. Le sac de charbon de bois (50 kg) est vendu par le transporteur aux commerçants à un prix variant entre 1750 et 2250 FCFA. Ce charbon acheté par le commerçant détaillant est généralement trié et revendu au kilogramme, ou cédé à des petits revendeurs de quartier. On note une certaine stabilité des prix au cours des années passées. Ainsi, entre 1994 et 2006, le prix du bois de chauffe au détail a augmenté de 8 à 9 % par kilogramme. Le prix du kilogramme de charbon a augmenté sur la même période de 4 à 8 %.

Pour compléter ce panorama des principales caractéristiques du cas de Bamako, nous présentons l'intérêt de la filière charbon de bois en reprenant l'argumentaire pertinent sur la filière de production du charbon établi par le programme PREDAS¹⁷ du CILSS¹⁸. On considère ainsi que dans les pays du CILSS, près de 10 % de la population tire des revenus du bois énergie. On compte parfois jusqu'à une à deux personnes percevant des revenus occasionnels par ménage utilisateur. Le charbon de bois, plus professionnalisé, crée entre 35 et 55 emplois permanents pour 1000 ménages utilisateurs, répartis d'une façon à peu près égale entre d'une part production et commerce rural, d'autre part transport et commerce urbain. À titre de comparaison, le gaz butane, bien plus capitalistique, génère moins de cinq emplois pour 1000 ménages utilisateurs.

Les femmes jouent un rôle exceptionnellement important dans ces filières, on les retrouve très souvent dans le commerce, mais aussi dans la production. Au Mali, près de 60 % des bûcherons et des charbonniers sont des femmes.

Il faut ajouter que le chiffre d'affaires de la filière biomasse énergie pour Bamako (les 3/4 du pays) est de 15 milliards de FCFA/an, soit 12 milliards pour le charbon de bois et 3 milliards pour le bois de feu. Pour certains, la transition charbonnière des deux dernières décennies constitue une nouvelle menace de déforestation. Il est vrai qu'en tenant compte du rendement de carbonisation et des équipements, le passage du bois de feu au charbon de bois oblige à couper deux à trois fois plus d'arbres,

¹⁷ Programme régional de promotion des énergies domestiques et alternatives au Sahel

¹⁸ Comité permanent Inter-États de Lutte contre la Sécheresse dans le Sahel, regroupant le Burkina Faso, le Cap Vert, la Gambie, la Guinée Bissau, le Mali, la Mauritanie, le Niger, le Sénégal et le Tchad.

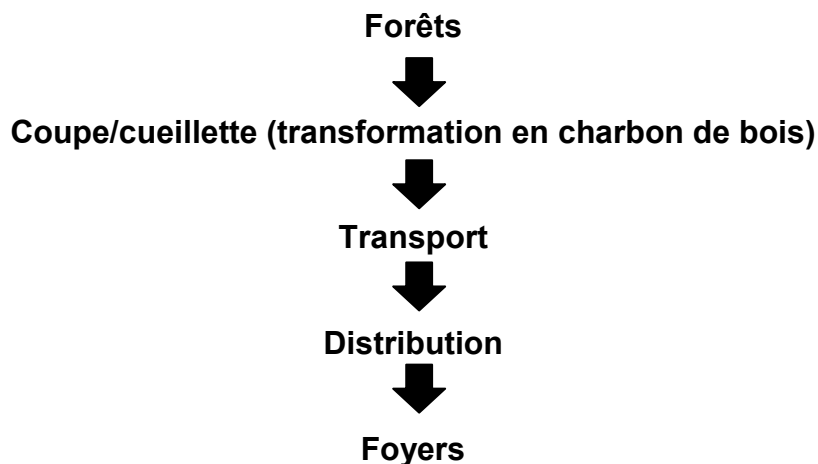
voire plus. Il ne faut pourtant pas voir cette transition comme une pression supplémentaire, mais au contraire comme une meilleure opportunité pour la forêt sahélienne. Le bois de feu ne peut être transporté économiquement que sur des distances courtes, ce qui concentre son prélèvement à proximité des villes et conduit à la surexploitation. En revanche, le charbon de bois peut être transporté sur de longues distances, et son exploitation peut donc être répartie sur des territoires plus étendus. La valeur ajoutée supérieure du produit et la plus grande professionnalisation des acteurs de la filière permettent aussi plus de marge de manœuvre pour orienter et rationaliser l'exploitation dans le sens d'une préservation des ressources forestières.

D'autre part, on peut ajouter la possibilité de commercialiser des briquettes de charbon de déchets de biomasse renouvelable de qualité sur ce marché, réduisant d'autant l'impact sur la forêt. Associé aux équipements existants à charbon de bois, l'impact sanitaire serait alors plus réduit (meilleure qualité, plus faible taux de matières volatiles) que le charbon de bois actuel.

Ces différents enseignements mettent en évidence le dynamisme des acteurs de la filière biomasse énergie tout en soulignant les menaces qu'elle fait peser. Celles-ci sont notamment environnementales et nécessitent des actions concrètes.

Des principes pour agir

La filière traditionnelle de bois de feu comprend les étapes suivantes :



En parallèle à la filière traditionnelle, d'autres filières existent, notamment le GPL (gaz de pétrole liquéfié) et les combustibles issus de la biomasse gérée durablement. L'expérience montre que seule une approche globale est à même d'assurer un

approvisionnement durable. Un effort – même très réussi – d'introduction de foyers améliorés, serait caduc si la déforestation mettait en danger la ressource. Une gestion durable des forêts ne pourra réussir si la pression démographique engendre une demande en bois conjuguée à une demande pour des terres arables qui dépasse les capacités de la forêt (et des gestionnaires). L'articulation des différentes mesures nécessaires ne peut donc venir que des autorités publiques, après élaboration d'une politique globale pour l'énergie de cuisson. Les demi-mesures peuvent avoir des effets gravissimes, voire irréversibles, lorsque les écologies sont très fragiles (comme c'est le cas dans la zone sahélienne par exemple) et que la déforestation a pour conséquence la disparition de la couche de terre arable sous l'effet de l'érosion éolienne ainsi que la baisse des nappes phréatiques par la disparition des racines d'arbres qui pompaient l'eau et maintenaient ainsi la nappe à une faible profondeur.

Nous disposons d'une palette étendue d'actions sur l'offre de bois énergie, sur l'élargissement de l'offre à des énergies alternatives et sur la demande de bois énergie (économie de bois de feu ou de charbon de bois). Chacune de ces actions requiert une durée plus ou moins longue pour que ses effets se fassent sentir. Il faut articuler des actions à court terme, comme les foyers améliorés, avec des actions plus structurelles à long terme, comme la gestion durable des ressources ligneuses, ou le développement des filières de combustibles de substitution (gaz, pétrole, biomasse, valorisation des résidus végétaux).

On distingue trois domaines essentiels d'actions. Tout d'abord, il convient d'agir sur l'amont de la filière bois, afin d'assurer la pérennité de l'offre de bois. Par ailleurs, l'introduction massive de foyers améliorés permet de réduire les consommations unitaires de bois énergie. Enfin, les alternatives au bois de feu sont susceptibles de diminuer les consommations de bois énergie. Il s'agit ainsi de développer des filières de combustibles alternatifs, gaz et/ou pétrole (destinés aux classes moyennes urbaines), avec les professionnels pétroliers, ou de combustibles durables issus de la biomasse.

Il est évident qu'une action sur la filière bois représente une excellente utilisation des ressources publiques. Selon la GTZ (coopération technique allemande¹⁹) l'analyse de l'impact d'un programme de diffusion de foyers améliorés réalisé en Ouganda serait largement positive. La GTZ estime un retour sur investissement de 13 à 25 € pour chaque euro d'APD (aide publique au développement) investi²⁰. Les évaluateurs indépendants du

¹⁹ Depuis le 1^{er} janvier 2011, c'est la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH fédère l'expertise du DED, de la GTZ et d'InWEnt.

²⁰ Cf. Helga Habermehl, *Economic evaluation of the improved household cooking stove dissemination programme in Uganda: Dissemination of the Rocket Lorena stove in the districts of Bushenyi and Rakai and dissemination of the improved charcoal stove in Kampala in the years 2005 and 2006, 2007*, Eschborn, 45 p.

département d'évaluation de la Banque mondiale ont calculé que le taux de rentabilité interne des investissements d'un programme de diffusion de foyers améliorés à Madagascar²¹ était supérieur à 17 %, sur la seule durée du programme.

Le coût des interventions reste raisonnable, surtout comparé aux coûts d'investissements en infrastructures électriques. La mise en place d'une gestion forestière durable peut coûter environ 50 € par hectare, pendant les premières années, après lesquelles un système d'autofinancement devrait fonctionner. Les programmes foyers améliorés sont des programmes de soutien institutionnel, à coût modéré²².

La mise en œuvre des programmes sur la base des principes énoncés ci-dessus nécessite une volonté politique forte et des engagements dans la durée de la part des états et de leurs partenaires. Nous donnons ci-dessous un exemple de programme de diffusion de foyers amélioré au Cambodge qui met en évidence le fait que l'on peut agir significativement avec des moyens relativement modestes.

Au Cambodge, la consommation de bois de feu et dérivés (charbon) pour la cuisson domestique urbaine est importante : 300 000 tonnes de charbon de bois sont prélevées chaque année, essentiellement dans la forêt naturelle. Le GERES a mis en place, en 1997, un programme intégré (« *Cambodia Saving Fuel Project* ») pour rendre la filière de bois énergie plus performante. Ce programme a été associé à la mise en place d'une stratégie de gestion durable du bois-énergie pour la cuisson.

Les premières années ont été consacrées à accompagner la filière traditionnelle de production et à la distribution de foyers de cuisson domestique. Cette approche semblait plus viable que celle qui consistait à créer une filière parallèle de commercialisation de foyers améliorés. Après une période de tests, c'est le modèle NLS (*New Lao Stove*) qui a été choisi pour être largement diffusé : facile à transporter par les grossistes, il permet une économie de l'ordre de 22 % de charbon de bois par rapport au modèle traditionnel. Entre 2003 et fin 2010, 425 000 familles ont été équipées ; 1,2 million de foyers améliorés ont été produits, 750 000 tonnes de bois ont pu être économisées, et au total 1 150 000 tonnes d'émission de CO₂ ont été évitées.

Entre 1997 et 2006, la Commission européenne a soutenu sous forme de dons les phases exploratoires et les premières

<<http://www.gtz.de/de/dokumente/en-cost-benefit-analysis-uganda-2007.pdf>>
consulté en mars 2011

²¹ Banque mondiale (Operation Evaluation Department), *Performance Audit Report. Madagascar, Energy I Project (Credit 1787-MG)*, 1998.

²² Il existe un consensus sur le fait que les programmes foyers améliorés ne doivent pas subventionner (au moins de manière pérenne) le coût d'achat des foyers.

actions de diffusion des équipements performants. Fin 2006, 110 000 foyers améliorés avaient été commercialisés. Depuis 2007, les mécanismes financiers du protocole de Kyoto ont permis un changement d'échelle ; 40 % des familles urbaines sont aujourd'hui équipées.

Un accord-cadre d'entente a été signé entre le ministère cambodgien de l'Énergie et des Mines et le GERES permet d'associer progressivement les structures de l'État (formation, création d'un laboratoire biomasse-énergie...).

Ce processus vertueux est tout à fait applicable pour stimuler la diffusion de foyers améliorés pour les populations urbaines en Afrique subsaharienne. Elle devrait être d'autant plus aisée à mettre en œuvre que les étapes initiales ont souvent été menées à bien (développement des équipements, soutien au secteur privé).

Aujourd'hui nous disposons essentiellement de deux mécanismes financiers de long terme issus du protocole de Kyoto : la réduction des émissions de CO₂ au moyen de l'augmentation de l'efficacité énergétique et les programmes REDD²³ et REDD+ favorisant une meilleure gestion des forêts existantes et la réhabilitation de territoires dégradés. Un des enjeux majeurs de ces prochaines décennies pour les États africains et les acteurs de la société civile (ONG, entreprises...) sera de construire des stratégies durables et surtout de mettre en place des accords équilibrés entre les acteurs pour réussir les transitions vers une gestion efficace de la forêt. Si tel est le cas, on peut estimer que la biomasse sera une ressource énergétique d'avenir en Afrique.

Conclusion

Pour conclure, on peut affirmer que le diagnostic de la situation est globalement partagé par les spécialistes même si les institutions concernées (en charge de l'énergie ou des forêts) n'y accordent en général pas la même importance.

Agir à la fois sur la gestion durable des espaces forestiers, sur l'amélioration de la transformation en charbon et sur la diffusion de foyers améliorés est une nécessité mais de nombreux freins demeurent. En revanche, il est possible et nécessaire d'intervenir avec des stratégies de long terme sur les axes où de bonnes pratiques existent et pour lesquels les dynamiques existantes ne demandent qu'à être stimulées.

²³ Reduced Emissions from Deforestation in Developing Countries.

Transformer le gaz africain en électricité, un défi réaliste

Benjamin Augé

Les exemples de projets avortés de transformation électrique du gaz africain pour les besoins locaux ne manquent pas. La plupart des pétroliers « historiques » d'Afrique subsaharienne comme le Nigeria, l'Angola, le Congo-Brazzaville et le Gabon brûlent une bonne partie de leur gaz associé²⁴. Même si chacun d'entre eux mène une réflexion sur ce problème, les changements restent encore bien trop timides. Le principal obstacle à l'arrêt du torchage du gaz qui est produit localement reste le coût des réseaux de récupération qui peuvent atteindre des centaines de millions de dollars si les champs sont éloignés des centrales électriques. Ce phénomène est encore plus prégnant lorsque les champs sont en offshore, parfois à plus de 100 kilomètres des côtes.

