

Facteurs clés de succès des producteurs indépendants en Afrique subsaharienne

Anton Eberhard
et Katharine Nawaal Gratwick

Graduate School of Business
(Université du Cap)

2

La production privée d'électricité : le modèle ivoirien

Amidou Traoré

Société des Energies de Côte d'Ivoire

6

Une vérité qui dérange

Bertrand Heysch de la Borde
et Yasser Charafi

SFI

9

Stimuler la croissance par une production électrique économiquement viable

Mikael Karlsson

Globeleq

13

Chiffres clés

La production d'électricité en chiffres

16

Les impacts de la production indépendante d'électricité au Kenya

Jason Wendle

Dalberg

18

L'exploitation minière, un secteur clé pour la production indépendante d'électricité en Afrique

Jeannot Boussougouth

Standard Bank

22

Le développement des énergies renouvelables en Afrique : un partenariat public-privé

Grégor Quiniou, Astrid Jarrousse
et Stéphanie Mouen

PROPARCO

Agence Française de Développement

25

Les producteurs privés d'électricité : une solution pour l'Afrique ?

L'insuffisance des capacités électriques pèse sur le développement de l'Afrique subsaharienne. La production électrique indépendante est-elle la meilleure solution pour pallier cette insuffisance ?

ÉDITORIAL PAR CLAUDE PÉRIOU DIRECTEUR GÉNÉRAL DE PROPARCO

Alors que la demande d'électricité augmente fortement en Afrique subsaharienne, principalement en raison de la croissance économique et des politiques d'accès à l'électricité, les capacités de production ne croissent que très peu depuis les années 1990. Aujourd'hui encore, seulement 30 % de la population a accès à l'électricité – contre 80 % dans le monde – et l'économie de beaucoup de pays africains est fortement handicapée par la qualité et la quantité d'électricité disponible. En Tanzanie ou en Ouganda par exemple, les coupures de courant feraient perdre chaque année à l'économie entre 4 % et 6 % du produit intérieur brut.

Face à ce constat, la communauté internationale commence à se mobiliser. Grande oubliée des Objectifs du millénaire pour le développement, l'énergie est maintenant une priorité de l'ONU et de l'Union européenne à travers le programme *Sustainable Energy for All*, qui vise à accroître l'accès à l'énergie tout en augmentant la proportion d'énergie renouvelable et en améliorant l'efficacité énergétique.

Selon les estimations, ce sont près de 7 000 mégawatts qui doivent être ajoutés chaque année sur la période 2005 à 2015 pour répondre à la demande insatisfaite et renforcer les capacités de production. Cela nécessiterait un investissement annuel d'environ 40 milliards de dollars – alors qu'aujourd'hui il est estimé à seulement 4,6 milliards de dollars par an. L'investissement privé dans la production d'électricité est l'une des solutions pour accroître les ressources financières disponibles et améliorer les performances du secteur électrique. Pourtant, les producteurs indépendants ne représentent toujours qu'une infime partie des acteurs de ce secteur.

Ce numéro de la revue *Secteur Privé & Développement* interroge la pertinence et les conditions d'une intervention accrue du secteur privé dans la production électrique. Quels sont les retours d'expérience des projets indépendants de production d'électricité mis en place en Afrique ? Quels sont les principaux obstacles à leur développement ? Les projets privés vont-ils permettre de favoriser les énergies renouvelables ? Face à cet enjeu majeur qu'est le déficit électrique en Afrique subsaharienne, le développement de partenariats public-privé efficaces semble être la meilleure solution – si ce n'est la seule.

Facteurs clés de succès des producteurs indépendants en Afrique subsaharienne

Les producteurs indépendants d'électricité pourraient contribuer encore plus au développement de la capacité de production électrique en Afrique subsaharienne. Il reste néanmoins un long chemin à parcourir avant qu'ils puissent jouer un rôle majeur. L'analyse d'une trentaine de projets implantés en Afrique subsaharienne met en lumière les aspects essentiels favorisant leur développement dans cette région.

Anton Eberhard et Katharine Nawaal Gratwick

*Graduate School of Business (Université du Cap)
Consultante en énergie*

En Afrique subsaharienne, seule 30 % de la population a accès à l'électricité¹. Selon les estimations, ce sont près de 7 000 mégawatts (MW) qui doivent être ajoutés chaque année sur la période 2005 à 2015 pour répondre à la demande insatisfaite et renforcer les capacités de production. Cela implique un investissement d'environ 40 milliards de dollars par an (Eberhard *et alii*, 2011), dont 27 milliards pour l'investissement dans les actifs². Ce chiffre correspond à 6,35 % du PIB de l'Afrique. Actuellement, les dépenses d'investis-

sement concernant l'électricité sont estimées à 4,6 milliards de dollars par an, dont 50 % sont couverts par des ressources publiques. L'investissement privé doit donc se renforcer rapidement – notamment à travers des partenariats public-privé.

Au début des années 1990, les institutions de développement, qui s'étaient en grande partie retirées du financement de projets publics, incitèrent un certain nombre de pays à adopter des plans ouvrant la voie à la participation du secteur privé et à la concurrence dans les systèmes électriques. Les producteurs d'énergie indépendants sont devenus une priorité dans le cadre de la réforme globale du secteur de l'électricité. Ils représentaient la solution aux

« Les producteurs indépendants ne représentent toujours qu'une infime partie de ce secteur. »

difficultés d'approvisionnement persistantes, offraient un point de comparaison avec les opérateurs publics et contribuaient à introduire progressivement la concurrence. Depuis les années 1990, une trentaine de projets de taille moyenne à importante – supérieurs à 40 MW et connectés au réseau³ (voir Tableau 1) – ont vu le jour dans onze pays, pour une augmentation totale de la capacité d'environ 4,7 gigawatts (GW) (Eberhard, A., 2013).

Cependant, les producteurs indépendants ne représentent toujours qu'une infime partie de ce secteur. Plusieurs facteurs ont joué un rôle crucial dans la mise en place des projets existants : la manière dont la planification, la sélection des projets et la négociation des contrats s'articulent; le rôle des institutions financières de développement; les antécédents



ANTON EBERHARD ET KATHARINE NAWAAL GRATWICK

Anton Eberhard dirige le Programme de gestion de réforme et de réglementation des infrastructures à la Graduate School of Business (université du Cap). Il est membre fondateur de l'Académie des Sciences d'Afrique du Sud et siège à la Commission de planification nationale. En 2012, il a reçu le prix de la South African National Energy Association pour sa contribution exceptionnelle à l'amélioration de l'environnement énergétique en Afrique du Sud.

Après avoir été chercheuse à la Graduate School of Business du Cap, Katharine Nawaal Gratwick est aujourd'hui consultante en énergie à Houston (États-Unis). Elle est spécialisée dans les projets indépendants de production d'électricité en Afrique subsaharienne. Elle a travaillé avec plusieurs institutions multilatérales et bilatérales sur la question de l'accès à l'électricité et a collaboré avec le secteur privé sur un grand nombre de sujets.

¹ Contre la moitié en Asie du Sud et plus des quatre cinquièmes en Amérique latine.

² Le reste est consacré à l'exploitation et la maintenance.

³ Cet article traite des projets raccordés au réseau, supérieurs à 40 MW, assortis de contrats d'achat d'électricité à long terme avec le service public, dont le financement a été accepté et qui sont en construction, opérationnels, finis ou conclus à compter de la fin du second trimestre 2013.

des investisseurs en matière de développement ainsi que les outils de rehaussement de crédit. Il existe un certain nombre de succès notables, notamment au Kenya, en Afrique du Sud et potentiellement au Nigéria – des pays dont les politiques innovantes peuvent être répliquées.

CLIMAT D'INVESTISSEMENT ET RÉGLEMENTATION CLAIRE

Dans plusieurs pays d'Afrique subsaharienne, les projets de production privée d'électricité ont vu le jour dans un climat d'investissement difficile. Pour attirer les investisseurs privés, les pays ont mis en place des incitations fiscales. La convertibilité de la mon-

naie locale a été garantie pour pratiquement l'ensemble des projets. La demande de projets privés dépassant l'offre, les pays dont les profils d'investissement étaient plus avantageux ont attiré un plus grand nombre d'investisseurs et ont pu conclure des contrats à des conditions plus favorables. L'équilibre entre risque et rétribution – un facteur essentiel pour les investisseurs – passe par la garantie d'un environnement d'investissement stable et prévisible.

La définition de nouvelles politiques et d'une réglementation claire a également été un facteur clé de succès. Bien que la plupart des pays aient instauré une législation autorisant ►►