Le Nigeria est probablement l'exemple quasi caricatural d'une gestion bien trop « court-termiste » de son secteur gazier. Troisième producteur de gaz du continent (après l'Algérie et l'Égypte) et premier en termes de réserves, le pays a officiellement, par la loi, interdit aux sociétés de brûler le gaz dès 1983. Cependant, depuis cette ratification, l'État fédéral n'est pas parvenu à contraindre les groupes pétroliers à mettre concrètement fin à cette pratique. Une partie des pétroliers préfère s'acquitter de très faibles amendes que de construire de coûteux réseaux de récupération qui ne seront jamais rentabilisés du fait du prix trop faible auquel l'État nigérian s'engageait jusqu'à peu à acheter ce gaz. Concernant le gaz non brûlé, les sociétés privilégient l'exportation, qui est

²⁴ Le gaz associé est la quantité de gaz, plus ou moins importante, qui se trouve piégée dans un gisement à dominance pétrolière.

largement plus rentable. Si une certaine évolution des prix a commencé en 2010 sous la pression de la ministre nigériane des ressources pétrolières, Diezani Alison-Madueke²⁵, plusieurs années seront encore nécessaires avant que le Nigeria ne signe de nouveaux contrats d'achat de gaz au prix du marché avec toutes les sociétés pétrolières. D'ici là, les centrales au gaz, qui sont largement majoritaires dans le pays, souffriront d'approvisionnements chaotiques. De plus, l'État perdra d'importants volumes de gaz du fait du torchage, et cette perte sera un manque à gagner pour le trésor public. Enfin, cette pratique contribuera encore à détériorer l'environnement.

La gestion à courte vue du gaz pour le marché local des principaux producteurs n'est cependant pas une fatalité. L'Algérie, qui est de loin le plus important exportateur de gaz en Afrique, avec une production de 81,4 milliards de mètres cubes en 2009, parvient depuis plusieurs décennies à une régularité d'approvisionnement de ses centrales au gaz. Celles-ci représentent plus de 90 % de la production électrique du pays.

La mauvaise gestion des ressources gazières en Afrique n'est pas inéluctable : une multitude de projets, de tailles très variables, se mettent en place depuis le début des années 2000, avec un certain succès. Ce phénomène est évidemment encouragé par la hausse des cours du pétrole depuis 2003, qui a étouffé les États consommateurs africains. Ils ont ainsi préféré développer leurs réserves gazières, trop faibles pour l'exportation, mais suffisantes pour répondre aux besoins locaux en électricité, auparavant uniquement satisfaits par des produits pétroliers (fuel ou diesel). Nous nous proposons à travers la description de quelques cas en Afrique de l'Ouest, centrale et australe, de montrer que le partenariat entre sociétés pétrolières (les investisseurs) et État a pu récemment s'avérer positif dans le secteur du gaz.

Du fait des très faibles réserves en gaz en Afrique de l'Est, nous n'avons pas jugé opportun de lui consacrer une partie spécifique. Cette constatation évoluera peut-être sur le moyen terme du fait des actuelles explorations en Éthiopie, en Ouganda et au Kenya. De même, le Maghreb est exclu du fait d'une utilisation déjà très ancienne du gaz comme combustible pour les centrales en Algérie, Libye et Tunisie. Dans chacune des zones étudiées, nous allons plus particulièrement nous focaliser sur les projets d'utilisation locale du gaz récemment mis en fonctionnement ou qui sont en passe de l'être. En parallèle, nous montrerons l'impact de quelques projets déjà plus anciens dans ces mêmes régions.

²⁵ Diezani Allison-Madueke a été particulièrement mise sous pression par le président nigérian Goodluck Jonathan, qui gère directement le secteur de l'électricité. Jonathan mise beaucoup sur l'amélioration du secteur électrique pour gagner des voix aux élections présidentielles prévues en avril 2011. Pour cela, il a besoin que les centrales au gaz soit correctement approvisionnées et donc que les compagnies trouvent un prix d'achat attractif de leur production.

L'Afrique de l'Ouest, à la pointe des projets interétatiques

L'Afrique de l'Ouest a d'importantes réserves gazières connues depuis plusieurs décennies. Elles sont particulièrement piégées dans son offshore, notamment au Nigeria et en Côte d'Ivoire. Cependant, l'arrivée imminente de nouveaux pays producteurs, comme le Ghana, pourrait encore accroître les échanges entre producteurs et consommateurs du gaz dans la région.

Le West African Gas Pipeline, premier projet gazier africain d'ampleur régionale

En Afrique de l'Ouest, le changement majeur dans le secteur gazier concerne le Ghana. En septembre 2010, la mise en service du gazoduc ouest-africain *West African Gas Pipeline* (WAGP) a permis au Ghana d'obtenir les premières livraisons régulières de gaz venant du delta du Niger au Nigeria. Les travaux de construction de l'ouvrage étaient déjà quasiment terminés en décembre 2008. Cependant, l'accroissement des violences dans la région productrice au sud-ouest du Nigeria n'a pas épargné le gazoduc *Escravos Lagos Pipeline* (ELP), seul moyen d'approvisionnement du WAGP depuis le Delta. Ce dernier part, quant à lui, de Lagos²⁶. Des militants du *Movement for the Emancipation of the Niger Delta* (MEND) ont fait sauter l'ouvrage en mai 2009, entraînant plus d'un an de retard. À terme, le Bénin et le Togo profiteront également du gaz transporté par le WAGP, qui borde le Ghana ainsi que la côte de ces deux États. À pleine capacité, avec la mise en fonctionnement des nouveaux compresseurs en 2011, le WAGP devrait bientôt transporter jusqu'à 460 mmscfd²⁷.

Actuellement, seules quelques centrales comme celles de Sunon Asogli (200 MW) dans la grande ville portuaire de Tema, à proximité immédiate d'Accra, et celle de Aboadze profitent de ce gaz. Très prochainement, Asogli, privée²⁸, passera à une puissance de 560 MW. D'autres usines seront bientôt construites à Takoradi, ville côtière proche des réserves pétrolières et gazières, à laquelle le WAGP est aussi raccordé. Des négociations ont été lancées en 2010 entre le Togo et le fournisseur national du gaz au Nigeria, la *Nigerian Gas Corporation*. (NGC), afin d'approvisionner la centrale de Lomé (100 MW) inaugurée à l'été 2010. Si celle-ci fonctionne déjà au fuel, elle a été conçue par la société américaine ContourGlobal pour accepter également du gaz, combustible

²⁶ *Africa Energy Intelligence*, 7 octobre 2009, n° 613.

²⁷ Mmscfd : millions de pieds cubes par jour.

²⁸ Sunon Asogli Power Ltd est une joint-venture entre la société chinoise Shenzhen Energy Group et l'État traditionnel d'Asogli, dirigé par le chef coutumier Togbe Afede XIV.

beaucoup moins coûteux et moins polluant, elle pourra donc passer au gaz dans le futur. Quant à la société nationale béninoise, la Communauté électrique du Bénin (CEB), elle n'achète pas encore de gaz mais elle a des parts dans la société WAPco²⁹ qui gère le gazoduc. Le Bénin devrait donc bientôt profiter de cet approvisionnement, probablement en achetant une partie (30 MW) de l'électricité produite par la centrale de Lomé.

Grâce notamment au WAGP, le Ghana, qui éprouvait encore il y a quelques années des difficultés pour répondre à la demande locale d'électricité, est désormais exportateur d'énergie. En 2010, il a notamment vendu à la Côte d'Ivoire jusqu'à 90 MW à la suite de la pénurie causée par l'arrêt d'une des turbines de la centrale d'Azito (290 MW) à Abidjan.

La capacité d'exportation du Ghana va encore s'accroître avec les découvertes pétrolières et gazières dans ses eaux territoriales depuis 2007. Le champ de Jubilee, qui produit du pétrole depuis le 15 décembre 2010, recèle également des réserves en gaz. En 2011, ce gaz sera en partie brûlé mais aussi en partie réinjecté dans le champ pour accroître le débit de pétrole. Cependant, dès que les installations gazières (un gazoduc sous-marin ainsi que des infrastructures de purification et de transport terrestre) seront achevées, entre 2012 et 2013, le pays disposera de nouveaux volumes de gaz pour approvisionner des centrales électriques à bas coût. Il sera nécessaire de mener de nombreuses études d'impacts environnementaux avant de construire les différentes infrastructures, les contractants ont toutefois déjà été choisis en 2009 : le Nigérian Oando, l'italien Saipem et le japonais Itochu.

Le WAGP et les ressources gazières ghanéennes vont contribuer à faire de ce pays la plus grande plateforme exportatrice d'électricité d'Afrique de l'Ouest. L'interconnexion entre le Ghana et le Burkina Faso est en cours de construction, elle sera opérationnelle dès 2012. Elle reliera Ouagadougou, la capitale burkinabè, et Bolgatanga, au nord du Ghana. Une autre interconnexion reliera Bobo Dioulasso (deuxième zone urbaine la plus peuplée du Burkina) à la petite municipalité de Han au Ghana.

Les approvisionnements électriques réguliers du Ghana accélèrent l'arrivée de nombreuses sociétés nigérianes, handicapées par l'état des infrastructures dans leur pays. Le secteur privé au Nigeria doit s'alimenter directement par des générateurs au fuel sous peine de subir des coupures quotidiennes de plusieurs heures.

²⁹ Wapco est la société en charge de la construction du WAGP et son exploitation. Elle comprend notamment la compagnie opératrice Chevron West African Gas Pipeline Ltd (36,7 %) ; la société nationale nigérienne Nigerian National Petroleum Corporation (25 %) ; Shell Overseas Holdings Limited (18 %) ; et Takoradi Power Company Limited (16,3 %), Société Togolaise de Gaz (2 %) et Société BenGaz S.A. (2 %).

Le potentiel gazier mauritanien, une chance pour l'industrie minière et les États frontaliers

L'un des autres projets gaziers d'Afrique de l'Ouest de grande ampleur repose sur la mise en production des gisements gaziers de l'offshore mauritanien. Deux projets sont pour le moment à l'étude, l'un porté par Dana Petroleum et GDF-Suez, qui serait plutôt à vocation exportatrice, et l'autre porté par la compagnie malaisienne Petronas, qui aurait comme but l'approvisionnement électrique du pays et, par extension, de la sous-région. Si le projet de Dana vise à liquéfier le gaz des champs de Pelican et Faucon (2 trillions de pieds cubes) sur une barge de liquéfaction en mer, il faudrait encore doubler les réserves de gaz disponibles pour rentabiliser l'opération. Le dernier forage de Cormoran 1 de Dana en septembre 2010 a été concluant mais le projet demande encore d'autres puits.

C'est cependant davantage le projet de Petronas qui nous intéresse ici car il serait uniquement destiné à l'économie locale. Au début des années 2000, la société australienne Woodside a notamment mis au jour le champ gazier de Banda, qui se situe à quelques kilomètres à peine du champ offshore de Chinguetti, seul gisement pétrolier du pays actuellement en exploitation (à 70 kilomètres de Nouakchott). Tous les actifs de Woodside ont été rachetés en décembre 2007 par Petronas, qui a décidé de lancer une active campagne pour faire remonter le débit de Chinguetti. Les Malaisiens ont assez peu travaillé sur le développement de Banda alors que les réserves prouvées étaient déjà significatives. En juin 2010, ils ont cependant proposé, dans un rapport remis au gouvernement mauritanien, un projet de développement du champ qui approvisionnerait une centrale de 350 MW (puis de 700 MW) à Nouakchott. L'un des obstacles à surmonter est le non-renouvellement depuis l'été 2010 de la licence des Malaisiens, pour des raisons notamment juridiques. Le parlement a voté fin 2010 un nouveau code pétrolier ainsi qu'un nouveau contrat type pour les investisseurs pétroliers. Aucun bloc³⁰ n'a été distribué depuis 2009 car le ministère attendait cette nouvelle législation. Le gouvernement mauritanien est, de plus, en profond désaccord avec le prix auquel Petronas veut lui vendre le gaz. Début 2011, les discussions se dirigent vers un projet hybride d'une centrale de moyenne capacité, soit 120 MW (avec possibilité d'accroître la capacité), qui pourrait fonctionner au gaz comme au fuel. L'État ferait ainsi pression sur Petronas pour qu'il propose un meilleur prix que celui du fuel pour son gaz. La société britannique Tullow déjà présente en Mauritanie dans l'exploration et sur le champ de Chinguetti, pourrait reprendre ce projet gazier à son compte et ainsi remplacer Petronas. La production serait alors vendue principalement à

³⁰ Le bloc est une zone découpée par le cadastre minier ou pétrolier offert aux sociétés pour explorer et produire.

l'industrie minière qui a créé le 1^{er} juin 2011 une société mixte. Cette dernière comprend la Société nationale industrielle et minière (SNIM), la Tasiast Mauritanie Ltd (TML) et la compagnie des Mines de cuivre de Mauritanie (MCM)³¹. Les miniers assureraient ainsi la pérennité du projet par l'achat d'électricité sur le long terme.

Si le projet de Banda va à son terme, il permettra à la Mauritanie de devenir, d'une part, autosuffisante, ce qui est loin d'être évident aujourd'hui puisqu'il est nécessaire de recourir encore quasiment chaque année à des centrales d'urgence, mais aussi, dans le cas d'une extension de la centrale, de devenir exportatrice d'électricité. Le pays pourrait ainsi approvisionner, depuis Nouakchott, le Sénégal qui connaît des délestages très importants depuis 2009, qui pénalisent son économie, mais aussi le Mali, qui souffre également de manque de courant. Cette coopération énergétique sera de plus facilitée par le fait que ces trois pays (ainsi que la Guinée Conakry) sont déjà membres de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS). Cette entité est, entre autres, chargée de la gestion et de la répartition de l'électricité du barrage malien de Manantali, construit sur le fleuve Sénégal. Naturellement, le projet de Banda sera lourd, en particulier en termes de financement. Il faudra construire un gazoduc depuis le champ de Banda vers la côte rejoignant Nouakchott, soit une centaine de kilomètres, puis ériger la centrale en elle-même. Le projet total coûtera plusieurs centaines de millions de dollars, les bailleurs de fonds seront donc fortement sollicités. Cependant, cela permettra à l'économie du pays de se développer. En outre, la multiplication de nouveaux projets miniers au nord du pays va requérir beaucoup d'énergie électrique.

La Mauritanie compte également sur son bassin onshore de Taoudenni, partagé avec le Mali et l'Algérie. S'il est prématuré de se prononcer sur le potentiel de cette zone – un seul forage y a été effectué en septembre 2010 par Total – de nouveaux gisements de gaz pourraient éventuellement pourvoir à la production électrique sur le long terme.

La Côte d'Ivoire et le Sénégal, une longueur d'avance

En Afrique de l'Ouest, plusieurs États utilisent déjà leur gaz pour satisfaire une partie des besoins électriques de leur population. C'est notamment le cas de la Côte d'Ivoire, dont toutes les centrales de sa capitale économique Abidjan sont approvisionnées par le gaz. Ce dernier est principalement extrait du champ de Foxtrot dans l'offshore du pays. Il y a trois centrales de ce type en activité : la plus puissante Azito (290 MW), et Ciprel I et II (210 MW). La Côte d'Ivoire, qui n'a jamais eu les capacités suffisantes pour envisager une filière de liquéfaction, s'est lancée dès le début des années

³¹ *Africa Energy Intelligence*, n°655, 6 juillet 2011.

1990 dans la transformation locale du gaz grâce à des investisseurs tels que Bouygues, qui gère la Compagnie ivoirienne d'électricité jusqu'en 2020, ainsi que les opérateurs des champs ivoiriens : Foxtrot, Afren, CNR et Devon. Ces sociétés produisent quelque 160 mmscfd uniquement pour approvisionner les centrales. La compagnie britannique Globeleq, qui opère Azito, a le projet de faire passer dans les deux prochaines années la puissance de l'usine de 290 MW à 430 MW. Si la Côte d'Ivoire était encore il y a quelques années, grâce à son gaz, exportateur d'électricité vers le Ghana, le Burkina Faso et le Togo, cette tendance s'est inversée avec les problèmes de maintenance répétés qui empêchent un fonctionnement optimal du parc des centrales. La situation politique tendue depuis l'arrivée au pouvoir de Laurent Gbagbo en 2000 n'a pas incité les investisseurs à injecter les fonds nécessaires pour permettre aux installations de fonctionner normalement. C'est donc désormais le Ghana qui vend de l'électricité à la Côte d'Ivoire.

Dans une moindre mesure, le Sénégal a lancé depuis 2001 une production de gaz au nord du pays grâce au permis de Tamna. C'est la petite société américaine Fortesa qui opère ce bloc dont le débit est de 11 mmscfd. Tamna permet principalement d'approvisionner quelques clients privés à Dakar. Ce débit reste cependant encore trop faible pour alimenter une centrale électrique de grande ampleur. Pourtant le Sénégal connaît de fréquents délestages du fait d'un manque de produits pétroliers pour les centrales, de la mauvaise qualité des hydrocarbures utilisés³² et enfin du mauvais entretien des infrastructures. Le pays ne peut encore guère compter sur les explorations dans son offshore par des sociétés comme Tullow Oil, Oranto, FAR ou Ophir³³, qui sont encore balbutiantes. Ces sociétés n'ont encore mis au jour aucun nouveau gisement significatif.

³² En juillet 2010, l'ex ministre de l'énergie sénégalais Samuel Sarr expliquait devant le parlement que 154 MW de capacité électrique étaient indisponibles du fait de l'utilisation d'un carburant de mauvaise qualité qui avait endommagé les centrales. Cette crise, qui a duré plusieurs mois, a d'ailleurs entraîné la chute du ministre. Samuel Sarr a été remplacé le 4 octobre 2010 par Karim Wade qui n'est autre que le fils du président Abdoulaye Wade. Source : *Africa Energy Intelligence*, n° 637, 13 octobre 2010.

³³ Cette société britannique opère dans la zone conjointe partagée entre le Sénégal et la Guinée Bissau depuis le milieu des années 1990. En cas de découverte dans cette zone, le Sénégal obtiendrait 60 % des bénéfices et la Guinée, 40 %. Un premier forage sur le bloc de l'AGC *profond* est prévu pour le premier semestre 2011.

L'Afrique centrale et australe, de nouveaux projets ambitieux

L'Afrique centrale a, même s'il reste encore sous-exploité, un potentiel hydroélectrique très important grâce notamment à ses nombreux fleuves et rivières. Le fleuve Congo dans la zone des rapides d'Inga en République démocratique du Congo serait capable à lui seul de fournir presque la moitié de l'électricité nécessaire au continent soit 40 000 MW. En attendant le développement de tels projets hydroélectriques, et pour éviter d'utiliser des produits pétroliers comme combustible, devenus trop chers, plusieurs États de la région se lancent dans le développement de leur champ gazier.

Le gisement de Logbaba, une chance pour Douala

Douala, la capitale économique du Cameroun, va pouvoir profiter dès la fin 2011 du gaz du champ onshore de Logbaba. Ce gisement est situé dans le quartier éponyme de la banlieue est de Douala. Il n'y aura donc quasiment aucun coût de transport pour atteindre les clients. Une fois encore, c'est une petite société, la Britannique Victoria Oil & Gas qui est responsable de ce projet, qui produira dans un premier temps huit millions de pieds cubes par jour. L'objectif serait d'accroître la capacité jusqu'à 40 millions de pieds cubes pour produire quelque 500 MW. Un gazoduc d'une quinzaine de kilomètres déjà construit va permettre d'acheminer le gaz aux différents clients à Douala. Un tel projet a nécessité l'investissement de 70 millions de dollars, soit une somme assez raisonnable au regard des économies que les clients vont pouvoir faire. D'autres sociétés, comme la Galloise Bowleven, explorent le bassin de Douala (autour de la ville éponyme) avec un certain succès depuis 2004. Cependant, aucun projet n'est encore envisagé pour renforcer les capacités de génération électrique du pays.

La République du Congo se lance doucement

La République du Congo, qui produit plus de 250 000 bpj de pétrole en 2009, a jusqu'à maintenant brûlé l'essentiel de son gaz associé. L'accroissement de la production de la Centrale électrique du Congo (CEB) en avril 2010 a mis un terme à cette spirale néfaste pour l'environnement et pour la consommation énergétique du pays. La CEB, qui était auparavant approvisionnée par le petit gisement de Kitina, est raccordée depuis 2010 au plus important champ pétrolier du pays, M'Boundi (40 000 bpj), opéré par la société italienne ENI en onshore. D'une capacité installée de 150 MW, la CEB ne peut actuellement délivrer que 50 MW du fait d'un réseau de distribution en mauvais état. Le projet de l'ENI est de faire passer en quelques années la capacité de génération à 450 MW. Si

la CEB sert en priorité les activités de la société italienne, elle approvisionnera également le réseau national.

Le défi du développement du méthane du lac Kivu

Le lac Kivu a la particularité d'être partagé entre deux États : la République démocratique du Congo (à l'est) et le Rwanda (à l'ouest). Les experts belges ont identifié depuis 1935 la présence d'une très importante quantité de méthane (gaz) dans ce lac. Il faudra cependant attendre 1963 pour qu'une équipe d'ingénieurs de l'Union Chimique Belge monte le premier projet d'extraction du méthane du lac, qui a servi jusqu'en 2005 à approvisionner une brasserie au Rwanda.

Les réserves de méthane contenues dans le lac Kivu sont très importantes, elles permettraient à une centrale électrique de 160 MW de fonctionner pendant une centaine d'années. Alors que le Rwanda ne consomme que 70 MW, cela ferait de lui, en prenant en compte l'accroissement probable de la consommation, un exportateur d'énergie. Le méthane se trouve concentré dans l'eau, plus particulièrement dans les grandes profondeurs (à son point bas, la profondeur d'eau atteint 485 mètres). Il n'y a donc pas de risque qu'un gisement se trouve des deux côtés de la frontière comme dans le cas du lac Albert pour le pétrole. Les réserves sont de toute façon si importantes que le méthane devrait pouvoir se gérer sereinement entre les deux pays.

Actuellement, seul le Rwanda a lancé des projets concrets. Le lac Kivu n'est pas encore une priorité pour le gouvernement congolais qui siège à 1 500 km de Goma (grande ville du nord-Kivu). Kinshasa se préoccupe plus volontiers de la réhabilitation d'Inga I et II qui lui permettent d'exporter du courant ainsi que du projet d'Inga III sur le fleuve Congo. Si le Rwanda est quant à lui importateur net d'électricité, sa croissance depuis le milieu des années 1990 impose de trouver des solutions énergétiques. Le Rwanda a un des taux d'électrification parmi les plus faibles du monde avec 5 % de foyers reliés.

Du côté rwandais du lac, le projet du nom de *KP one*, soutenu par le gouvernement rwandais et par la Banque mondiale, produit depuis novembre 2008 entre 1 et 2 MW. Un deuxième projet géré techniquement par la société du français Michel Halbwachs (Data Environnement) est en développement depuis 2002. Il devrait produire depuis 2008 mais a été ralenti par plusieurs problèmes techniques. La production à pleine capacité soit 5 MW est attendue pour cette année. Ce dernier est financé par le Rwanda Investment Group (RIG) de l'un des hommes d'affaires rwandais les plus proches du pouvoir, Tribert Rujugiro. Enfin, le dernier projet signé, le plus ambitieux, est celui des Américains de ContourGlobal. Après avoir mené des études sur le potentiel du lac dès la fin 2007, cette société a signé en mars 2009 avec le gouvernement rwandais un accord pour un projet de 100 MW (estimé à 325 millions de dollars).

ContourGlobal espère pouvoir faire fonctionner une première tranche de 25 MW dès le début 2012 puis monter en puissance d'ici à 2013.

Aucune compagnie n'a officiellement obtenu de concession côté congolais, cependant les deux États travaillent ensemble depuis 2009. Au début du mois de juin 2009, le président du conseil d'administration de la Société nationale d'électricité du Congo (SNEL), Eugène Serufuli Ngayabaseka, signe à Kigali, avec le ministre de l'Énergie rwandais, Albert Butaré, un accord prévoyant la construction d'un projet commun de 200 MW grâce au méthane du lac Kivu. Ce projet est également discuté entre les présidents Joseph Kabila et Paul Kagamé lors d'une rencontre le 6 août 2009 à proximité de Goma. Les ministres de l'Énergie Albert Butaré (Rwanda), Laurent Muzangisa (RDC) et Samuel Ndayiragije (Burundi, en qualité d'observateur) se rencontrent à leur tour les 15 et 16 août à Rubavu au Rwanda pour créer un comité de pilotage mixte chargé de rendre un rapport de préfaisabilité dans le courant de l'année 2010. La coopération a beaucoup de mal à fonctionner car cela n'est pas la priorité de Kinshasa qui est loin des Kivus, alors que le potentiel en méthane pourrait dynamiser grandement l'économie de cette région, très marquée par les conflits depuis le génocide rwandais de 1994 et les deux guerres du Congo (1996/1997, 1998/2003).

Mozambique et Tanzanie, des investissements modèles

Le Mozambique utilise depuis 2004 le gaz de ses champs offshore de Pande et Temane³⁴ pour approvisionner la centrale sud-africaine de Secunda (province du Mpumalanga). Secunda ne produit cependant pas de l'électricité mais du carburant. En effet, cette centrale, dirigée par la société privée sud-africaine Sasol, produit la quasi-totalité du carburant de synthèse du pays soit 150 000 bpj. L'Afrique du Sud consomme au total quelque 530 000 bpj. Pour produire ce carburant de synthèse, elle se doit d'avoir un approvisionnement régulier en charbon et en gaz. Quant aux besoins intérieurs du Mozambique, ils seront probablement bientôt assouvis par le méthane contenu dans certains gisements de charbon (*coal bed methane*). La société minière brésilienne Vale devrait obtenir en mars 2011 des licences d'exploration pour le gaz de charbon dans plusieurs zones du pays où elle opère déjà des gisements de charbon comme à Moatize (nord-ouest), Mucanha Vuzy (nord-est) et Niassa (nord). En cas de découverte, Vale utiliserait ce gaz pour ses besoins, ce qui soulagerait d'autant le réseau national. Enfin, les découvertes gazières de la société américaine Anadarko dans le bassin de Rovuma (au nord des eaux territoriales) en 2010 avec

³⁴ Situés au sud du pays, proches de la frontière sud-africaine.

les forages de Windjammer et Barquentine, totalisent déjà des colonnes de plus de 170 mètres. Le volume des gisements laisse déjà présager de la faisabilité d'une filière de liquéfaction. Une partie de ce gaz pourrait aussi directement aider l'économie du Mozambique. Le pays profite déjà du barrage hydroélectrique de Cahora Bassa (province de Tete à l'Ouest) qui représente plus des 4/5e de la puissance installée dans le pays, soit 1920 sur 2 400 MW.