TABLEAU 1 : LES PROJETS PRIVÉS SUPÉRIEURS À 40 MW AU SECOND TRIMESTRE 2013 EN AFRIQUE

Projet	Pays	Taille en MW	Combustible/cycle	Type de contrat	Contrat (années)	Achèvement
Dibamba	Cameroun	88	Fuel lourd/Centrale de pointe	BOT	20	2009
Kribi	Cameroun	216	Gaz naturel/cycle ouvert	BOT	20	2012
CIPREL	Côte d'Ivoire	210+111	Gaz naturel/cycle ouvert	BOOT	19	1995/2009
Azito	Côte d'Ivoire	281+139	Gaz naturel/cycle ouvert	BOOT	24/20	2000/2015
Takoradi II	Ghana	220	Brut léger/cycle simple	BOOT	25	2000
Sunon Asogli	Ghana	200	Moteur à combustion	B00	20	2010
CENIT Energy Ltd*	Ghana	126	3 combustibles/cycle ouvert	-	-	2012
Westmont	Kenya	46	Kérosène/gaz	B00	7	1997
Iberafrica	Kenya	44+12+52	Fuel lourd/moteur diesel	B00	7/15/25	1997/2000/2009
OrPower4	Kenya	48+36	Géothermie	B00	20	2000/2009
Tsavo	Kenya	74	Fuel lourd/moteur diesel	B00	20	2001
Rabai	Kenya	90	Fuel lourd	BOOT	20	2009
Centrale thermique de Thika	Kenya	87	Fuel lourd/moteur diesel	B00	20	En construction
Triumph (Athi River)	Kenya	81	Fuel lourd/moteur diesel	B00	20	En construction
AES Barge	Nigeria	270	Gaz naturel/cycle ouvert	B00	13	2001
Okpai	Nigeria	450	Gaz naturel/cycle combiné	B00	20	2005
Afam VI	Nigeria	630	Gaz naturel/cycle combiné	B00	20	2008
Aba Integrated	Nigeria	141	Gaz naturel	-	-	2013
Kivuwatt	Rwanda	100	Méthane/générateur diesel	B00	25	En cours
GTI Dakar	Sénégal	52	Diesel/nafta	BOOT	15	1999
Kounoune I	Sénégal	68	Fuel lourd	B00	15	2008
IPTL	Tanzanie	100	Fuel lourd/moteur diesel	B00	20	1998
Songas	Tanzanie	189	Gaz naturel/cycle ouvert	B00	20	2004
Centrale thermique de Lomé	Togo	100	3 carburants (thermique)	BOOT	25	2010
Namanve	Ouganda	20+30	Fuel lourd	BOOT	6	2009/2012
Bujagali	Ouganda	250	Hydraulique	BOT	30	2011
Tororo**	Ouganda	50	Diesel	B00	-	2012
Itezhi Tezhi	Zambie	120	Hydraulique	BOOT	25	Attendu en 2014

BOT : Construction - Exploitation - Transfert / BOOT : Construction - Propriété - Exploitation - Transfert / B00 : Construction - Propriété - Exploitation

L'île Maurice, le Cap Vert et l'Afrique du Sud n'ont pas été inclus dans ce tableau.

*CENIT Energy, également connue précédemment sous le nom de Tema Osonor, bien qu'indépendante de VRA, est détenue à 100 % par la société ghanéenne Social Security and National Insurance Trust company. Elle n'est donc pas à proprement parler un producteur indépendant, si l'on tient compte du caractère public de son actionnaire.

**Ajout de capacité concernant Tororo en 2012 (capacité initiale de 20 MW, installée en 2009).

Source : Gratwick, K.N., Eberhard, A., 2011.

Les producteurs
privés d'électricité :
une solution
pour l'Afrique ?

►►► la production d'électricité par le secteur privé, peu en réalité sont parvenus à mettre en place un cadre clair et cohérent. Par ailleurs, les services publics en place continuent de jouer un rôle déterminant. En Afrique, le modèle de réformes standard – dégroupage de la production, du transport et de la distribution ; introduction de la concurrence et du secteur privé à tous les niveaux – n'est jamais pleinement appliqué (NU-CEA/PNUE, 2007 ; Malgas *et alii*, 2007 ; Gratwick, K.N., Eberhard, A., 2008). Néanmoins, la quasi-totalité des pays qui ont entamé des réformes ont mis en place des régulateurs indépendants, ayant pour mission de répondre aux risques auxquels les producteurs privés sont confrontés (changements arbitraires de règles, pouvoir discrétionnaire excessif en matière de prix). Les régulateurs indépendants contribuent également à la transparence globale qu'attendent les investisseurs. La présence d'un régulateur ne constitue pas en soi un facteur déterminant pour attirer les producteurs privés, mais elle contribue à préserver un équilibre satisfaisant entre toutes les parties prenantes.

ÉTABLIR UN LIEN ENTRE PLANIFICATION, SÉLECTION DES PROJETS ET NÉGOCIATION DE CONTRATS

Intimement dépendante de politiques publiques bien réfléchies, la planification du secteur de l'électricité est elle-même liée aux modalités de sélection et à la contractualisation de ces projets. Dans l'idéal, la planification doit permettre de définir une norme de sécurité énergétique, de réaliser des prévisions détaillées de l'offre et de la demande, d'élaborer un plan à moindre coût, de clarifier la répartition de la production entre secteur privé et public, d'organiser les processus d'appels d'offre pour les nouvelles installations. Confier à une seule agence la planification et les passations de marché est un des aspects les plus importants d'une planification cohérente (voir encadré) (Malgas, I., Eberhard, A., 2011.). Trop souvent, malheureusement, la planification ne se traduit pas par la mise en place en temps utile de processus d'appels d'offres pour les nouvelles centrales. La capacité de négociation avec les soumissionnaires retenus ou à conclure des contrats durables est, par ailleurs, souvent assez faible. Des conseillers externes sont parfois nommés, mais ils n'interviennent souvent que ponctuellement. Les marchés de l'électricité hybrides, composés d'acteurs privés et publics, posent de nouveaux défis. Les politiques publiques, les modalités de gouvernance, le fonctionnement institutionnel doivent être clairement définis pour que les responsabilités soient précisément attribuées – qu'il s'agisse

de la planification, de la passation des marchés ou de la négociation de contrats d'une nouvelle centrale.

Il est également impératif d'établir des liens efficaces entre ces trois fonctions. Dans certains pays, le manque de fiabilité des prévisions de l'offre et de la demande – accentué par des sécheresses prolongées – a conduit à la construction, dans l'urgence, de centrales privées, ce qui a un coût. Bien qu'il soit facile, rétrospectivement, d'accuser les décideurs d'avoir agi imprudemment, la multiplication des délestages et des coupures de courant ne laissait guère d'autres choix (Eberhard *et al.*, 2011)⁴. Toutefois, une amélioration de l'organisation et une planification en amont auraient pu limiter ce type de situation.

APPROVISIONNEMENT EN COMBUSTIBLE ET CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

La disponibilité en combustible à un tarif compétitif constitue un facteur déterminant dans la manière dont les producteurs indépendants sont perçus. Le combustible est généralement un coût transféré à l'acheteur public, et dans de nombreux cas, au consommateur final. Les producteurs privés ont contribué à la diversification énergétique de certains pays. Cependant, comparés à ceux des centrales publiques (souvent des centrales hydrauliques déjà amorties), leurs coûts apparaissent plus élevés – en partie du fait du coût du combustible. Aux yeux des consommateurs, donc, les producteurs indépendants « tirent les prix vers le haut », ce qui rend l'appui du public bien difficile à obtenir. Par contre, lorsque les producteurs privés disposent d'un combustible bon marché, leurs chances de réussite augmentent. Les conditions du rachat de l'électricité sont également décisives. Tous les projets évalués faisaient état de contrats d'achat d'électricité avec la société nationale d'électricité – ce qui garantit la régularité des revenus pour les prêteurs et les investisseurs. Le contrat d'achat d'électricité joue un rôle central⁵. Dans certains cas, il a été au centre des discussions lorsque les parties estimaient que les accords étaient déséquilibrés.

« Lorsque les producteurs privés disposent d'un combustible bon marché, leurs chances de réussite augmentent. »

⁴ Le coût de l'approvisionnement d'urgence reste inférieur aux coûts engendrés par l'absence d'électricité. La valeur de l'énergie non fournie et des coupures de courant dans les pays d'Afrique subsaharienne est estimée en moyenne à 2,1 % du PIB.

⁵ En plus d'indiquer qui achète l'électricité, les contrats d'achat d'électricité précisent la capacité de production disponible ainsi que le tarif. Figurent également clairement dans ces contrats : la mise en service des centrales, le dosage du combustible, l'interconnexion, l'assurance, la clause de force majeure, le transfert, la résiliation, le changement de dispositions légales, les modalités de refinancement et la résolution de conflits. Les dispositions de limitation des risques incluses dans les contrats d'achat d'électricité prévoient des sanctions en cas d'interruption de la production des centrales et des sanctions plus sévères en cas d'échec des centrales, ainsi que des dispositions de rachat de l'actif.

UNE ORIGINE COMMUNE DE LA DETTE ET DES FONDS PROPRES

Les entreprises étrangères dominent la production privée d'électricité en Afrique subsaharienne. Cela n'a rien d'étonnant, compte tenu de la limitation des capitaux disponibles localement. Cependant, l'expérience du producteur indépendant dans le pays d'investissement et les antécédents de l'investisseur en matière de développement semblent plus révélateurs que leurs nationalités. Ainsi, Globeleq, IPS et Aldwych International sont tous issus, à l'origine, d'organismes fortement impliqués dans le développement social et économique. Globeleq reste détenu à 100 % par Actis, qui est une émanation du programme du Département britannique du développement international (DFID) assurant la promotion du secteur privé. IPS est la branche opérationnelle du Fonds Aga Khan pour le développement économique (AKFED), qui investit uniquement dans des projets à fort impact développemental. Enfin, Aldwych International est une initiative de la banque de développement néerlandaise FMO. Les projets mis en œuvre par ces sociétés doivent avoir un sens d'un point de vue commercial, mais ils doivent également jouer un rôle en termes de développement. Pratiquement aucun des projets financés par ce type de sociétés n'a fait l'objet de modifications de leurs conditions contractuelles ; sans doute les partenaires locaux considèrent-ils ces accords comme plus équilibrés.

Le financement de la dette – qui représente souvent plus de 70 % des coûts totaux – constitue également un facteur déterminant dans la réussite des projets. En Afrique, les clés de ces financements reposent sur l'engagement des institutions financières de développement (IFD), les outils de rehaussement de crédit et une certaine souplesse dans les conditions générales pour permettre un refinancement. La prime de risque exigée par les financeurs ou plafonnée par l'acheteur doit correspondre aux risques réels associés au pays et au projet, sans être majorée. Il est important de parvenir à un équilibre global entre la réussite de l'investissement et les objectifs de développement. Les financements par les IFD sont longs à finaliser mais ils présentent de réels avantages. Cet appui permet de résister plus efficacement aux velléités de renégociation en cas de difficultés dues à des facteurs externes. Ce fut le cas au Kenya, par exemple, où les producteurs ont été soumis à des pressions pour baisser les prix du fait de la sécheresse. Le principal inconvénient de ces

financements étrangers tient au fait qu'ils sont généralement libellés en devises fortes, ce qui impose d'établir les contrats d'achat d'électricité dans la même devise. Cela a un impact négatif sur les tarifs en cas de dévaluation des monnaies locales.