Tout comme le Mozambique, la Tanzanie a commencé la production de ses champs gaziers en 2004. Les gisements onshore de l'île de Songo Songo sont opérés par les Britanniques d'Orca Exploration. Ils sont reliés par un gazoduc de 207 kilomètres à la centrale d'Ubungu (180 MW) à Dar es Salaam. La production actuelle, de 83 millions de pieds cube par jour (mmscfd), devrait doubler d'ici fin 2012/début 2013. Avec ce gaz supplémentaire, Orca devrait doubler la production électrique actuelle de la centrale d'Ubungu. La société Songas, qui est responsable des infrastructures gazières et de la vente du gaz, a approché en 2010 les dirigeants de Power Corporation PLC, entreprise qui gère la centrale au fioul qui appartenait à Dowans (112 MW) dans la capitale économique, afin qu'elle passe au gaz. De plus, trois nouvelles turbines de 35 MW ont déjà été commandées aux Norvégiens de Jacobsen pour équiper une nouvelle centrale opérée par la société nationale Tanzania Electric Supply Co. Ltd. Enfin, un autre champ proche de Songo Songo, Songo Songo West, pourrait également accroître les capacités du pays sur le moyen terme.

Grâce à BG Group, la Tanzanie a mis à jour à la frontière avec le Mozambique des quantités importantes de gaz dans les blocs 1, 2 et 4. La mise en commun des réserves entre les deux pays pourrait dans une dizaine d'années conduire à un projet de liquéfaction.

Conclusion

La hausse des cours du pétrole depuis 2003 a conduit de nombreux pays à mettre en développement leurs réserves en gaz, même si celles-ci n'étaient pas exportables. En effet, approvisionner en fuel lourd des centrales électriques coûte de plus en plus cher pour des pays africains qui n'ont souvent pas de réserves en devises suffisantes pour « honorer les factures ». Dans le même temps, obtenir des financements pour des projets « propres » de transformation électrique du gaz local, s'avère plus facile dans une période où les énergies moins polluantes sont accompagnées par les bailleurs de fonds ainsi que les organisations de coopérations bilatérales. L'une des clés du succès de tous les projets décrits dans cet article est la bonne relation entre l'investisseur pétrolier, les bailleurs de fonds et l'État. Beaucoup de projets échouent en Afrique car les sociétés

pétrolières n'obtiennent pas un prix d'achat du gaz compétitif par rapport à celui du marché international. Autre frein majeur, l'insolvabilité de nombreuses sociétés nationales d'électricité. Cela n'incite pas les privés à se lancer massivement dans des projets où un retour sur investissement est incertain. La multiplication de la construction d'infrastructures utilisant le gaz local devrait se poursuivre dans les prochaines années, car les cours du pétrole ont peu de chance de redescendre comme en 2008 à 40 dollars. La croissance des économies occidentales alliée à la hausse continue de la demande chinoise et à celle des pays producteurs de l'OPEP va irrémédiablement pousser les cours à la hausse. Les pays africains vont donc être de plus en plus incités à utiliser leurs petites réserves gazières qu'ils ont délaissées auparavant. Les futurs gros producteurs de gaz comme l'Angola pourraient aussi en faire profiter l'Afrique centrale comme le Nigeria pour le WAGP. Le partage des investissements à l'échelle régionale est certainement une hypothèse intéressante à creuser pour les bailleurs.

L'intérêt de la régionalisation des projets énergétiques : défis à relever

Lassane Ouédraogo

Introduction

L'énergie est un facteur essentiel du développement social et économique de toute communauté. En effet, l'énergie est utilisée pour répondre à des besoins de vie et d'activités en tout temps et en tout lieu. Elle intervient notamment pour :

- le chauffage et l'éclairage ;
- la cuisson des aliments ;
- le transport ;
- la production de forces motrices pour la création de richesses.

Pour répondre à ces différents besoins, les hommes ont toujours eu recours aux sources d'énergie existant autour d'eux pour améliorer leur cadre de vie et augmenter leur productivité.

Avec un niveau de développement économique et social qui évolue et s'améliore, les sources d'énergie ont également évolué, passant des énergies primaires ou traditionnelles (biomasse/ énergie) aux énergies modernes (hydrocarbures, électricité...). Aussi, le type d'énergie utilisée et la quantité consommée constituent des indicateurs de niveau de développement social et économique de la communauté, et sa qualité de vie en dépend.

Pour les pays de l'Afrique subsaharienne et de l'espace UEMOA en particulier, et ce depuis plus de deux décennies, les États éprouvent de sérieuses difficultés pour satisfaire les besoins

énergétiques des populations. Récemment, dans certains pays, les périodes cumulées de délestage dépasseraient parfois douze heures par jour. Les déficits, bien que difficilement quantifiables, sont estimés sur la base des délestages à plus de 100 GWh par an dans certains cas. Cette crise, devenue aujourd'hui structurelle, est aggravée par la conjoncture internationale défavorable pour les pays importateurs de pétrole à cause des prix élevés des hydrocarbures. En effet, les systèmes électriques des États membres sont caractérisés par une prédominance du thermique et par des prix de revient élevés (>80 FCFA le kWh produit). Pour l'ensemble de l'Union, la production thermique représente 75 % de la production totale, avec une prédominance des énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon). Une partie de cette production fait l'objet d'échanges à l'intérieur de la zone. La part de la production hydraulique est de 25 %. Cependant, la biomasse-énergie (bois et charbon de bois) est la principale source d'énergie pour les ménages. Le contexte décrit ci-dessus est aussi aggravé par l'insuffisance de la coopération sous-régionale ; pour combler ce déficit, la Commission de l'UEMOA a défini, dès 1997, un Programme Énergétique Communautaire pour conforter et compléter les initiatives nationales. En décembre 2001, la Conférence des Chefs d'État et de Gouvernement de l'UEMOA a adopté la Politique énergétique commune (PEC) autour de six objectifs essentiels que sont : (i) garantir la sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Union ; (ii) mettre en valeur et assurer la gestion optimale des ressources énergétiques de l'Union en systématisant l'interconnexion des réseaux électriques ; (iii) promouvoir les énergies renouvelables ; (iv) promouvoir l'efficacité énergétique ; (v) améliorer l'accès des populations rurales de l'Union aux services énergétiques et (vi) contribuer à la préservation de l'environnement.

La situation particulière de l'énergie électrique des États membres a alors amené les plus hautes autorités de l'Union à définir une approche ambitieuse dans le secteur pour rendre l'énergie électrique disponible, accessible et acceptable aussi bien pour les populations urbaines et rurales que pour le secteur productif et de favoriser un commerce sous-régional de services énergétiques. C'est dans cette optique que la 12^e session ordinaire de la Conférence des Chefs d'État et de Gouvernement a approuvé en mars 2009, l'Initiative Régionale pour l'Énergie Durable (IREDD) dont il est question dans ce document. Cette initiative entre dans le cadre de la mise en œuvre de la PEC, où la régionalisation des projets énergétiques constitue un des principaux axes au regard des faiblesses constatées dans les systèmes énergétiques des pays de l'UEMOA caractérisés par :

- la vétusté des parcs de production d'électricité constitués pour l'essentiel de centrales thermiques utilisant des produits pétroliers importés ;
- les surconsommations énergétiques constatées au niveau des secteurs de l'industrie, du transport et des services ;

- une consommation d'énergie commerciale faible ;
- une prépondérance des énergies traditionnelles dans le bilan énergétique avec comme corollaire la forte pression sur le couvert végétal ;
- une production énergétique nationale déficitaire malgré l'importance du potentiel ;
- des coûts et prix des produits pétroliers et de l'électricité très élevés ;
- un marché de l'énergie de plus en plus ouvert du fait des réformes en cours dans les États membres et de la mondialisation des échanges.

L'état des lieux

L'Union dispose d'un potentiel énergétique relativement important. En 2005, les réserves disponibles étaient estimées à :

- 44 millions de tonnes pour le pétrole brut ;
- 23 300 millions de m³ pour le gaz naturel ;
- 85 millions de tonnes pour le charbon ;
- 180,5 mille tonnes pour l'uranium soit environ 7 % des réserves mondiales ;
- un potentiel prouvé d'hydroélectricité d'environ 6 000 MW.

Aussi, il faut noter que les huit pays de l'espace UEMOA regorgent d'un potentiel énorme en énergies renouvelables, lequel varie d'un pays à un autre et selon la filière considéré.

Il faut signaler également le cas particulier du gisement solaire : par leur situation géographique et leurs conditions climatiques, l'ensemble des pays de l'espace UEMOA bénéficie d'un important rayonnement solaire. Le rayonnement solaire reçu quotidiennement au sol sur l'ensemble de ces pays varie entre 4 kWh/m²/j et 7 kWh/m²/j comme l'indique le tableau ci-dessous.

Intensité et disponibilité du rayonnement solaire

Pays	Moyenne annuelle du rayonnement solaire sur le plan horizontal (kWh /m ² /jour)	Moyenne journalière d'insolation (h)
Bénin	3,9-6,1	6-8
Burkina Faso	2-7,8	6-10
Côte d'Ivoire	4-5	6-8
Guinée-Bissau	4,5-5,5	6-8
Mali	5-7	6-9
Niger	5-7	7-10
Sénégal	4,3-6,9	6-10
Togo	4,4-4,5	6-8

Source : Étude sur la relance de l'ex CRES de Bamako – Documents pays

L'approche de l'UEMOA

En matière de planification énergétique

La Politique énergétique commune (PEC) vise également à la mise en place d'ouvrages énergétiques communautaires ainsi qu'à l'exploitation du potentiel existant. À cet effet, pour remédier au déficit de planification qui est l'une des causes indirectes de la crise actuelle, la Commission a conçu un projet visant à étendre à tous les États membres de l'UEMOA un système de planification énergétique intégrée, comprenant une base de données énergétiques fiables. Ce système, déjà fonctionnel au Bénin, au Niger, au Sénégal et au Togo, contribuera à la définition d'une stratégie énergétique communautaire optimale. L'extension de ce système au Burkina Faso, à la Côte d'Ivoire, à la Guinée-Bissau et au Mali est en cours de réalisation. Cette extension est cofinancée par la Facilité Énergie de l'Union européenne et la Commission de l'UEMOA.

Dans le sous-secteur des hydrocarbures

Compte tenu de l'importance des hydrocarbures dans l'offre d'énergie, la Commission examine en ce moment avec les États membres les conditions pour la mise en place d'un système communautaire intégré d'approvisionnement en hydrocarbures qui permettra de réaliser des économies d'échelle sur les importations de produits pétroliers, d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de faciliter le transport intracommunautaire dans la zone UEMOA, notamment des pays côtiers vers ceux de l'hinterland. L'objectif général de cette démarche est de contribuer à améliorer la compétitivité de la région par la mise en place d'un marché communautaire des produits pétroliers structuré et sécurisé.

Dans le sous-secteur des énergies renouvelables

Afin de diversifier le portefeuille énergétique de l'Union, la Commission de l'UEMOA développe actuellement, dans le domaine des énergies renouvelables, un programme dénommé Programme Régional Biomasse Énergie (PRBE) consacré notamment à la promotion des usages modernes de la biomasse à travers les bioénergies. Dans ce cadre, des projets sont en cours de réalisation dans tous les États.

Dans le sous-secteur de l'énergie électrique

L'« Initiative Régionale pour l'Énergie Durable » (IRED) peut être définie comme une action régionale concertée fondée sur une vision ambitieuse et audacieuse décrite comme suit :

« À l'horizon 2030, l'ensemble des citoyens de l'Union accédera à une énergie à bas prix, au sein d'un vaste marché d'échanges d'énergie électrique intégré et harmonisé à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest, produisant une énergie propre et s'appuyant sur un partenariat public-privé dynamique »³⁵.

L'IRED s'appuie sur quatre axes stratégiques :

- Développer une offre diversifiée, compétitive et durable ;
- Mettre en place un plan régional de maîtrise de la consommation d'énergie électrique ;
- Accélérer l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest ;
- Mettre en place un mécanisme d'accompagnement de la stratégie et de financement du secteur de l'électricité.

L'agenda défini pour la mise en œuvre de l'IRED comprend trois phases successives et qui sont des défis à relever : (i) d'abord

³⁵ Étude pour l'élaboration d'une stratégie de résolution de la crise de l'énergie électrique dans les États membres de l'UEMOA.

rendre l'énergie disponible sur la période 2010-2012, ensuite (ii) réaliser le tournant de l'énergie compétitive dans l'UEMOA sur la période 2013-2020, et enfin (iii) instituer une offre d'énergie durable sur la période 2021-2030. Le coût global de la mise en œuvre de l'IRED est estimé à 40 409 millions USD.

Des dispositifs institutionnels et financiers ont été mis en place pour l'opérationnalisation de la stratégie. Ainsi, un Fonds de développement de l'énergie (FDE), à caractère concessionnel, est mis en place à hauteur de 500 milliards de FCFA et abondé par une dotation interne de 250 milliards de FCFA par les organes et institutions de l'Union. Ce fonds servira de levier pour mobiliser les ressources complémentaires auprès des bailleurs et autres partenaires au développement pour assurer le financement des projets éligibles tendant à résorber le déficit d'énergie électrique de l'Union.

Aujourd'hui, les actions entreprises portent essentiellement sur les mesures relatives à la résorption du déficit de l'énergie électrique dans les États membres. Les premiers projets prioritaires à proposer au financement du FDE ont été identifiés et des Accords de prêts avec certains États membres ont été signés dans le cadre du programme d'urgence. Ces projets prioritaires visent le renforcement, sur le court terme, de l'offre au niveau des États membres, la résorption du déficit énergétique à travers notamment la construction de centrales thermiques, l'aménagement et le renforcement des infrastructures, ainsi que les interconnexions aux réseaux électriques.

Défis à relever

Comment orienter de façon pertinente et responsable, pour les décennies à venir, la politique énergétique de l'Union ? Combien les populations de l'Union payeront-elles le kWh, la bouteille de gaz butane, le litre d'essence à la pompe ? Les États membres seront-ils moins dépendant des ressources fossiles pour la production de l'énergie ? L'espace communautaire sera-t-elle à l'abri des crises énergétiques ?

Pour affronter tous ces défis, un nouveau paradigme s'avère indispensable ; il faudra :

- une inversion des modes de production d'énergie par le changement de la matrice de production énergétique en faisant appel aux différentes sources d'énergie dont dispose l'Union, notamment les énergies renouvelables ;
- une nouvelle forme de coopération avec l'extérieur avec une incitation à l'amélioration des technologies à travers leur appropriation et le renforcement des capacités des acteurs.

Les défis de la transition vers un mix énergétique dans l'espace UEMOA sont de :

- passer le taux d'électrification de 17 % en 2007 à 80 % en 2020 et à 100% en 2030 (accès universel à l'électricité) ;
- réduire le prix moyen de l'électricité dans l'UEMOA à 30 FCFA le kWh ;
- faire passer la proportion d'énergies renouvelables dans le parc « de 36 % en 2007 à 82 % en 2030 ».

À moyen et long terme, la transition énergétique se fera de la manière suivante :

- une dizaine de centrales solaires thermiques de grande capacité (900 MW de puissance) est envisagée ;
- un développement de projets d'énergies renouvelables (petite et moyenne hydroélectricité, biomasse, éolien...).

L'ensemble de ces actions permettraient d'avoir un gain en puissance dans le parc de production d'environ 15 000 MW.

L'agenda de la mise en œuvre de cette première partie de la transition vers un mix énergétique au sein de l'Union se fera comme suit :

Pour les énergies renouvelables :

- Phase pilote d'ici à 2015 : 2 à 5 centrales,
- Phase de développement 2015 – 2030.

Pour les autres sources, notamment le nucléaire : lancement dès maintenant du processus d'acquisition d'une centrale nucléaire (partenariat stratégique et technique, localisation, formation de ressources humaines, sécurité, environnement, dispositifs institutionnel et réglementaire, etc.), qui permettrait d'avoir une puissance additionnelle de +1 000 MW avec une mise en exploitation entre 2025 et 2030.

L'objectif visé ici est d'inverser les modes de production actuels afin d'amener le parc de production électrique à une forte proportion d'énergies renouvelables.

Quel chemin pour la transition énergétique ?

L'importance des gisements n'étant hélas pas le seul facteur pour la réalisation du saut qualitatif vers une production propre et pérenne, plusieurs enjeux, notamment la maîtrise technologique et la coopération fondée essentiellement sur le transfert de technologie, doivent être considérés.

Ressources humaines

La maîtrise technologique passe par le chemin de la qualification des ressources humaines. Les ressources humaines nécessaires pour le développement de ces types de centrales, existent, si l'on observe le nombre d'ingénieurs et spécialistes déjà formés, sans compter les institutions de recherche et de développement et quelques entreprises. Il faudrait cependant organiser et renforcer ce potentiel humain pour l'inscrire dans les enjeux de durabilité et d'industrialisation compétitive de la sous-région, c'est-à-dire dans un processus de capitalisation. C'est dans ce cadre que l'UEMOA a pris l'initiative de relancer l'ex-Centre Régional d'Énergie Solaire (CRES) de Bamako et d'en faire un outil au service du développement et de veille technologique.

La maîtrise technologique passe par une réorientation de notre coopération avec les pays avancés sur le plan technologique. Cette coopération doit désormais être basée essentiellement sur le transfert de technologie.

Conclusion

Il apparaît clairement que la question de l'énergie ne peut se traiter correctement que dans le cadre communautaire pour plusieurs raisons, notamment celles liées à la rentabilisation des investissements, à l'optimisation des choix technologiques et d'ordre organisationnel dont les meilleurs ne peuvent être envisagés que dans un espace relativement large et aux implications des partenariats public-privé sur la concurrence et le développement du marché régional.

L'IRED constitue une réponse innovante de l'Union à la question cruciale de l'offre d'énergie car aujourd'hui encore, la plupart des États de l'UEMOA se caractérisent par la faible maturité de leurs marchés d'électricité (faible puissance et faible couverture du réseau interconnecté, nombre élevé de centres isolés, accès réduit à l'électricité notamment en zone rurale), un nombre très limité voire un seul opérateur avec un système d'acheteur unique ne donnant aucune perspective de choix ou de mise en concurrence.

L'évolution vers un marché régional d'échanges d'énergie électrique offre une perspective crédible de gestion durable du secteur de l'électricité avec la mutualisation à l'échelle régionale des ressources des pays et un accès à un marché de taille critique propre à attirer l'investissement et les partenariats public-privé.

L'accès aux services énergétiques comme facteur de réduction de la pauvreté

Seydou Keita

Introduction

L'approche intersectorielle de l'énergie dans le Cadre Stratégique de Lutte contre la pauvreté (CSLP)

Le Mali est soumis à de multiples exigences – croissance du PIB, renforcement des capacités et promotion des services sociaux de base, amélioration des conditions de vie des groupes vulnérables qui constituent autant d'axes du Cadre stratégique de lutte contre la pauvreté (CSLP), adopté en 2002 puis en 2007³⁶, et participant à la réalisation des Objectifs du millénaire pour le développement (OMD).

Vouloir répondre à ces exigences requiert une amélioration de l'accès aux services énergétiques car l'énergie est nécessaire à toute activité humaine et indispensable à la satisfaction des besoins sociaux de base (eau, nourriture, santé, éducation, etc.) mais, également, pour assurer le développement économique. Ce faisant, le débat sur l'énergie comme « moteur du développement dans une logique de lutte contre la pauvreté » trouve ici toute sa pertinence.

Aujourd'hui, il est clair que, dans des pays comme le Mali, la pauvreté énergétique et la pauvreté économique sont corrélées. Selon le *Rapport sur le Développement Humain*³⁷ du PNUD en

³⁶ <<http://www.unpei.org/PDF/Mali-CSLP.pdf>>

³⁷ <<http://hdr.undp.org/fr/rapports/mondial/rdh2004/>>

2004, la consommation d'énergie commerciale *per capita* était de 0,018 tep³⁸ au Mali contre 2,649 tep en Afrique du Sud et 7,725 tep aux États-Unis.

Dès lors, l'accroissement de l'accès aux énergies modernes, pour répondre aux besoins de création de richesses et de promotion des services sociaux de base, devient un impératif clé pour l'avenir du pays. Or, l'examen du CSLP adopté et mis en œuvre au Mali montre que la demande de services énergétiques est très peu prise en compte, alors même qu'elle constitue un goulot d'étranglement des plans de développement local. Le lien énergie-pauvreté est très peu analysé dans le CSLP : la composante énergie y est uniquement considérée dans son aspect sectoriel à travers la politique énergétique autour notamment du développement de l'électrification rurale, de la diversification des sources d'énergie, de la libéralisation du secteur, etc.

Cette approche sectorielle de l'énergie dans le document cadre laisse de côté les avantages que le pays aurait pu tirer du développement des synergies entre elle et les autres secteurs stratégiques (agriculture, éducation, santé, PME/PMI, eau, etc.). Il est donc nécessaire de resituer la problématique de l'énergie dans le CSLP non plus à travers une unique approche sectorielle mais plutôt à travers une vision transversale voire multisectorielle afin de tirer profit de son effet amplificateur d'impacts des activités de lutte contre la pauvreté.

Tenir compte de ces exigences nécessite d'opter pour un style de fourniture de services énergétiques qui réponde aux besoins des populations donc de la diversité de la demande. Cette approche des besoins couvre à la fois la demande solvable, pour laquelle les solutions relèvent des mécanismes du marché, et la demande non solvable (demande des groupes vulnérables) pour laquelle les solutions relèvent de la notion de « service publique », tant pour l'amélioration des conditions de vie que pour la production.

Par ailleurs, au-delà de sa prépondérance en milieu rural, un consensus se dégage sur le fait que la pauvreté énergétique tend à être largement féminine. La corvée d'approvisionnement en eau, la mouture de céréales pour l'alimentation, la recherche du bois de chauffe pour la cuisson, l'encadrement socio-éducatif des enfants sont en effet autant de tâches dévolues aux femmes. Elles s'exécutent encore dans bien des cas à l'aide de la force musculaire sur la base d'instruments rudimentaires.

Le renforcement de l'articulation entre l'énergie et les autres programmes sectoriels, considérés comme instruments de mise en œuvre du CSLP, devient donc un impératif pour intensifier l'impact

³⁸ Tonne équivalent pétrole.

des actions envisagées pour la lutte contre la pauvreté et pour l'atteinte des Objectifs du millénaire pour le développement.

Quelques traits caractéristiques du système énergétique malien

Le rapport annuel 2008 de la Cellule de planification et de la statistique du ministère de l'Énergie et de l'Eau³⁹ indique que le bilan énergétique malien est composé à 78 % de biomasse, à 18 % de produits pétroliers et à 4 % d'électricité (y compris les énergies renouvelables)

Les combustibles ligneux ont contribué à près de 78 % dans le bilan énergétique du Mali en 2008. Cette consommation de la biomasse est principalement du fait des ménages. La situation ne va pas fondamentalement changer tant que le taux de prévalence de la pauvreté économique demeurera élevé en milieu rural comme en milieu périurbain. Ces zones se trouvent dans une même dynamique caractérisée par une forte consommation de combustibles ligneux, moins coûteux que le charbon ou que les énergies modernes.

De la même source provenant des données 2008 de la Cellule de la planification et de la statistique du Ministère en charge de l'énergie, la consommation d'énergie moderne reste encore relativement faible. Elle est de 58,19 % en milieu urbain et de seulement 11,25 % en milieu rural.

Les potentialités énergétiques locales sont encore faiblement valorisées, malgré l'importance du potentiel d'énergie solaire (jusqu'à 7 kWh/m²/jour) et de l'hydroélectricité (1 050 MW). Les récents efforts consentis par l'État avec la création en 2003 de l'Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale (AMADER) démontrent la volonté politique d'arriver à un accès aux services énergétiques pour le plus grand nombre d'habitants.

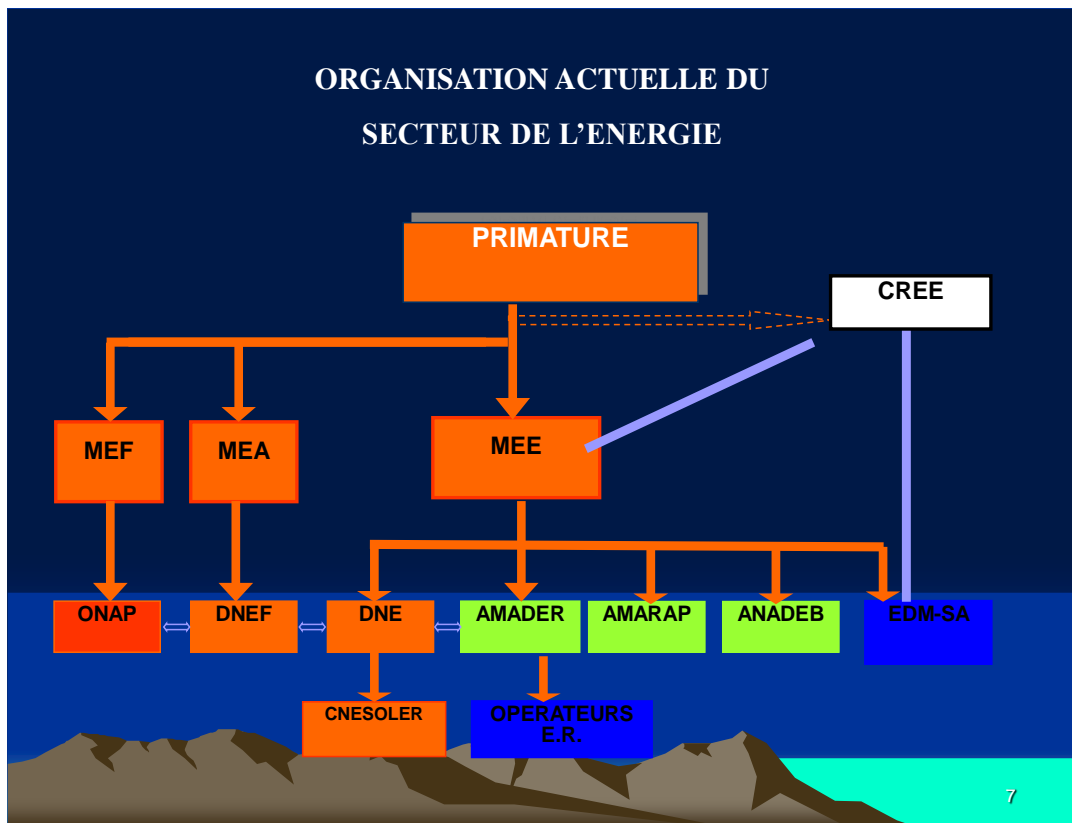
Comme le montre le document ci-dessous, une multitude d'acteurs interviennent dans le secteur de l'énergie. Le ministère de l'Environnement et de l'Assainissement (MEA) gère les ressources ligneuses, à travers la Direction Nationale des Eaux et Forêts (DNEF). Le ministère de l'Économie et des Finances est lui aussi impliqué à travers son Office national des produits pétroliers (ONAP), qui gère les hydrocarbures.