REHAUSSEMENTS DE CRÉDIT ET GARANTIES

Le risque de crédit sous-jacent lié aux projets est largement couvert par une série de rehaussements de crédit tels que les comptes bloqués, les lettres de confort des États, les garanties de risque partielles ou souveraines, l'assurance du risque politique, etc. Le soutien des pouvoirs publics continue d'être considéré par les institutions de développement et les investisseurs comme le plus important (Banque mondiale, 2010). Le niveau de ce soutien n'a que très peu évolué, tous les producteurs privés bénéficiant d'un contrat d'achat d'électricité et le risque de crédit étant en grande partie supporté par une garantie gouvernementale. Il est important de chercher à combler l'écart entre la perception du risque par les investisseurs d'une part et celle des gouvernements des pays d'accueil d'autre part – sans quoi, la révision des contrats constatée sur certains projets pourrait bien se poursuivre. Le moyen d'y parvenir ne peut pas uniquement résider dans la mise en place de nouvelles protections, mais plutôt dans la mise en œuvre systématique des nombreux éléments qui contribuent à la réussite de ces projets. ●

ENCADRÉ : PLANIFICATION, SÉLECTION DES PROJETS ET NÉGOCIATION DE CONTRATS AU KENYA

La législation sur l'électricité kenyane attribue la responsabilité de la planification électrique à l'Energy Regulatory Commission (ERC). Consciente du fait qu'elle ne dispose ni de la capacité en interne, ni des ressources, ni des outils de planification nécessaires pour élaborer des plans détaillés et actualisés, l'ERC convoque et dirige un comité de planification composé des ministères concernés et d'entreprises publiques. Avec l'assistance de la Banque mondiale, la Kenya Power and Light Company (KPLC) a aidé ce comité à élaborer des plans à moindre coût. En 1997, KPLC a abandonné la production, aujourd'hui assurée par KenGen. Elle bénéficie donc d'une position neutre entre le service public, KenGen et les producteurs indépendants. Le ministère de l'Énergie attribue les projets de constructions nouvelles à KenGen ou, par le biais d'un processus d'appel d'offres, à des producteurs privés. KPLC est également chargé de la sélection des projets privés et de la négociation des contrats avec les producteurs indépendants. Les documents de soumission et les contrats d'achat d'électricité ont en grande partie été standardisés. Les sponsors de projets privés ont désormais une vision plus claire du mode de fonctionnement du processus de sélection de nouvelles centrales au Kenya.

RÉFÉRENCES / Banque mondiale, 2010. Communication personnelle du 17 mai, objet : *credit enhancements and security arrangements*. // Eberhard, A., 2013. *Feed-In Tariffs or Auctions, Procuring Renewable Energy Supply in South Africa, Viewpoint*, Banque mondiale, Washington, D.C. // Eberhard, A., Rosnes, O., Shkaratan, M., Vennemo, H., 2011. *Africa's Power Infrastructure: Investment, Integration, Efficiency*, Banque mondiale, Washington D.C. // Gratiwick, K.N., Eberhard, A., 2008. *Demise of the standard model for power sector reform and the emergence of hybrid power markets*, Energy Policy 36. // Gratiwick, K.N., Eberhard, A., 2011. *When the Power Comes, An analysis of IPPs in Africa*, Octobre 2011 et mis à jour en juillet 2013. // Malgas, I., Gratiwick, K.N., Eberhard, A., 2007. *Moroccan Independent Power Producers: African Pioneers*, Journal of North African Studies 13 (1). // Malgas, I., Eberhard, A., 2011. *Hybrid Power Markets in Africa: Generation Planning, Procurement and Contracting Challenges*, Energy Policy 39, forthcoming. // NU-CEA/PNU, 2007. *Making Africa's power sector sustainable. An analysis of power sector reform in Africa*, Addis Abeba, Ethiopie, Septembre.

La production privée d'électricité : le modèle ivoirien

La Côte d'Ivoire a été l'un des premiers pays, en Afrique subsaharienne, à privatiser son secteur électrique. Les producteurs indépendants occupent une place importante dans la production électrique du pays. Le pays veut aujourd'hui privilégier les projets hydrauliques pour équilibrer le mix énergétique. Mais, alors que la demande croît, le secteur présente toujours un fort potentiel pour les opérateurs privés.

Amidou Traoré

Directeur général, Société des Energies de Côte d'Ivoire

La Côte d'Ivoire est le premier État en Afrique subsaharienne à avoir eu recours au secteur privé pour accroître ses capacités de production électrique. La première phase de la restructuration du secteur intervient dans les années 1990 ; en plus de la libéralisation de la production de l'électricité qui a toujours existé, l'État signe avec la Compagnie Ivoirienne de l'Électricité (CIE) une convention de concession du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire dans lequel il lui confie la production, le transport et la distribution de l'électricité. Une deuxième phase de restructuration débute en 1998 – visant essentiellement à améliorer la rentabilité du secteur. Une dernière réforme opérée en 2011, a consacré la création de la Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES), société publique en charge de la planification et des investissements dans le secteur de l'électricité (voir encadré).

L'implication du privé dans le secteur électrique en Côte d'Ivoire ne concerne pas le seul domaine de la production. L'État a mis en place un modèle inédit, basé sur cette concession à une société privée (CIE) de l'exploitation de l'ensemble du secteur. Depuis 1998, ce modèle établit un système de paiements « en cascade » pour tous les producteurs – source de confort important pour les producteurs privés. Ce

modèle a permis d'assurer la pérennité de la production privée et étatique même pendant la crise politique de 2010-2011.

Lors de l'inauguration de la centrale thermique d'Aggreko en juillet 2013, le Premier Ministre Ivoirien indiquait que son pays avait pour objectif de doubler à l'horizon 2020 la capacité de production nationale. Cette montée en puissance imposante répond à une demande croissante et ne peut se faire sans une implication du secteur privé.

LA PART CROISSANTE DU PRIVÉ DANS LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE

Les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont conforté la Côte d'Ivoire dans son choix de privilégier la production hydroélectrique. L'Énergie Électrique de la Côte d'Ivoire (EECI), société nationale en charge des investissements et de l'exploitation, a ainsi pu satisfaire à moindre coût, en année de bonne hydraulité, plus de 80 % de la demande nationale d'énergie électrique. Les barrages de Kossou (174 mégawatts - MW), Taabo (210 MW), Buyo (165 MW) ont été mis en service respectivement en 1972, 1979 et 1980. Mais la sécheresse de 1983-1984 a poussé la Côte d'Ivoire à rééquilibrer son mix énergétique. Ainsi, l'EECI met en service dans l'urgence une centrale à turbines à gaz de 100 MW à Vridi. L'augmentation des coûts de production résultant de cette décision entraîne un déficit de trésorerie que l'EECI a trainé jusqu'en 1990. À cette date, la Côte d'Ivoire décide de privatiser le secteur de l'électricité et crée la CIE. L'État concède à cette nouvelle structure le service public national de production, de transport, de distribution, d'exportation et d'importation de l'énergie électrique – avec pour objectif d'assurer le redressement financier du secteur. L'EECI reste en charge de la planification et de la maîtrise d'œuvre des investissements. En 1994, la demande en énergie électrique

« Le pays a pour objectif de doubler à l'horizon 2020 la capacité de production nationale. »



AMIDOU TRAORÉ

Amidou Traoré est directeur général de la Société des énergies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES), compagnie d'État en charge de la planification et de la mise en œuvre des projets d'investissements dans le secteur de l'électricité. Depuis 27 ans, il a exercé plusieurs fonctions, tant au niveau de l'exploitation que de la mise en œuvre de projets de développement : gestion d'aménagements hydroélectriques, de réseaux de transport et de distribution, etc.

croît de façon importante, du fait de la relance économique qui fait suite à la dévaluation du franc CFA. Ainsi, le risque de délestage et le manque de moyens de l'État poussent la Côte d'Ivoire à se tourner vers des producteurs indépendants d'électricité pour renforcer les capacités du pays. Le 20 juillet 1994, une convention est signée avec la Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité (CIPREL) pour la construction, l'exploitation et le transfert de propriété d'une centrale thermique de 200 MW. En septembre 1997, un contrat est passé avec Azito Énergie pour le développement d'une centrale électrique au gaz naturel de 300 MW à Azito. Ces accords ont donné lieu à plusieurs extensions, en 1997, 2010 et 2012 pour CIPREL et en 1999, 2000 et 2013 pour Azito.

Le recours aux producteurs indépendants, essentiellement au niveau de la production thermique, a donc permis à la Côte d'Ivoire de disposer de l'énergie électrique nécessaire pour faire face à l'accroissement de la demande nationale. En plus de répondre rapidement à la demande, la production indépendante permet au pays de se positionner comme exportateur net d'électricité dans la sous-région (Burkina Faso, Ghana, Bénin, Togo, Mali). Ce positionnement est renforcé par le développement des producteurs indépendants d'électricité avec une disponibilité et une fiabilité accrues. Le secteur électrique ivoirien est ainsi l'un des plus performants de la sous-région. Les chiffres de 2012 indiquent une production totale brute de 6 949 gigawatt-heure (GWh), une quantité

d'énergie exportée de 610 GWh et une pointe de 1 006 MW sur le réseau interconnecté. Le taux de couverture nationale (nombre de localités électrifiées rapporté au nombre total de localités) est de 34 % et le taux d'accès (population vivant dans les localités électrifiées rapportée à la population totale) est de 74 %.

FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS ET LIMITES DU MODÈLE

Le recours au secteur privé dans la production d'électricité en Côte d'Ivoire est donc globalement positif. Quelques facteurs clés de succès peuvent être tirés de cette expérience. Tout d'abord, il faut noter que le règlement des factures des producteurs indépendants est sécurisé par un décret qui régit l'affectation des ressources du secteur ivoirien de l'électricité – le paiement des producteurs indépendants étant placé en priorité dans la gestion des flux financiers, les fonds étant collectés par le concessionnaire. Ce dispositif a fonctionné même en situation de crise : les producteurs privés ont continué à fournir la puissance et l'énergie nécessaires à couvrir la demande.

Par ailleurs, l'achat de l'énergie produite est garanti par des contrats de type *Take or Pay*¹, qui assurent au producteur privé des recettes suffisantes pour rentabiliser le projet selon le business plan réalisé dans le cadre de l'étude de faisabilité. Enfin, les producteurs indépendants bénéficient de conditions fiscales attractives, qui prennent la forme d'une exonération d'impôt sur le bénéfice commercial pendant quelques années – ainsi que diverses facilités douanières.

Ce modèle, néanmoins, comprend quelques limites. L'obligation du type *Take or Pay*, comprise dans les contrats, induit une rigidité dans la gestion du parc de production. En effet, l'énergie produite par les producteurs indépendants doit être achetée en priorité, ce qui peut s'avérer contraignant dans le cadre d'une programmation optimale de la production des ouvrages. Un parc uniquement constitué de producteurs indépendants avec une obligation de *Take or Pay* n'est pas envisageable dans la mesure où tout le système de production serait bridé.

Afin de réduire leurs risques financiers, opérationnels et commerciaux, une forte implication de l'État est requise par les producteurs indépendants et leurs bailleurs de fonds. Elle se traduit entre autres, par des lettres de confort et des garanties. Par ailleurs, des investissements directs ►►

« Le secteur électrique ivoirien est ainsi l'un des plus performants de la sous-région. »

ENCADRÉ : ORGANISATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE IVOIRIEN

La Société Énergie Électrique de Côte d'Ivoire (EECI), créée en 1952, est historiquement en charge de la mise en œuvre de la politique du gouvernement en matière d'électricité et de l'eau. La loi du 29 juillet 1985 organise la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique et ouvre aux opérateurs privés le segment de la production en Côte d'Ivoire – en l'étendant à toutes les sources d'énergie autorisées.

Aujourd'hui, les structures étatiques comprennent la Société des Énergies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) en charge de la gestion du patrimoine du secteur électrique, de la planification et de la maîtrise d'œuvre des investissements, et l'Autorité nationale de régulation du secteur de l'électricité (ANARE). La Compagnie ivoirienne d'électricité (CIE), en charge de l'exploitation du secteur électrique, est une structure privée – comme le sont les producteurs indépendants CIPREL, Azito, Aggreko et des producteurs de gaz naturel (AFREN, Foxtrot, Canadian Natural Resources).

¹ *Take or pay* : Clause d'un contrat de fourniture d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition de l'électricité auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Les producteurs privés d'électricité : une solution pour l'Afrique ?

►►► de l'État en infrastructures de transmission et de distribution sont nécessaires. En outre, il faut noter les durées relativement longues des phases d'instruction et de sécurisation des financements des projets privés – qui s'étendent sur plusieurs mois en raison des exigences juridiques des bailleurs de fonds.

Il convient également de signaler les expériences malheureuses de conventions signées avec des promoteurs privés (2 cas), qui se sont parfois trouvées dans l'incapacité de sécuriser

« L'État s'est également engagé à rétablir l'équilibre financier du secteur électrique en Côte d'Ivoire. »

un contrat de construction ou le financement du projet. Ces conventions ont par conséquent toutes été résiliées. Ainsi, les facteurs clés du succès de la production

privée d'électricité sont principalement le cadre institutionnel, la volonté des acteurs publics, le choix d'opérateurs de référence et la viabilité des projets.

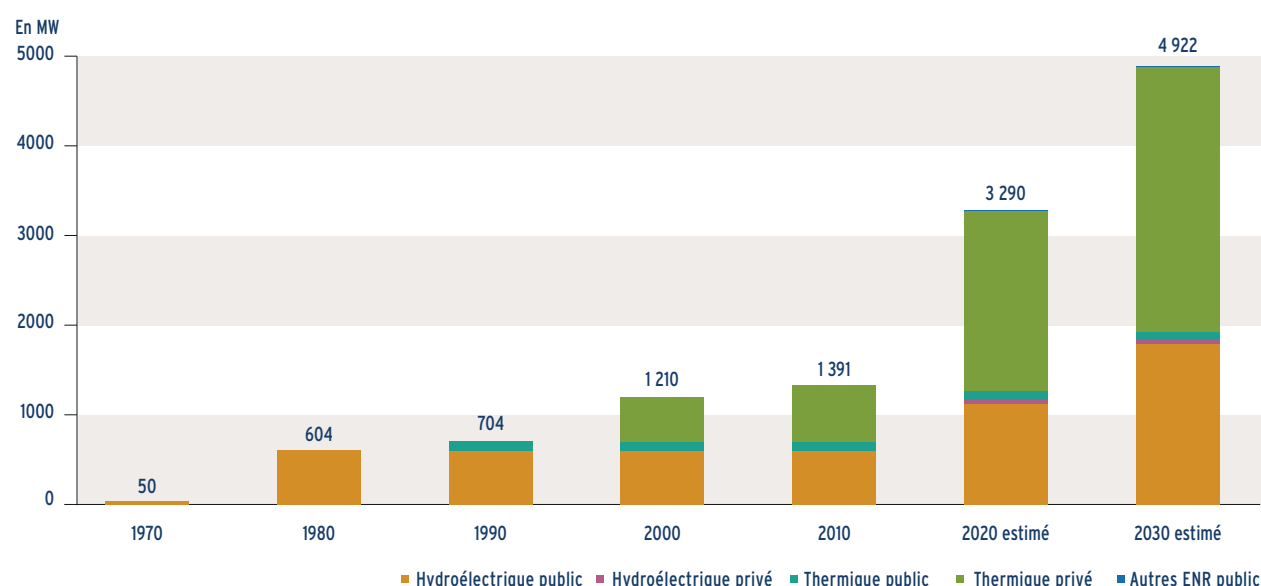
UN SECTEUR À FORT POTENTIEL

La puissance installée de la Côte d'Ivoire – de 1 421 MW au 1^{er} janvier 2013 – passera à 1 632 MW en fin d'année 2013 avec la mise en service de la centrale d'Aggreko (100 MW) et de la première phase du projet CIPREL 4 (111 MW). L'objectif de la Côte d'Ivoire est de doubler sa puissance installée à l'horizon 2020 (Figure 1). Dans la planification des ouvrages à moyen et long terme, la priorité est donnée désormais aux ouvrages hydrauliques, qui en plus d'être une énergie renouvelable, présente des coûts de production plus bas. Pour

développer ce type de grands projets, l'État veut poursuivre les mécanismes de financement basés sur les partenariats public-privé. Dans ce contexte, l'État s'est également engagé à rétablir l'équilibre financier du secteur électrique en Côte d'Ivoire et à renforcer ses capacités d'investissement. Cette volonté de l'État est traduite dans le Plan d'Actions Stratégiques élaboré par le Ministre du Pétrole et de l'Energie de la Côte d'Ivoire.

Le recours aux producteurs indépendants permet de faire face à une croissance de la demande. Sur plus de 1 500 MW de nouveaux projets que la Côte d'Ivoire envisage de mettre en service d'ici 2020, les centrales thermiques et hydrauliques développées par des promoteurs privés représentent environ 85%. Par ailleurs, la volonté de l'État de disposer d'un mix énergétique équilibré devrait favoriser la production privée hydroélectrique et celle des énergies nouvelles et renouvelables. Le nouveau Plan Directeur de Production 2013-2030 en cours de réalisation explorera toutes les sources de production potentielles en Côte d'Ivoire. De plus, le nouveau code de l'électricité, en cours d'adoption, traduit la volonté de l'ouverture au privé en définissant le nouveau cadre réglementaire du secteur pour les investissements futurs. Enfin, les besoins en énergie induits par de gros projets (industries extractives par exemple) vont également augmenter. Il y a donc un fort potentiel pour la production privée d'électricité en Côte d'Ivoire. ●

FIGURE 1 : ÉVOLUTION DES CAPACITÉS DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE EN CÔTE D'IVOIRE



Source : CI-ENERGIES, 2013

Une vérité qui dérange

Les défaillances de son secteur électrique pénalisent l'Afrique subsaharienne. Si le secteur privé est le mieux positionné pour accroître les capacités de production, il reste confronté à de nombreux obstacles. Les États africains peuvent agir pour créer un climat plus favorable à ces investissements. L'une des principales mesures à prendre consiste à renforcer leur secteur électrique. Facturer le prix réel de l'électricité constitue la première étape vers cet objectif.

Bertrand Heysch de la Borde et Yasser Charafi

Directeur, Infrastructures Afrique, Société financière internationale¹, Dakar
Chargé d'affaires, Infrastructures Afrique, Société financière internationale¹, Dakar

L'accès à l'électricité est un des facteurs de progrès et de développement économique parmi les plus importants. Pour les 80 % de la population mondiale qui ont accès à l'électricité, il n'y a aujourd'hui plus aucune magie à éclairer sa maison en appuyant sur un simple interrupteur. Mais pour plus de 69 % des habitants d'Afrique subsaharienne – soit quelque 585 millions de personnes (IEA, 2011) –, l'accès à l'électricité demeure un rêve lointain. La capacité totale installée de l'Afrique subsaharienne hors

Afrique du Sud n'est que de 28 gigawatts (GW) – soit celle des Pays-Bas, un pays qui ne compte que 17 millions d'habitants (Foster, V., Briceño-Garmendia, C. 2010).

Cette réalité préoccupe énormément les acteurs du développement car le défi à relever, en effet, peut paraître insurmontable. En Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud), la consommation annuelle d'électricité par habitant se situe autour de 200 kilowattheures (kWh). Pour atteindre le niveau de consommation des pays à revenus moyens de la tranche inférieure – qui se situe en moyenne autour de 700 kWh par an –, il faudrait augmenter d'au moins 125 GW la capacité de production et développer les réseaux de transport et de distribution nécessaires.