Le ministère de l'Énergie et de l'Eau (MEE) gère la politique énergétique à travers des structures variées. D'une part, la Direction nationale de l'énergie (DNE), à laquelle est rattaché le Centre national de l'énergie solaire et des énergies renouvelables

³⁹<http://siteresources.worldbank.org/INTPRS1/Resources/Mali_GPRSF-French.pdf>

(CNESOLER), élabore et suit la mise en œuvre de la politique énergétique. L'AMADER, elle, est une entité unique qui gère et régule l'électrification rurale et appuie le développement de l'énergie domestique sous toutes ses formes. Les aspects de sécurité sont, eux, gérés par l'Agence malienne pour la radioprotection (AMARAP). L'Agence malienne pour le développement du biocarburant (ANADEB) a pour mandat le développement de cette source d'énergie. Enfin la Commission de régulation du secteur de l'eau et de l'électricité (CREE) rattachée à la Primature assure le rôle d'arbitre entre les acteurs de l'électricité et de l'eau dans le domaine concédé.

Organisation du secteur de l'énergie au Mali



Source : Amader, 2010

La prise en compte de l'énergie dans le CSLP

La lutte contre la pauvreté est l'un des défis majeurs de la problématique du développement économique du Mali. Sa réduction est au cœur des politiques macroéconomiques et sectorielles du gouvernement. Avec l'adoption, du Cadre stratégique de lutte contre la pauvreté (CSLP) en 2002, toutes les actions entreprises concourent à cette fin. Le CSLP est constitué d'un ensemble de programmes et

de politiques macroéconomiques et sectoriels, qui visent l'amélioration des conditions de vie des populations.

L'approche sectorielle de l'énergie dans le CSLP a montré ses limites, ce qui oblige à envisager une perspective transversale, c'est-à-dire dans ses interrelations avec les autres secteurs. Ainsi, la recherche d'une articulation entre énergie, développement et lutte contre la pauvreté situe l'énergie comme outil de développement des secteurs stratégiques tels que l'agriculture, l'éducation, la santé, l'eau, les PME/PMI, etc. Cela est d'autant plus important qu'aujourd'hui, l'aide publique au développement trouve sa légitimité dans la lutte contre la pauvreté.

Sur le plan macroéconomique, le Mali poursuit son développement en mettant l'accent sur le renforcement des politiques financières et économiques ainsi que sur l'approfondissement et l'accélération des réformes structurelles afin d'assurer une croissance économique durable. Dans ce cadre, le gouvernement s'est fixé comme objectif d'atteindre une croissance moyenne du PIB réel de plus de 5 % pour les cinq prochaines années.

Sur le plan social, le Mali a élaboré plusieurs programmes visant à améliorer les conditions de vie des populations. Il s'agit notamment du plan décennal de développement sociosanitaire, du plan décennal pour le secteur de l'éducation, du premier programme d'investissement en matière de populations, du plan d'action pour la promotion des femmes, du plan d'action environnemental. Ces différents plans sont ou seront mis en œuvre dans un contexte où le pays mène une profonde réflexion sur le rôle de l'État en vue d'offrir au secteur privé une place de choix.

Cependant, ces différents plans, programmes et projets ne sont pas intégrés dans un cadre global et cohérent avec une vision stratégique. En mettant en place le CSLP, le gouvernement entendait améliorer la coordination des interventions en cours et des actions novatrices en matière de réduction de la pauvreté.

L'énergie comme facteur du développement d'activités productives

Dans un contexte de mondialisation, le Mali, à l'instar des autres pays en développement, n'a d'autres alternatives que l'ouverture aux échanges marchands avec le reste du monde.

L'ouverture aux échanges, pour un pays, pose la question de la compétitivité, de la productivité et de la qualité des produits, qui sont autant d'éléments assujettis en particulier aux services énergétiques : l'offre de services énergétiques appropriés orientée à la demande est donc un maillon de la chaîne du développement sectoriel (agriculture, PME, transports, etc.) et territorial (base de développement local).

Le secteur agricole ne peut connaître un essor important en terme de création de valeur ajoutée locale pour les populations pauvres sans des processus de transformation et de conservation. Ces mutations dans le secteur agricole nécessitent un meilleur approvisionnement en services énergétiques tant pour la motorisation rurale que pour l'amélioration des conditions de séchage des produits agricoles. C'est pourquoi l'accès à l'énergie en milieu rural ne devrait plus être abordé seulement dans le cadre d'une simple électrification pour la satisfaction des besoins domestiques mais plus tôt dans le sens de l'énergétisation du monde rural qui fait appel autant aux technologies productrices de puissance qu'aux énergies renouvelables pour la satisfaction des besoins de base.

Énergie et services sociaux de base

Énergie et Éducation

L'articulation entre énergie et éducation peut s'analyser en fonction de deux priorités : l'amélioration de l'accès à l'éducation de base et à l'alphabétisation et l'amélioration de la qualité de l'enseignement

Dans des contextes d'insuffisance des infrastructures éducatives par rapport à la demande, le gouvernement du Mali avait initié des écoles à double flux pour renforcer les capacités d'accueil. Or, en milieu rural, faute de services d'éclairage, l'organisation des cours la nuit est quasi impossible.

Par ailleurs, des services énergétiques adéquats sont indispensables à l'amélioration des conditions de travail de l'enseignant et des élèves. L'intérêt pour l'énergie, notamment pour l'électricité, se révèle lorsqu'on cherche à banaliser l'utilisation des nouvelles technologies de l'information et de la communication. En effet, dans un contexte de mondialisation avec le développement des bibliothèques virtuelles, l'accès aux services d'Internet est aussi utile pour l'enseignant qui dispose d'opportunités d'actualisation de ses connaissances que pour l'élève qui, très tôt, s'ouvre à l'extérieur.

Énergie et santé

Le taux d'électrification du milieu rural étant encore faible (11,25 %), les infrastructures sanitaires localisées sont freinées dans la fourniture de prestation de qualité. Ainsi, l'absence de chaîne de froid pour la conservation des vaccins rend délétère les conditions d'exécution de programmes de vaccination à grande échelle.

Énergie et eau

L'approvisionnement en eau potable des populations et la maîtrise de l'eau pour le développement agricole sont autant de contraintes majeures auxquelles les populations rurales maliennes sont confrontées.

Les conséquences de ces contraintes sont aujourd'hui connues : faible taux de scolarisation des filles, renforcement de la féminisation de la pauvreté en milieu rural, augmentation des mala-

dies d'origine hydrique, niveau faible de consommation d'eau. En milieu rural, ce déficit est encore plus criant.

En outre, cette absence de maîtrise de l'eau rend les activités agricoles dépendantes des aléas climatiques. En effet, le potentiel hydraulique reste encore sous exploité dans l'agriculture, du fait de la pauvreté énergétique. Des services énergétiques adéquats pourraient inverser cette tendance à l'image de ce qui se fait dans certains pays arides afin de dégager des surplus de production agricole.

Énergie et genre

La problématique de l'inégalité entre hommes et femmes se pose également au plan énergétique. De fait, les femmes assument une série de tâches rendues plus difficiles par l'absence d'électrification. Ainsi, l'approvisionnement en eau à partir de puits souvent très profonds est extrêmement difficile. Par ailleurs, l'absence d'électrification impose bien souvent la cuisson et le chauffage au bois. Or, la collecte du bois se fait à des distances de plus en plus longues à cause du recul du couvert végétal dû à la pression exercée par les populations. Enfin, des activités telles que la mouture traditionnelle des céréales, dévolue aux femmes, reste une activité lente et pénible en l'absence de moulins électrifiés.

Le fait que ces activités pénibles soient opérées à la seule force musculaire a des conséquences sociales importantes pour les femmes. D'une part, parce ces activités prennent du temps, les femmes vivant en milieu rural ne peuvent s'investir dans des activités plus rentables et sont donc maintenues dans la pauvreté. D'autre part, ces femmes ont fréquemment besoin d'aide, le plus souvent de la part des filles du foyer, ce qui limite leur temps scolaire et leur investissement dans des travaux parascolaires.

Le développement des infrastructures d'exhaure d'eau, la diffusion massive des moulins à céréales et l'accès aux énergies alternatives aux bois, charbon de bois et déchets végétaux sont donc indispensables pour réduire les inégalités de genre. Dès lors, l'accès aux énergies modernes, en l'occurrence à l'électricité, au gaz et autres énergies alternatives aux combustibles domestiques est déterminant pour sortir les femmes rurales de leur trajectoire de pauvreté et extirper les jeunes filles des tâches extrascolaires.

La stratégie de développement de l'électrification rurale

Axes stratégiques et objectifs spécifiques

Le développement de l'électrification rurale figure parmi les objectifs prioritaires du gouvernement qui considère l'accès à l'électricité

comme un instrument de développement. L'électrification rurale contribue à la création de richesses et d'emplois en milieu rural, en particulier lorsqu'elle est développée en synergie avec les autres secteurs stratégiques tels que l'éducation, la santé, l'agriculture, l'élevage, la pêche et la maîtrise de l'eau, etc. C'est pourquoi le cadre institutionnel mis en place en 2000 vise, avec la création de l'AMADER en mai 2003, une plus grande pénétration de l'électricité dans les zones rurales et périurbaines. Deux axes principaux structurent cette nouvelle stratégie : d'une part, l'érection du secteur privé en acteur majeur de l'électrification rurale dans le cadre d'un partenariat public/privé et, d'autre part, veiller à la clarification du rôle de tous les acteurs impliqués dans le processus (pouvoirs publics, collectivités, opérateurs privés).

Il s'agit donc pour l'AMADER d'accélérer l'usage de l'énergie moderne en zones rurales et périurbaines en vue d'améliorer la productivité des petites et moyennes entreprises, pour promouvoir la qualité et l'efficacité des centres de santé et d'éducation, et améliorer les conditions de vie.

L'action de l'Agence inclut également la gestion forestière à base communautaire en vue de réduire la pression de la consommation sur les ressources forestières tout en encourageant en même temps la substitution intercombustible et les initiatives d'économie d'énergie. Il s'agit enfin de renforcer les processus de réforme du secteur de l'énergie et institutions apparentées en vue de créer un environnement favorable à l'investissement pour une plus grande participation du secteur privé aux services d'énergie décentralisée en zones rurales et périurbaines.

Les résultats atteints

Avec la création de l'AMADER en 2003 et son opérationnalité en 2006, cette politique d'électrification rurale visait à créer 70 000 nouveaux consommateurs d'énergie moderne d'ici 2012, La fourniture de services énergétiques est effective pour 54 965 abonnés soit 78,5 % de l'objectif. Pour arriver à ces résultats, la stratégie développée se base sur les solutions techniquement, économiquement et socialement réalisables. Elle repose donc sur deux axes distincts : i) l'électrification rurale à partir du réseau interconnecté existant du pays où l'opérateur privé sera une interface entre la société Énergie du Mali (EDM sa) opérateur traditionnel du secteur de l'électricité et les consommateurs en milieu rural, ii) et le développement de l'électrification rurale décentralisée, qui peut être définie comme l'électrification rurale hors réseau d'EDM, soumise aux règles générales de service public incompatible avec la vérité des prix. Ces stratégies s'appuieront sur le principe du partenariat public-privé (PPP) avec une délivrance d'autorisation définissant les règles techniques, sociales et sécuritaires de l'électrification rurale pour la satisfaction des besoins de plus en plus pressants des populations du milieu rural. Ces autorisations sont la plupart des

cas accompagnées de subvention à partir des Fonds d'électrification rurale (FER) mis en place. Le FER est alimenté par les ressources des différentes donations et de celles de l'État.

La méthodologie de l'électrification rurale est basée sur trois approches⁴⁰ à l'issue desquelles l'autorisation est délivrée.

Les différentes approches s'inscrivent dans une démarche multitechnologies tout en favorisant l'utilisation des énergies renouvelables.

La mise en œuvre de cette nouvelle démarche dans le domaine de l'électrification rurale, bien que connaissant certaines difficultés, a permis d'atteindre les résultats appréciables. L'approche Projet à candidatures spontanées d'électrification rurale (PCASER) s'est développée avec une forte mobilisation de l'épargne privée (160 PCASER⁴¹) pour un investissement global de l'ordre de 25 milliards de francs CFA pour 72 000 clients. Les deux autres approches que sont le système de Zone d'électrification multisectorielle (ZEM) et l'Appel à proposition n'ont pas connu de début de mise en œuvre pour des raisons diverses.

Conclusion

Le cadre réglementaire et institutionnel du sous-secteur de l'électricité qui a consacré la création de nouvelles structures, notamment la Commission de régulation de l'électricité et de l'eau (CREE) et l'Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale (AMADER), et qui prône la stratégie du faire faire à travers la promotion de partenariats public-privé, est à l'origine aujourd'hui de la multiplication de projets d'électrification rurale destinés à améliorer le taux de desserte des populations rurales et périurbaines afin de lutter contre la pauvreté.