Ce scénario, pour se réaliser, nécessiterait 400 milliards de dollars – soit 40 milliards de dollars d'investissement par an sur dix ans. Cette somme représente de 7,5 % à 10 % du PIB du continent ; un tel investissement semble bien peu probable.

Les subventions et les prêts des institutions de développement ne suffiront pas non plus : le total de l'aide publique au développement (APD) dont bénéficie l'Afrique dans le secteur des infrastructures s'élève à 3,5 milliards de dollars par an environ (Foster, V., Briceño-Garmendia, C. 2010), tandis que les banques de développement et les institutions comparables fournissent près de 30 milliards de dollars supplémentaires par an² sous forme de prêts. Même dans l'éventualité très peu probable où un tiers de ces fonds (évalués globalement à 35 milliards de dollars) seraient affectés au développement de l'énergie électrique, ces quelque 10 à 15 milliards ne représenteraient à leur tour qu'un tiers des besoins.

« Pour plus de 69 % des citoyens de l'Afrique subsaharienne [...], l'accès à l'électricité demeure un rêve lointain. »



BERTRAND HEYSCH DE LA BORDE ET YASSER CHARAFI

Fort de plus de 20 ans d'expérience, **Bertrand Heysch de la Borde** dirige les opérations liées aux infrastructures en Afrique subsaharienne pour la Société financière internationale (SFI), appuyé par une équipe de 40 professionnels de l'investissement. Après avoir débuté sa carrière au sein du groupe Agence française de développement, il devient responsable du financement des projets d'infrastructures à la Société générale. Il rejoint la SFI en 2007.

Diplômé de la Harvard University Kennedy School of Government, **Yasser Charafi** est chargé d'affaires au sein de l'équipe Infrastructures de la SFI pour l'Afrique basée à Dakar. Spécialisé dans les infrastructures de transport (comme les ports, aéroports et routes à péage) ainsi que dans les projets d'énergie thermique et renouvelable, il est plus particulièrement responsable des investissements sous forme de « financement de projet » dans ces secteurs.

¹ Les avis et les opinions exprimés dans le présent article ne représentent pas nécessairement ceux de la SFI ou de son conseil d'administration, ni ceux de la Banque mondiale, de ses administrateurs ou des pays qu'ils représentent. Ils ne peuvent donc leur être attribués.

² Estimation des auteurs (comprend les banques de développement et les principales banques Exim).

Les producteurs
privés d'électricité :
une solution
pour l'Afrique ?

►►► LE PRIVÉ : UNE SOURCE DE FINANCEMENT À DÉVELOPPER

D'où peuvent donc venir les investissements nécessaires au développement du secteur électrique ? Du secteur privé, naturellement. En 2012, les 20 principales banques commerciales ont accordé des prêts d'un montant de 21,5 milliards de dollars pour financer des projets dans le monde entier. Avant la crise, cette enveloppe s'élevait même à 45,5 milliards de dollars. Du côté des institutions financières internationales (IFI), rien que pour l'année écoulée, la Société financière internationale (SFI), qui soutient le secteur privé, a débloqué environ 1,5 milliard de dollars pour le financement de projets de développement du secteur électrique en Afrique subsaharienne, catalysant au total plus de trois milliards de dollars d'investissements, majoritairement en cofinancement avec Proparco, un de ses principaux partenaires.

Le rôle des capitaux privés est donc essentiel. Ils pourraient davantage bénéficier aux producteurs d'électricité indépendants, généralement plus performants.

En moyenne, les centrales thermiques gé-

« Les producteurs
privés fournissent [...] de l'électricité à un
tarif satisfaisant. »

rées par les services publics en Afrique excèdent rarement une disponibilité de 65 %³ tandis que les producteurs indépendants dépassent souvent 90 % :

motivés par les perspectives de gain, ils se concentrent sur la performance opérationnelle. Ils permettent également aux États d'économiser d'importants coûts initiaux, ce qui permet de déployer de précieuses ressources dans d'autres secteurs – le prix d'une centrale au mazout lourd de 100 MW équivaut à celui de 50 centres médicaux bien équipés.

Les producteurs privés fournissent également de l'électricité à un tarif satisfaisant – le coût moyen est inférieur à 0,05 dollar par kWh⁴ pour les centrales thermiques à l'exception de celles fonctionnant au fioul – et déchargent les gouvernements des risques liés à la construction et au financement. Cependant, au cours des trois dernières années, seule une dizaine de projets privés ont vu le jour en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud). Neuf pays seulement sur 48 ont eu recours à des producteurs indépendants.

QUELS FREINS À CET INVESTISSEMENT PRIVÉ ?

L'investissement privé et le développement des producteurs indépendants sont souvent freinés par l'attitude des autorités publiques. Elles semblent en effet parfois réticentes à accepter l'impact transformationnel de l'investissement privé dans la production électrique. Certains pays continuent de penser que la production d'électricité est un secteur stratégique qui doit rester aux mains de l'État. D'autres ont une perception négative du secteur privé, du fait d'expériences passées. Parfois encore, le maintien du contrôle de l'État sur ce secteur est vu comme un moyen de reporter des réformes douloureuses. Les gouvernements sont aussi tentés par des prêts concessionnels, des subventions ou les prêts attractifs des agences de crédit à l'exportation. Enfin, ils sont parfois persuadés que les producteurs indépendants pourraient, comparativement, augmenter les coûts.

Par ailleurs, les autorités publiques n'assurent pas toujours correctement le recouvrement des coûts et la pérennité financière de leur secteur électrique. Les États peinent souvent à considérer l'électricité comme une simple marchandise et refusent de la faire payer à son véritable coût. L'investissement nécessaire à la construction d'une centrale électrique est globalement le même à l'échelle mondiale, voire souvent plus cher en Afrique du fait des coûts de transport du matériel et de l'absence d'économies d'échelle. Les coûts variables (principalement le coût du combustible), eux, dépendent de la dotation en ressources naturelles et de leur disponibilité dans le pays. Compte tenu de ces éléments, le coût de production d'un kilowattheure d'électricité en Afrique est au moins aussi élevé que dans les pays plus riches.

Enfin, il va sans dire que la bonne gouvernance au sein des institutions publiques constitue une condition préalable au succès des producteurs indépendants. D'une façon générale, les investisseurs sont attachés à la visibilité et aux règles claires. Le secteur de l'électricité est un secteur d'activité complexe – qui allie des aspects financiers, économiques et sociaux –, pour lequel une gestion compétente constitue un élément essentiel pour attirer les investisseurs privés.

LA NÉCESSITÉ D'UNE TARIFICATION ADAPTÉE AUX REVENUS

En Afrique, les gouvernements gèrent la problématique de l'accessibilité à l'électricité en fixant des tarifs bas. Dans de nombreux pays, le secteur de l'électricité est, de ce fait, rapidement devenu financièrement non viable et dépendant des subventions publiques.

³ Estimation des auteurs (données propriétaires). Le terme « disponibilité » désigne la proportion de temps pendant laquelle une centrale électrique est potentiellement capable de générer de l'électricité.

⁴ Échantillonnage de projets extrait des données des auteurs

Un rapport publié récemment par le Fonds monétaire international indique que les tarifs de l'électricité en Afrique subsaharienne ne permettent le recouvrement que d'environ 70 % des coûts (FMI, 2013). Les subventions accordées au secteur de l'électricité représentent en moyenne 2 % du PIB et 9 %⁵ du total des recettes publiques. En comparaison, les dépenses de santé et d'éducation dans cette région du monde représentent au total 8 % du PIB. De plus, ces subventions sont inévitables et socialement dégressives : elles avantagent en très grande majorité les plus riches. La tranche des 20 % les plus pauvres ne reçoit généralement que 9 % du total des subventions destinées au secteur de l'électricité (FMI, 2013). Enfin, elles détournent des ressources budgétaires rares qui pourraient être consacrées à des dépenses en faveur des plus pauvres.

Bien que légitime, la priorité accordée au caractère abordable du prix fait trop souvent l'objet d'une approche restrictive et l'attribution de subventions aussi importantes au secteur de l'énergie est contestable. Lorsque les utilisateurs finaux ne disposent pas d'électricité, ils ont recours à des solutions de remplacement beaucoup plus onéreuses comme le pétrole lampant pour l'éclairage, qui se situe à près de 0,75 dollar par kWh⁶. Le manque d'électricité a également un impact indéniable sur l'économie. Les entreprises qui peuvent se le permettre disposent de générateurs – produisant ainsi en général de l'électricité à un coût supérieur à 0,50 dollar par kWh. Enfin, le prix au kilowattheure ne constitue pas une donnée aussi pertinente que beaucoup semble le croire. S'il est vrai qu'un kilowattheure à 0,20 dollar peut sembler élevé pour le citoyen africain moyen, seule la part totale du revenu consacrée à l'électricité compte réellement. Le citoyen moyen de l'OCDE consomme environ 20 fois plus d'électricité que son homologue africain, tout en ayant un revenu 20 fois supérieur. Les deux consacrent donc à peu près la même proportion de leurs revenus à l'électricité.

⁵ Calculs effectués par les auteurs

⁶ Estimation réalisée par les auteurs sur la base d'un litre de pétrole lampant à 0,50 dollar, 10 kWh/litre de pétrole lampant ayant une teneur calorifique et une efficacité énergétique d'environ 0,1 lumen/watt.

REPÈRES

Émanation de la Banque mondiale, la **Société financière internationale (SFI)** est un des plus importants financeurs du secteur de l'énergie en Afrique. En 2012, elle a consacré environ 1,5 milliards de dollars au secteur et a catalysé quelques trois milliards de dollars d'investissements privés. La SFI investit en dette ou en fonds-propres dans le transport, la production ou la distribution d'électricité. Elle soutient également en amont le développement de projets privés au travers de son fonds InfraVentures.

LE CERCLE VICIEUX DES DÉFAILLANCES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE AFRICAIN

Le refus des gouvernements de faire payer aux citoyens le véritable prix de l'électricité décourage les producteurs indépendants crédibles. Pourquoi investiraient-ils des centaines de millions de dollars lorsque l'acheteur – le service public ou l'État – ne demande pas un tarif suffisant aux utilisateurs finaux pour couvrir les coûts, laissant l'investisseur exposé aux impayés ?

Sur l'ensemble du continent africain, l'inefficacité des opérateurs d'électricité – le plus souvent étatiques – est quasiment toujours à l'origine des défaillances du secteur électrique. Un opérateur de qualité joue un rôle central dans la stabilisation du secteur, comme l'attestent les exemples de la Compagnie ivoirienne d'électricité (CIE) en Côte d'Ivoire, d'Umeme en Ouganda, de la société Kenya Power and Lighting Company (KPLC) et dans une certaine mesure, celui d'AES-Sonel au Cameroun. La gestion professionnelle de ces entreprises ainsi que leur volonté de réduire les coûts, d'imposer aux utilisateurs finaux des tarifs raisonnables et de défendre la viabilité financière ont joué un rôle déterminant pour maintenir ce secteur à flot. Il ne faut donc pas s'étonner que ces quatre pays se caractérisent par une présence significative de producteurs privés, y compris dans des projets emblématiques comme ceux de la centrale hydraulique de Bujagali (Ouganda), de la centrale au gaz naturel d'Azito et des projets de développement d'énergie thermique - Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité - CIPREL (Côte d'Ivoire) - et de la centrale électrique de 87 megawatts de Thika (Kenya).

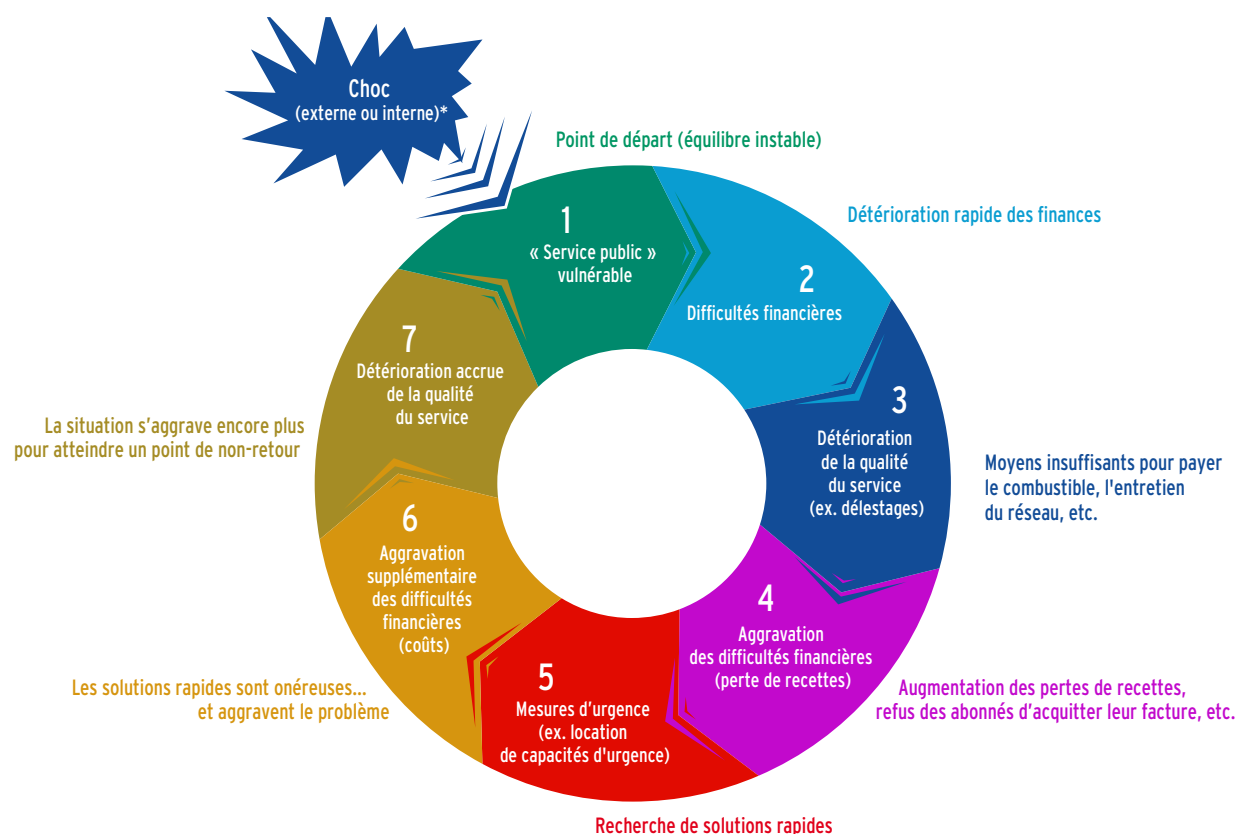
L'absence de stratégie étatique en faveur d'acteurs privés et l'instabilité financière du secteur de l'électricité produisent un cercle vicieux qui entraîne une détérioration de la qualité de service, une augmentation des coûts et des difficultés à sélectionner les bons investisseurs privés (Figure 1). Toutes les difficultés naissent de la vulnérabilité du service public. Comment sortir de ce piège ? Principalement en assurant le recouvrement des coûts. Il n'est pas possible d'échapper à cette vérité simple, même si elle est dérangeante : les utilisateurs finaux doivent payer le prix réel de l'électricité. Il faut également admettre que la production d'électricité est une activité qu'il vaut mieux déléguer au secteur privé, au même titre que les télécommunications.

Dans l'ensemble, les producteurs d'électricité privés semblent, de loin, la meilleure ►►►

«Le refus des gouvernements de faire payer aux citoyens le véritable prix de l'électricité décourage les producteurs indépendants.»

Les producteurs privés d'électricité : une solution pour l'Afrique ?

FIGURE 1 : LE CERCLE VICIEUX DES DÉFAILLANCES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE AFRICAIN



*Peut être externe (ex. prix du pétrole) ou interne (forte croissance, réseau défaillant, etc.) ou les deux.

Source : Figure réalisée par les auteurs pour la revue *Secteur Privé & Développement*

►►► solution pour augmenter rapidement et de façon rentable la production d'électricité en Afrique subsaharienne. Ils sont très adaptés aux partenariats public-privé car ils sont relativement faciles à sélectionner au moyen d'appels d'offres et ils peuvent être encadrés

« Il n'y a pas de pénurie de financement pour les projets de production privés bien structurés et généralement fiables. »

par des modèles contractuels qui ont fait leurs preuves dans le temps. Il n'y a pas de pénurie de financement pour les projets de production privés bien structurés et généralement fiables.

De leur côté, les producteurs privés ont simplement besoin d'un pays hôte accueillant et d'être à peu près assurés d'être payés. Si ces deux conditions sont réunies, le secteur privé aidera les Africains à accéder à l'électricité, de la même façon que les opérateurs privés de téléphonie mobile leur ont permis d'être connectés. La Côte d'Ivoire a attiré plus d'un milliard de dollars d'investissement en 18 mois pour augmenter la capacité de production du pays de 30 %. L'Ouganda a divisé par deux le coût de l'électricité et triplé son taux d'accès à l'électri-

cité, en grande partie grâce à la privatisation du service. Le Kenya est en train d'accroître massivement sa capacité de production, à la fois thermique et renouvelable grâce à un ensemble de nouveaux producteurs privés et l'Afrique du Sud a su tirer parti du secteur privé pour augmenter rapidement sa capacité de production solaire et éolienne. Si les pays créent les conditions minimales favorables à l'investissement dans la production privée d'électricité, les investisseurs et des financeurs répondront présents. ●

Stimuler la croissance par une production électrique économiquement viable

Globeleq est spécialisée dans les projets de production d'électricité indépendante, en Afrique et en Amérique centrale. Si la production électrique indépendante reste, en Afrique, économiquement fragile, les exemples sud-africain, nigérian et kenyan sont encourageants. Pour répondre mieux à la demande, les États africains doivent clairement favoriser l'investissement privé et mettre en place des processus d'attribution transparents.

Mikael Karlsson

Président-directeur général de Globeleq

Globeleq a été créée en 2002 pour se consacrer aux projets de production indépendante d'électricité dans les marchés émergents. À cette époque, beaucoup pensaient que l'aide étrangère était indispensable au développement du continent africain et à la réduction de la pauvreté. Cependant, au fil du temps, il est apparu que le changement passait plutôt par la création d'entreprises économiquement viables – par l'investissement privé, elles soutiennent en effet le développement économique.

Certains pays sont parvenus à créer un environnement favorable à l'investissement privé ; d'autres travaillent à le mettre en place. Pour quelques-uns, en revanche, la situation n'a pas évolué, alors que l'insuffisance de capacités de productions électriques constitue pour la majeure partie du continent un frein au développement économique.

DÉVELOPPER LES PROJETS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ INDÉPENDANTE EN AFRIQUE

Au cours des deux dernières années, les activités de Globeleq se sont rapidement développées. Elle a ainsi entrepris la construction de plusieurs unités de production

représentant au total 520 mégawatts (MW) et l'expansion d'une centrale de 139 MW. La société investit dans des actifs dont la capacité se situe entre 50 MW et 500 MW et privilégie des investissements en capital allant de 50 à 150 millions de dollars par actif. Les objectifs de rendement de Globeleq reflètent la dynamique du marché et le profil de risque d'un projet. Lorsque les risques sont limités, ses exigences de rendement peuvent être plus faibles. Globeleq investit dans toutes les technologies utilisées par les centrales électriques – y compris les énergies renouvelables.