Cette amélioration du taux de desserte s'est traduite par une diminution du taux de pauvreté avec la création conséquente des activités génératrices de revenus comme le commerce mais aussi des activités de prestations de service comme la couture, la mécanique ou la forge. Sous l'angle social, ce niveau d'électrification a amélioré considérablement les conditions d'éducation, de santé et aussi d'approvisionnement en eau. Selon une évaluation confiée à un bureau d'étude, les activités de l'AMADER ont permis d'abaisser de 2 l'indice de pauvreté dans les localités électrifiées.

⁴⁰ 1 - Les appels d'offres pour la réalisation et l'exploitation des Zones d'électrification multisectorielles (ZEM) qui prend en compte un regroupement de consommateurs par zones économiques ; 2 - les appels à propositions pour les zones défavorisées avec des conditions incitatives ; 3 - les Projets à candidatures spontanées.

⁴¹ Les candidatures spontanées concernent des projets d'électrification rurale.

La démarche innovante de l'AMADER a concouru à une réduction du coût d'accès à l'énergie à partir de certaines considérations :

Sur le plan technique par :

- L'utilisation des énergies locales avec maîtrise de certains segments de la mise à disposition du service et en réduisant le coût de transport et de distribution ;
- L'innovation d'accès à des réseaux (raccordements, comptage de l'énergie, gestion, etc.) ;
- Le bénéfice de la réduction des coûts résultant des recommandations d'utilisation des énergies propres à l'échelle internationale (photovoltaïque, aérogénérateurs, etc.)

Sur le plan législatif et réglementaire par :

- La décentralisation et la réduction des coûts de transaction ;
- L'incitation des collectivités décentralisées à une gestion efficace de l'énergie et à la réduction des coûts pour des couches pauvres ;
- L'incitation spécifique des communes à l'endroit des opérateurs privés qui restent concentrés sur le marché de la capitale (aide à la création d'une masse critique de services décentralisés hors des grandes villes)

Sur le plan financier, il faut optimiser l'approvisionnement général du pays pour réduire la pression financière sur le budget. Il faut également s'assurer que les subventions conçues sous diverses formes comme les exonérations pour alléger les populations pauvres les atteignent effectivement (tarification du secteur électrique, subvention GPL ou kérosène, nouveaux équipements d'énergie domestiques, etc.)

À court terme, la dynamique dans laquelle se trouve l'AMADER avec l'accompagnement des partenaires au développement peut concourir à une atténuation conséquente de la pauvreté.

Annexes

Contribution des services énergétiques à l'atteinte des objectifs du millénaire pour le développement

La communauté mondiale a clairement reconnu l'importance cruciale des services énergétiques pour la réalisation des différents objectifs du millénaire pour le Développement (OMD).

Objectifs du Millénaire pour le Développement	Contributions des services énergétiques aux objectifs et actions associées
<p>Objectif 1 : Éradiquer la pauvreté et la faim extrêmes</p> <p><i>Cible 1 :</i> Réduire de moitié entre 1990 et 2015 la proportion de personnes vivant avec moins de \$ 1 par jour</p> <p><i>Cible 2 :</i> Réduire de moitié entre 1990 et 2015 la proportion de personnes qui souffrent de la faim</p>	<p>Augmentation et diversification des revenus des femmes grâce à une meilleure productivité dans la transformation des produits agricoles obtenus en utilisant des services énergétiques pour entreprendre des activités génératrices de revenus.</p> <p>Augmentation et diversification des revenus des hommes par les mêmes moyens et par l'amélioration de leur productivité que permet l'utilisation directe de services énergétiques fiables et abordables.</p> <p>Augmentation et diversification de la production alimentaire par de nouvelles allocations du temps et de l'énergie physique économisés par les femmes et les tâches quotidiennes de préparation des aliments.</p> <p>Augmentation des revenus permettant d'acheter de la nourriture dans les zones sujettes à des pénuries.</p>
<p>Objectif 2 : Enseignement primaire pour tous</p> <p><i>Cible 3 :</i> S'assurer que d'ici 2015, tous les enfants, garçons et filles, dans le monde entier, puissent suivre un cycle complet d'enseignement primaire</p>	<p>Amélioration de la scolarisation en substituant des services énergétiques fiables et abordables au travail des enfants.</p> <p>L'augmentation des revenus des femmes permet de faire face aux coûts de la scolarisation des enfants (interdépendance avec l'Objectif 1)</p>
<p>Objectif 3 : Promouvoir l'égalité entre les sexes et assurer la promotion des femmes</p> <p><i>Cible 4 :</i> Éliminer, de préférence d'ici 2015, les inégalités entre garçons et filles dans l'accès à l'enseignement primaire et secondaire et d'ici 2025 au plus tard pour tous les cycles d'enseignement</p>	<p>Allègement du travail, surtout celui des filles qui bénéficient directement de la mécanisation des tâches qui leur reviennent.</p> <p>Amélioration relative des résultats et de la scolarisation grâce aux économies sur le temps consacré au travail non rémunéré qui leur ouvrent la possibilité de passer à l'enseignement secondaire.</p> <p>En tant que propriétaires et gestionnaires d'entreprises basées sur des énergies modernes, les femmes gagnent en pouvoir de décision aussi bien au niveau des communautés que leurs familles.</p> <p>Plus de temps pour le repos : la récupération mentale et physique est essentielle pour pouvoir entreprendre des formations.</p>
<p>Objectif 5 : Améliorer la santé maternelle</p> <p><i>Cible 9 :</i> réduire de 75 % entre 1990 et 2015 le taux de mortalité maternelle</p>	<p>Des services énergétiques plus performants améliorent la santé des personnes et la qualité des services des dispensaires.</p> <p>Des services énergétiques plus performants allègent les corvées domestiques ou autres et contribuent à une meilleure santé.</p> <p>Les sources d'énergie modernes peuvent se substituer aux combustibles traditionnels à faible rendement issus de la biomasse dont les fumées dégagées dans les maisons sont une cause mesurable de décès prématuré.</p>
<p>Objectif 7 : Assurer durablement la protection de l'environnement</p> <p><i>Cible 10 :</i> Réduire de moitié d'ici 2015, la proportion de personnes sans accès durable à l'eau potable de bonne qualité</p>	<p>Des services énergétiques plus propres favorisent une meilleure gestion des ressources naturelles y compris de la qualité de l'eau.</p>

Une voix oubliée ? L'Afrique dans les négociations internationales sur le climat

François Gemenne

Introduction

Commençons par un apparent paradoxe : les pays africains sont très attachés au protocole de Kyoto⁴², alors que celui-ci, au fond, les concerne assez peu. Le protocole repose sur deux principes fondateurs : celui de responsabilité commune mais différenciée, et celui de capacités respectives. Le premier principe implique que l'essentiel de l'effort de lutte contre le changement climatique doit être consenti par les pays qui sont les principaux responsables du problème, tandis que le second principe suppose que cet effort doit aussi être entrepris par les pays les plus riches. Dans un cas comme dans l'autre, la lutte contre le changement climatique dans le protocole de Kyoto est avant tout l'affaire des pays industrialisés, les pays en développement n'étant que spectateurs.

Les pays en développement seront pourtant parmi les plus touchés par les impacts du changement climatique, et les pays africains seront en première ligne pour affronter ces impacts : stress hydrique, sécheresses, dégradations des sols, érosion côtière, etc. Au fil des années, l'adaptation à ces problèmes s'est imposée comme un enjeu majeur de la lutte contre le réchauffement global

⁴² Signé en 1997, le Protocole de Kyoto n'est entré en vigueur que huit ans plus tard, en 2005. Il impose aux pays industrialisés de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 5,2 % en moyenne, entre 2008 et 2012, par rapport à leurs niveaux d'émission de 1990. Il arrive à expiration à la fin de l'année 2012. Voir : http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/items/1678.php

et des négociations internationales. Le protocole est pourtant étonnamment peu disert sur la question de l'adaptation, longtemps considérée comme un pis-aller, et se concentre essentiellement sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Seuls les pays industrialisés (regroupés dans l'Annexe I du protocole de Kyoto) sont tenus de réduire leurs émissions, tandis que les pays en développement ne sont tenus à aucune obligation, hormis celle de réaliser un inventaire annuel de leurs émissions de gaz à effet de serre.

Et si ceux-ci sont à ce point attachés au protocole de Kyoto, c'est avant tout parce que c'est à ce jour le seul accord international qui reconnaît explicitement la responsabilité des pays industrialisés dans le changement climatique, et le droit des pays en développement à poursuivre leur développement – c'est-à-dire également celui d'accroître leurs émissions.

Pour autant, les pays africains en sont-ils réduits à un rôle de figuration dans les négociations internationales sur le climat, qui seraient l'affaire exclusive des pays riches ? Ce serait ignorer le poids croissant qu'a pris la question de l'adaptation depuis la signature du protocole de Kyoto.

L'adaptation comme nouvel enjeu de la lutte du changement climatique

L'injustice fondamentale du changement climatique est bien connue : les pays les plus touchés seront surtout les pays du Sud, c'est-à-dire les pays qui sont également les moins responsables du problème. Parmi eux, les pays africains ne représentent qu'un peu plus de 3 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Dès le début des négociations internationales, les pays du Sud ont mis en avant leur droit au développement, et la nécessité pour les pays industrialisés de financer des stratégies d'adaptation qui leur permettraient de faire face aux impacts du changement climatique.

L'adaptation⁴³ a pourtant été longtemps le parent pauvre des négociations, notamment parce qu'elle était perçue par beaucoup comme un aveu d'échec des efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ou un prétexte qui pourrait être utilisé par les gouvernements pour se défaire de leurs responsabilités : à quoi bon consentir aujourd'hui des efforts de réduction des émissions s'il est possible, demain, de s'adapter ?

⁴³ L'adaptation concerne l'ensemble des stratégies qui peuvent être mises en œuvre par les États et les populations pour faire face aux impacts du changement climatique : construction ou rehaussement de digues, diversification des cultures agricoles, mise en place de systèmes d'assurance, etc.

L'atténuation⁴⁴ et l'adaptation visent pourtant des objectifs très différents : on a coutume de dire que l'atténuation vise à éviter l'ingérable, tandis que l'adaptation vise à gérer l'inévitable. Et c'est bien la réalité des impacts du réchauffement global qui a imposé l'adaptation comme une nécessité, au même titre que l'atténuation. Quoique l'adaptation ait été placée sur le même pied que l'atténuation dès la conférence de New Delhi, en 2002, elle est pourtant restée longtemps superbement ignorée dans les négociations.

Les pays africains avaient pourtant mis beaucoup d'espoirs dans la conférence de Nairobi, en 2006, la première à se tenir sur le continent africain. Là encore, les engagements sur l'adaptation étaient restés insuffisants, cantonnés à un maigre fonds d'adaptation, sous-financé. La conférence de Cancún, tenue à la fin de l'année 2010, a pourtant acté la création d'un fonds vert pour le climat, qui devrait être alimenté à hauteur de 100 milliards de dollars par an d'ici 2020, et dont une partie très significative devrait être consacrée à l'adaptation.

La création de ce fonds constitue indéniablement un succès important pour l'adaptation, et donc pour les pays en développement. C'est sans doute, d'ailleurs, la première fois que la décision clé d'une conférence internationale sur le climat porte sur l'adaptation. Plusieurs raisons expliquent cette montée en puissance : la réalité et l'importance des impacts du changement climatique, bien sûr, mais aussi, et peut-être plus significativement, le blocage des négociations sur l'atténuation – l'adaptation apparaissant dès lors comme une voie de sortie par le haut.

De nombreuses questions restent néanmoins en suspens quant à la mise en œuvre de ce fonds. En particulier, de grandes incertitudes subsistent quant à la manière dont il sera alimenté, et quant à la manière dont les sommes réunies seront déboursées.

Qui va payer ?

À ce jour, aucune décision n'a encore été prise quant à l'approvisionnement du fonds. Il semblerait naturellement logique que les pays les plus pollueurs soient aussi ses principaux contributeurs, mais aucun consensus n'existe à ce jour sur cette question, au point que certains observateurs envisagent désormais que le secteur privé soit sollicité pour abonder le fonds.

Une question essentielle concerne l'additionnalité des sommes mobilisées pour ce fonds. Les pays en développement, et les pays africains en particulier, craignent beaucoup que le financement de l'adaptation ne connaisse le même destin que celui du

⁴⁴ L'atténuation désigne à la fois la réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'expansion de la capacité des puits de carbone, qui sont des écosystèmes qui absorbent des gaz à effet de serre (essentiellement les forêts et les océans).

financement du développement, émaillé de promesses non tenues et de controverses quant à son efficacité. Jusqu'ici, les sommes mobilisées pour l'adaptation ont souvent été des sommes qui avaient déjà été engagées au titre de l'aide au développement : beaucoup de pays du Sud redoutent que le financement du développement ne se transforme en financement de l'adaptation, sans que les montants ne soient significativement augmentés.

Qui va recevoir l'argent ?

Si beaucoup de discussions se focalisent aujourd'hui sur la répartition des contributions au fonds, les incertitudes qui pèsent sur la distribution de ces financements ne sont pas moins grandes. La logique, ici, voudrait que les pays les plus vulnérables soient prioritaires dans la distribution des fonds. Mais la notion de vulnérabilité reste souvent réduite à celle d'exposition aux impacts du changement climatique, alors qu'elle est infiniment plus complexe. Qui sont les pays les plus vulnérables au changement climatique ? Ceux dont la plus grande partie du territoire sera touchée ? Ceux dont les populations seront les plus affectées ? Les plus pauvres ? À ce jour, il n'existe pas d'indice de vulnérabilité qui recueille le consensus, ni de lecture unique du concept.