Globeleq cible les pays qui pratiquent un processus de sélection des opérateurs transparent, renforcé par un plan énergétique cohérent. D'autres critères d'investissement sont pris en compte : capacité de négocier des contrats d'achat d'électricité à long terme ; tarifs justes et stables à long terme ; acheteurs solvables. Globeleq essaie d'obtenir une participation majoritaire et le contrôle opérationnel du projet. Même lorsque ces critères sont remplis, la réalisation des projets peut s'avérer longue et difficile. En Tanzanie, le projet Songas soutenu par Globeleq était le premier projet de centrale au gaz naturel du pays. Il bénéficiait du soutien du gouvernement, des acteurs du secteur, de la législation, d'un régulateur nouvellement nommé et de la Banque mondiale. Mais le bouclage financier de ce projet a été suspendu pendant quatre ans quand un autre producteur privé a été accusé de corruption. Une fois la confiance dans les producteurs indépendants restaurée, la centrale au gaz a pu entrer en service. Un an plus tard, un projet d'expansion a permis d'en accroître la capacité. Songas a ainsi permis à la Tanzanie d'économiser plusieurs milliards de dollars d'importation de fioul. Néanmoins, la Tanzanie dispose de moins d'investisseurs potentiels dans le secteur de l'électricité ►►►



MIKAEL KARLSSON

Mikael Karlsson a commencé sa carrière chez ABB Equity Ventures, une société chargée de développer et d'investir dans des projets de production d'électricité indépendante dans le monde entier. Sa collaboration avec Globeleq a débuté en 2002. Il en devient le président-directeur général en 2009. Il est aussi l'un des cofondateurs d'InfraInvest, cabinet de conseil spécialisé dans les investissements pour les secteurs de l'énergie et des infrastructures.

Les producteurs
privés d'électricité :
une solution
pour l'Afrique ?

►►► que le Kenya en raison de tarifs qui sont maintenus en deçà du niveau qui reflèterait correctement les coûts, du manque de liquidité dans ce secteur et des délais de paiement sporadiques.

Fin 2010, Globeleq a accru sa participation dans la centrale d'Azito (288 MW) en Côte d'Ivoire pour en augmenter rapidement la capacité et la convertir en centrale à cycle combiné plus performante. Peu après le bouclage financier du projet, l'élection présidentielle a été suivie par six mois

«Globeleq recherche des projets sur des marchés bénéficiant d'un soutien gouvernemental.»

de troubles civils, menaçant le climat de stabilité et d'investissement qui caractérisait le pays depuis le processus de privatisation du secteur lancé au début des années 1990. Lorsque le

climat s'est apaisé, le gouvernement nouvellement élu a poursuivi le projet. La construction a commencé en février 2013 et 139 MW supplémentaires seront ajoutés au réseau en 2015. L'engagement et le soutien sans faille du gouvernement, un secteur bien structuré disposant de réglementations bien établies, une législation conçue pour le long terme expliquent la réussite de ce projet.

De fait, Globeleq recherche des projets sur des marchés bénéficiant d'un soutien gouvernemental tant politique que contractuel. La participation à long terme d'agences de développement multilatérales et bilatérales dans les projets est, elle aussi, appréciée. Si leur participation est souvent incontournable – en dehors de l'Afrique du Sud, il est difficile de trouver un financement à long terme autre que ceux proposés par ces institutions –, elle confère au projet une aura politique réelle.

LE CONTRASTE AVEC L'AMÉRIQUE CENTRALE

En Amérique centrale, Globeleq Mesoamerica Energy – une filiale dont Globeleq est l'actionnaire majoritaire –, est le principal producteur d'énergie éolienne de la région. Le développement du secteur de l'énergie dans cette région est très différent du modèle qui prévaut en Afrique. Les producteurs d'électricité privés jouent un rôle déterminant dans la croissance du secteur. En moyenne, environ 63 %

de la production d'énergie est assurée dans la région par une vingtaine de producteurs indépendants – à comparer avec les marchés africains, où le Kenya et le Nigéria figurent en tête avec quatre ou cinq producteurs privés de taille significative chacun. La réussite des producteurs indépendants en Amérique centrale s'explique en grande partie par l'engagement des pouvoirs publics en faveur du secteur privé – qui est l'acteur principal du secteur de l'énergie – ainsi que par la transparence des processus de sélection des opérateurs et la stabilité de la réglementation, nécessaire à la réussite à long terme.

De plus, le développement des énergies renouvelables est prioritaire – cette région bénéficiant de larges réserves en ressources naturelles. Ainsi, des mécanismes structurants propres aux énergies renouvelables ont été mis en place – comme la facturation nette, des tarifs de rachat économiquement viables et tout un arsenal législatif concernant leur production. Bien que l'Afrique dispose également de ressources renouvelables abondantes, de nombreux pays doivent encore mettre en place des tarifs de rachat économiquement viables ou structurer des processus spécialement adaptés aux projets d'énergies renouvelables.

DES SPÉCIFICITÉS AFRICAINES

Si le secteur de l'électricité reste, en Afrique, confronté à des problèmes économiques, il existe toutefois des signes de changement. L'Afrique du Sud, le Nigéria et le Kenya reconnaissent aujourd'hui officiellement la nécessité de faire appel aux investissements du secteur privé. L'Afrique du Sud a lancé en 2010 un vaste programme¹ visant à ajouter 3 725 MW au réseau national. Les problèmes prévisibles auraient découragé n'importe quel producteur privé expérimenté. Néanmoins, ce processus a été un succès : 28 nouveaux projets d'énergie renouvelable d'une capacité de 1 416 MW ont ainsi été attribués au terme de la première phase de sélection des opérateurs. Globeleq et ses partenaires ont remporté le projet de parc éolien de Jeffreys Bay (138 MW) et deux projets d'énergie solaire, celui de Droogfontein (50 MW) et celui de De Aar (50 MW). Partout dans le monde, ce programme fait figure de processus exemplaire – les deux premières phases² ayant permis de mobiliser près de 9,5 milliards de dollars d'investissement, provenant principalement du secteur privé. Comment expliquer un tel succès ? Le gouvernement s'est pleinement engagé dans cette initiative et a mis en place un processus transparent en

REPÈRES

Globeleq – détenue par Actis, le fonds d'investissement spécialisé dans les marchés émergents – a investi plus de 1,3 milliard de dollars dans 41 projets de production d'électricité. Depuis 2007, elle concentre ses activités en Afrique subsaharienne et en Amérique centrale. Ses investissements sont destinés à améliorer les performances d'actifs existants ou à développer de nouvelles centrales électriques. Globeleq a ainsi soutenu récemment des projets de construction représentant une capacité totale de 520 MW et d'expansion, pour 139 MW.

¹ Renewable Energy IPP Procurement Programme (REIPPPP)

² La seconde phase s'est achevée en mai 2013 avec l'attribution de 19 projets, soit un total de 1 044 MW.

veillant à ce que les meilleurs conseillers techniques, juridiques et financiers soient impliqués. L'appui du Trésor – au travers d'une garantie des obligations de l'acheteur public – a donné confiance aux prêteurs et aux investisseurs. Afin d'assurer un approvisionnement en électricité compétitif, abordable et durable, l'Afrique du Sud a opté pour un processus d'appel d'offres concurrentiel – et non pour un tarif de rachat garanti. Des objectifs de développement sociaux et économiques ont été intégrés, afin que chaque projet bénéficie aux communautés rurales locales.

Au Nigéria, la privatisation et la restructuration du secteur de l'électricité présentent un potentiel considérable. Avec près de 170 millions d'habitants, pour une capacité installée de seulement 4 000 MW, la plupart des citoyens ont recours à des générateurs individuels. Après des années de faux départs, de promesses non tenues et de corruption, ce secteur semble avancer dans la bonne direction. Différents dispositifs et organismes des-

« Le secteur africain de l'électricité connaît sans doute aujourd'hui les prémices d'une évolution décisive. »

tinés à attirer les investisseurs privés ont été mis en place. En 2012, le gouvernement a validé 2,3 milliards de dollars d'offres pour la production et la distribution. L'électricité produite sera achetée dans le cadre d'un contrat à long terme signé avec la Nigerian Bulk Electricity Trading Company, renforcé par des garanties apportées par la Banque mondiale. Les tarifs sont progressivement relevés afin d'atteindre des niveaux reflétant les coûts et les autorités travaillent actuellement sur la sécurisation de l'approvisionnement en gaz.

Reposant sur la production d'électricité hydraulique et thermique, le Kenya souhaite diversifier son portefeuille d'énergies renouvelables en ajoutant, au cours des trois à cinq prochaines années, un gigawatt d'électricité géothermique et plusieurs projets d'énergie éolienne. Ce pays a mis en place des tarifs de rachat garantis pour les énergies renouvelables et ce programme bénéficie du soutien de la Banque mondiale et de la Banque africaine de développement. Des appels d'offres concurrentiels pour des centrales géothermiques sont actuellement mis en œuvre par les entités publiques Geothermal Development Corporation et Kengen.

LES PRINCIPAUX OBSTACLES

Hormis pour ces trois géants de l'économie africaine, la mise en place de processus de sélection de nouveaux projets reste, dans le secteur de l'énergie, marquée par la lenteur et le manque de transparence. Même les pays qui

disposent de ressources énergétiques considérables continuent de connaître des pénuries d'électricité. Il existe trois principaux modes de sélection des opérateurs – les appels d'offres, les tarifs publics de rachat garantis et les accords bilatéraux réglementés. Tous peuvent être efficaces, mais seulement s'ils s'accompagnent de processus transparents et clairs qui s'appuient sur la législation. L'engagement des pouvoirs publics en faveur d'un secteur de l'énergie reposant sur des bases financières saines doit être sans faille ; la présence du secteur privé doit être souhaitée et les tarifs doivent refléter les coûts et les risques.

De manière générale, ce secteur reste extrêmement politique et certains pays continuent d'exiger que les opérateurs publics soient responsables de la croissance du secteur, dont les tarifs sont subventionnés. Dans de nombreux pays, les processus transparents, ainsi que les cadres et les mécanismes législatifs permettant de créer un environnement favorable à l'investissement privé n'existent pas – et les acheteurs d'électricité solvables font défaut. Pour intervenir, les institutions financières et les investisseurs privés continuent, en outre, de demander la mise en place de soutiens au crédit – *via*, par exemple, l'Agence multilatérale de garantie des investissements ou la Garantie de risque partiel proposée par le groupe Banque mondiale.