Par ailleurs, les critères de déboursement restent également flous : les financements seront-ils accordés sur la base de projets déposés par les pays, ou seront-ils attribués forfaitairement à chaque pays, en fonction de barèmes préétablis ? Il semble que l'approche par projets a de meilleures chances d'être retenue, mais elle privilégiera également les pays dont l'administration est la plus efficace, et qui pourront donc déposer les meilleurs projets.

Plus fondamentalement, les négociations internationales sur l'adaptation n'obéissent pas à la même logique que celles qui concernent l'atténuation. L'économie générale du changement climatique impose la coopération internationale pour que les politiques d'atténuation puissent être efficaces. L'action d'un pays, sans l'action des autres, est vaine et vouée à l'échec : la réduction des émissions de gaz à effet de serre passe nécessairement par une action collective et impose que des modes de coopération internationale soient mis en place. La logique de l'adaptation est tout autre : chaque pays peut mettre en place ses propres stratégies d'adaptation, sans qu'aucune nécessité de coopération internationale ne s'impose. Si la question de l'adaptation est discutée dans les négociations internationales, ce n'est pas pour des raisons d'efficacité économique, mais pour des raisons de justice et d'équité, pour répondre à l'injustice du changement climatique exprimée ci-dessus.

Cette question de l'équité a longtemps été ignorée dans les négociations internationales, au profit d'une logique d'efficacité⁴⁵. Elle est évidemment primordiale dans la discussion sur l'adaptation. Mais elle est également importante dans le processus de négociation, et non seulement dans l'objet de la négociation.

L'équité dans le processus de négociation

Le processus de négociation, tel qu'il a été mis place dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC), est profondément inégalitaire, au détriment de la représentation des pays les plus pauvres, et notamment des pays africains.

Cette inégalité se marque d'abord dans la langue des négociations. Les séances formelles de négociations peuvent être conduites dans chacune des langues officielles des Nations Unies. On sait pourtant que l'essentiel de la négociation ne se déroule pas lors des sessions formelles, mais dans les couloirs, en l'absence d'interprètes. Et dans les couloirs, l'anglais est la seule langue de travail. Pour beaucoup de délégations de l'Afrique francophone, ce recours exclusif à l'anglais peut constituer un handicap important. C'est là une inégalité qui est souvent ignorée, pour des raisons qui tiennent parfois au politiquement correct. Que l'on me comprenne bien : il ne s'agit pas de dire ici que les diplomates africains sont incapables de maîtriser l'anglais. Simplement, la logique de négociation est aussi déterminée par la langue dans laquelle la négociation se tient, et cette logique dessert les pays dont la langue de travail n'est pas l'anglais, ce qui est le cas de nombreux pays africains, mais aussi asiatiques et sud-américains⁴⁶.

La taille des différentes délégations est aussi profondément inégale. Ainsi, les délégations des pays industrialisés sont souvent composées de plusieurs dizaines (voire centaines, à Copenhague) de diplomates, spécialistes, experts et conseillers. Celles des pays

⁴⁵ Ainsi, les engagements pris par les différents pays industrialisés dans le cadre du protocole de Kyoto ne tiennent guère compte d'une logique d'équité: il s'agissait avant tout de voir quel pays était prêt à prendre quel engagement, de manière à arriver à un accord, quitte à ce que celui-ci soit inéquitable.

⁴⁶ Dans la mesure où les pays africains n'ont pas encore été différenciés dans la négociation (*via* des engagements spécifiques par exemple), il est difficile d'estimer si les pays africains anglophones obtiennent de meilleurs résultats que les pays africains francophones ou lusophones. On observe néanmoins, pour ce qui concerne la mise en place de projets d'adaptation, une rupture assez nette entre l'Afrique francophone et anglophone: certaines agences de coopération ne travaillent qu'en Afrique anglophone, et d'autres exclusivement en Afrique francophone. Ce constat s'explique aussi, naturellement, pour des raisons historiques, et n'est pas cantonné à la question de l'adaptation, mais il est significatif.

africains, à l'inverse, se réduisent souvent à quelques fonctionnaires, qui ne disposent parfois pas de toute l'expertise nécessaire, faute d'une délégation en nombre suffisant. De surcroît, plusieurs négociations sont conduites en parallèle, ce qui empêche parfois certains pays africains d'être présents à la table des négociations. En raison de leur faible taille, les délégations africaines disposent d'une capacité d'expertise bien moindre que celle des délégations des pays industrialisés, et doivent souvent s'en remettre à l'analyse des ONG avant d'arrêter leur position, faute de bénéficier d'une capacité d'analyse de première main⁴⁷.

Plus fondamentalement encore, se pose la question de la représentation des pays africains dans la négociation. Les pays sont en effet regroupés au sein de plusieurs groupes régionaux, plus ou moins mouvants et informels : ainsi, par exemple, les petits États insulaires sont regroupés au sein de l'AOSIS, l'*Alliance Of Small Island States*, tandis que les pays industrialisés non-membres de l'Union européenne ont formé le Groupe de l'Ombrelle⁴⁸, qui regroupe l'Australie, le Canada, les États-Unis, l'Islande, le Japon, la Nouvelle-Zélande, la Norvège, la Russie et l'Ukraine. Traditionnellement, les pays africains étaient représentés par le G-77, un groupe fondé en 1964 pour regrouper les intérêts des pays en développement, au nombre de 77 à l'époque. Le G-77 compte aujourd'hui 130 membres, dont les intérêts et stratégies ont considérablement divergé depuis 1964. Le G-77, auquel s'adjoint généralement la Chine, comprend des pays aux intérêts aussi différents que l'Inde, le Brésil, l'Arabie Saoudite, Madagascar ou le Sénégal. Dans les négociations sur le climat, trouver une position commune à ces différents pays tient souvent de la gageure, et la cohérence du groupe a souvent été ébranlée. Certains observateurs remettent d'ailleurs aujourd'hui en question l'intérêt de conserver un tel groupe, jugé parfois anachronique.

En particulier, les intérêts des pays émergents et des pays en développement sont aujourd'hui largement divergents. La conférence de Copenhague, en particulier, a marqué l'avènement

⁴⁷ Des sessions de formation à l'intention des délégués des pays en développement sont ainsi régulièrement organisées par des ONG et *think-tanks*, comme l'*International Institute for the Environment and Development* (IIED), à Londres. Par ailleurs, ECO, la publication quotidienne du *Climate Action Network* (un réseau d'ONG) pendant les sessions de négociations, constitue pour beaucoup de délégués des pays en développement une source d'informations essentielle, qui couvre notamment certaines des réunions auxquelles ils n'ont pas assisté. Des experts étrangers sont parfois enrôlés dans les délégations des pays en développement, lorsqu'ils possèdent une expertise qui n'est pas présente dans le pays : on observe ainsi la présence de véritables « mercenaires de la négociation », qui prêtent ou louent leurs services aux pays en développement.

⁴⁸ Ce nom étrange vient du fait que les pays du groupe, placés sur une carte du monde, représentent vaguement la forme d'un parapluie – *umbrella* en anglais, mot qui a ensuite été (mal) traduit en « ombrelle ».

des pays émergents en tant qu'acteurs clés des négociations, et la fracture entre pays en développement et pays émergents.

L'accord de Copenhague a été largement dicté par la Chine, l'Inde, le Brésil et l'Afrique du Sud, avec le soutien des États-Unis, et a ensuite été imposé aux autres pays⁴⁹. Les pays africains, qui ne voulaient pas de l'accord, ont été contraints de l'accepter sous la menace du chantage, les pays industrialisés menaçant de refuser l'accès au financement de l'adaptation aux pays qui refuseraient l'accord.

Cela fait longtemps que les pays africains estimaient leurs intérêts insuffisamment représentés au sein du G-77. En conséquence, ils avaient décidé de former un groupe africain à la conférence de Copenhague, afin de parler d'une seule voix. La position des pays africains a donc été arrêtée au Comité des chefs d'État africains pour le changement climatique (CAHOSCC)⁵⁰, et s'est à nouveau exprimée par la voix du groupe africain à la conférence Cancún, à la fin de l'année dernière.

Cette fracture entre pays en développement et pays émergents est lourde de conséquences, car l'engagement des pays émergents dans un effort concerté de réduction des émissions de gaz à effet de serre a souvent été utilisé comme monnaie d'échange par les pays en développement pour obtenir un financement de l'adaptation. Un des enjeux essentiels de la lutte contre le réchauffement global réside en effet, aujourd'hui, dans l'engagement des pays émergents. Leurs émissions ont en effet crû considérablement au cours des dernières années, et il sera impossible de limiter l'augmentation de la température à un niveau acceptable si elles continuent à croître au même rythme. La participation des pays émergents à un accord global sur le climat est donc une condition essentielle au succès d'un tel accord, bien que leur responsabilité historique dans le changement climatique soit presque nulle, et que leurs besoins de développement soient encore considérables. Dès lors que les pays émergents se

⁴⁹ L'accord de Copenhague a été négocié *in extremis* par la Chine, l'Inde, le Brésil, l'Afrique du Sud et les États-Unis, faute de parvenir à un consensus plus large. Il fixe le seuil maximal d'élévation de la température moyenne à 2 °C d'ici la fin du siècle, mais ne comporte aucun objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et n'impose aucune obligation. Il prévoit par ailleurs la mobilisation immédiate de 10 milliards de dollars annuels, entre 2009 et 2012, pour aider les pays en développement à réduire leurs émissions et à s'adapter aux impacts du réchauffement global. Globalement, l'accord est très favorable aux pays qui n'avaient pris aucune obligation dans le cadre du protocole de Kyoto, soit qu'ils ne l'aient pas ratifié (États-Unis), soit qu'ils y soient considérés comme pays en développement et donc dispensés d'obligations. Cet accord a été très largement considéré comme une déception, surtout en raison du fait qu'il ne contient aucune obligation de réduction des émissions de gaz à effet de serre et ne constitue pas un cadre contraignant.

⁵⁰ Le CAHOSCC a été formé pour donner plus de poids à l'Afrique dans les négociations, en lui permettant d'unifier sa position avant les grandes sessions de négociations. Il est composé de l'ensemble des chefs d'États africains.

désolidarisent des pays en développement, ces derniers perdent une précieuse monnaie d'échange dans leur négociation d'un juste financement de l'adaptation⁵¹.

Après l'échec de Copenhague, de nombreuses voix s'étaient élevées, en France et ailleurs, pour dénoncer un modèle de négociation multilatéral qui ne fonctionnait plus. Il était devenu, aux yeux de nombreux pays industrialisés, impossible de trouver un accord entre 193 pays aux intérêts profondément divergents. Le cadre des Nations Unies n'était plus approprié à une négociation aussi complexe, qui aurait été menée plus efficacement entre pays industrialisés, par exemple au sein du G-20 ou du G-8.

Une sortie des négociations du cadre multilatéral onusien aurait cependant été une catastrophe pour les pays africains, qui auraient tout simplement perdu leur siège à la table des négociations, alors qu'ils sont parmi les plus affectés par les impacts du changement climatique. Il serait sans doute plus facile – plus efficace même, peut-être – de trouver un accord entre quelques pays industrialisés. Mais un tel accord méconnaîtrait les intérêts des pays qui paieront le plus lourd tribut au changement climatique. Aussi désavantagés soient-ils dans le cadre onusien actuel, ce cadre reste le seul qui leur garantisse une représentation dans les négociations. Privilégier l'efficacité au détriment de l'équité aurait aussi sans doute condamné l'adaptation à ne bénéficier que d'un financement minimum, celui-ci étant fondé sur une logique d'équité plutôt que d'efficacité.

La conférence de Cancún a heureusement conforté les négociations dans la voie du multilatéralisme onusien, ce qui était loin d'être acquis à l'entame de la conférence, et en constitue sans doute le principal succès. Mais les pays africains, pour négocier les financements de l'adaptation, ne disposent plus d'une monnaie d'échange dans l'engagement des pays émergents, tandis que le groupe africain doit encore s'affirmer comme un acteur clé des négociations. Les divergences au sein du groupe africain restent nombreuses, et la pertinence du groupe dépendra largement de sa capacité de cohérence.

Pour conclure

La conférence de Cancún constitue un succès important pour les pays africains : la voie du multilatéralisme a été confortée, tandis que la création d'un fonds vert pour le climat, dont ils devraient compter parmi les principaux bénéficiaires, a été actée. Tout reste à

⁵¹ En effet, l'engagement des pays émergents à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre avait longtemps été conditionné à l'obtention de fonds pour l'adaptation.

faire cependant. Les négociations restent largement organisées autour des questions d'atténuation, ce qui aboutit à donner une voix prépondérante aux pays qui sont les plus grands émetteurs des gaz à effet de serre.

Paradoxalement, si l'Afrique peine à faire entendre sa voix dans les négociations, c'est surtout parce que ses émissions de gaz à effet de serre sont minimales. Là se trouve un paradoxe destructeur : faute d'être un important contributeur au réchauffement global, l'Afrique reste un acteur mineur des négociations.

L'enjeu, pour les pays africains, sera donc de placer l'adaptation au cœur des négociations – c'est alors qu'ils pourront y jouer un rôle essentiel. Là aussi, les défis seront considérables, à commencer par celui de mobiliser les financements adéquats. L'Union africaine a évalué les besoins d'adaptation de l'Afrique à 60 milliards d'euros annuels. Pour l'instant, nul ne sait comment seront financés les 100 milliards de dollars annuels du fonds Verts pour le Climat, ni comment ils seront distribués.

Et surtout, la question de l'équité devra être placée au cœur des négociations. C'est la condition nécessaire pour que l'intérêt du continent africain puisse être enfin pris en compte.