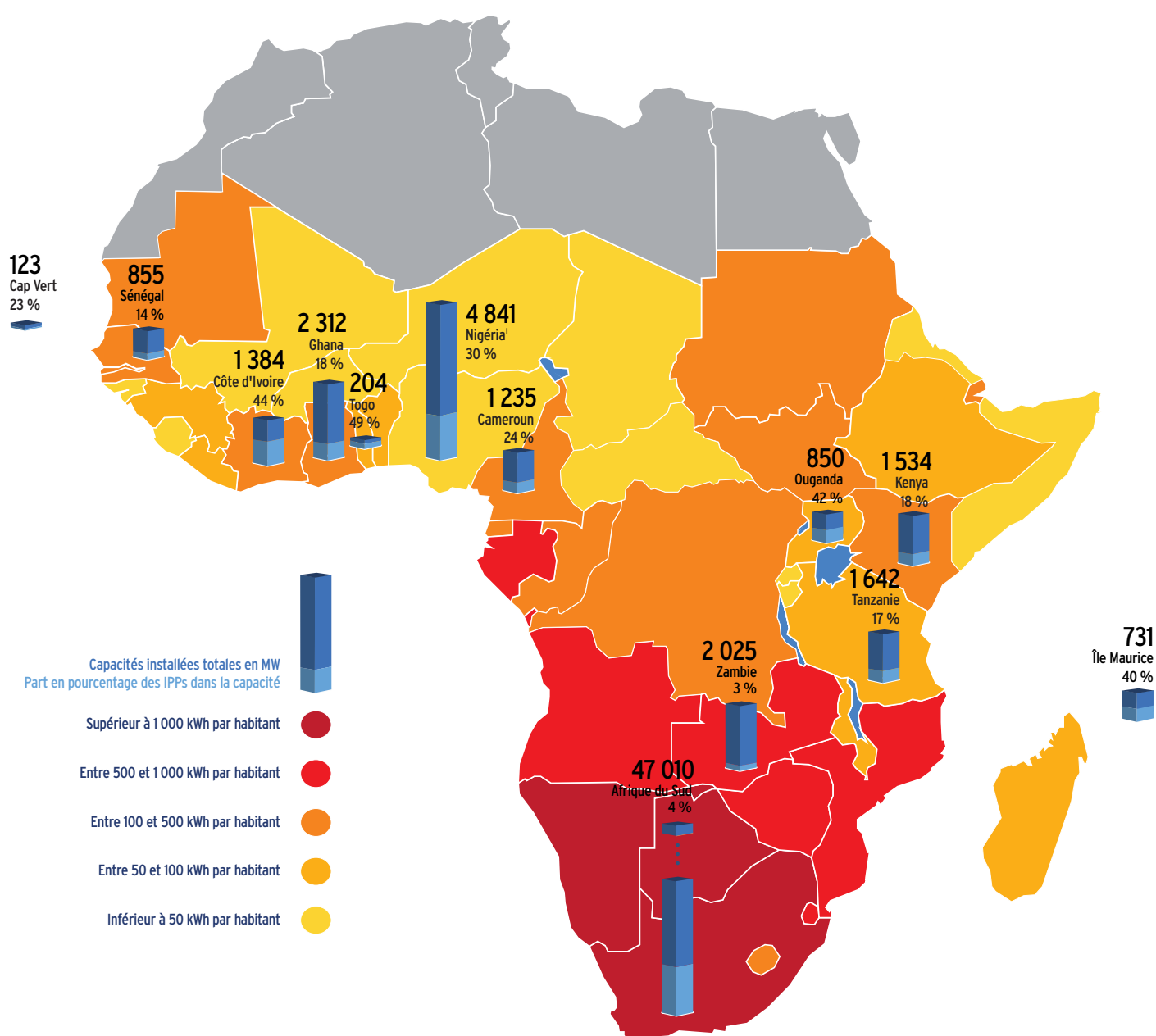
Par ailleurs, les projets développés par des investisseurs internationaux sont perçus comme ayant un intérêt limité pour l'économie locale. Il s'agit là d'une contrevérité manifeste lorsque l'on prend en compte tous les avantages directs et indirects liés à la mise à disposition d'une énergie fiable, à des prix stables. L'exemple sud-africain montre que des objectifs de développement socio-économiques spécifiques pouvaient être atteints s'ils sont bien planifiés.

UN AVENIR PROMETTEUR

Le secteur africain de l'électricité connaît sans doute aujourd'hui les prémices d'une évolution décisive. Tous les indicateurs font état des progrès encourageants dans la restructuration du secteur de l'électricité au Nigeria et des opportunités supplémentaires voient le jour au Kenya. Le succès du programme sud-africain est réjouissant. Plus globalement, Globeleq espère que d'autres pays d'Afrique subsaharienne tireront les enseignements des processus réussis mis en œuvre par ces trois pays et permettront la réalisation de davantage de projets privés – garantie d'une électricité économiquement viable, moteur de la croissance pour l'ensemble du continent. ●

L'insuffisance des capacités électriques en Afrique subsaharienne est un frein au développement économique du sous-continent. Malgré le fort potentiel énergétique de la région, les nouvelles capacités peinent à se développer. Les moyens financiers nécessaires pour combler ce déficit sont en effet considérables et les Etats n'ont pas les ressources nécessaires pour y faire face. Dans ce contexte, le secteur privé a sans doute un important rôle à jouer.

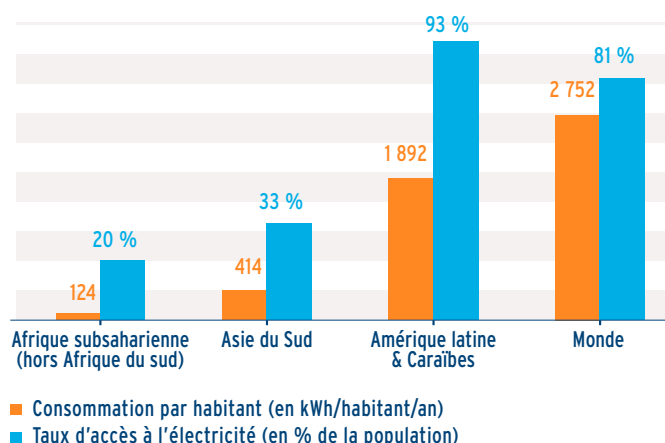
Consommation électrique et part du secteur privé dans les capacités installées en Afrique subsaharienne, 2013*



* Capacités installées disponibles

Source : CIA, 2009 - Banque mondiale, 2010 - Proparco / Secteur Privé & Développement, 2013

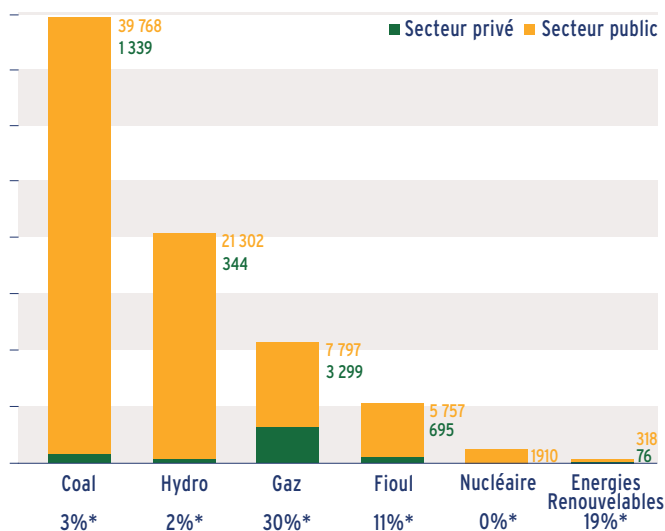
Accès à l'électricité et consommation en fonction des régions, 2009*



Sources : Banque Mondiale, 2009 ; IEA, 2009 ; AICD, 2008

Répartition des capacités par type d'énergie, 2013

en MW



* % du secteur privé

L'Afrique du Sud représente 96 % des capacités installées alimentées à partir de charbon (dont 100 % des capacités à capitaux privés). Les données ci-dessus excluent la cogénération.

Source : Proparco / Secteur Privé & Développement, 2013

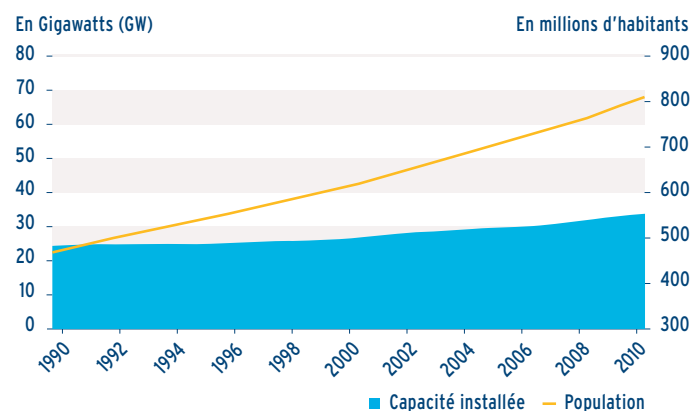
Besoins et sources de financement des infrastructures en Afrique subsaharienne, 2008

En milliards de dollars par an

Secteur de l'infrastructure	Dépenses d'exploitation et maintenance	Dépenses d'investissement		Besoins globaux de dépense	Déficit de financement
	Secteur public	Secteur public et aide au développement	Secteur privé		
Électricité	7	4,1	0,5	40,8	29,2
Transports	7,8	7,3	1,1	18,2	1,9
TIC	2	1,3	5,7	9	0
Eau et assainissement	3,1	2,5	2,1	21,9	14,3
TOTAL	19,9	15,2	9,4	89,9	45,4

Source : Briceño-Garmendia et al., 2008

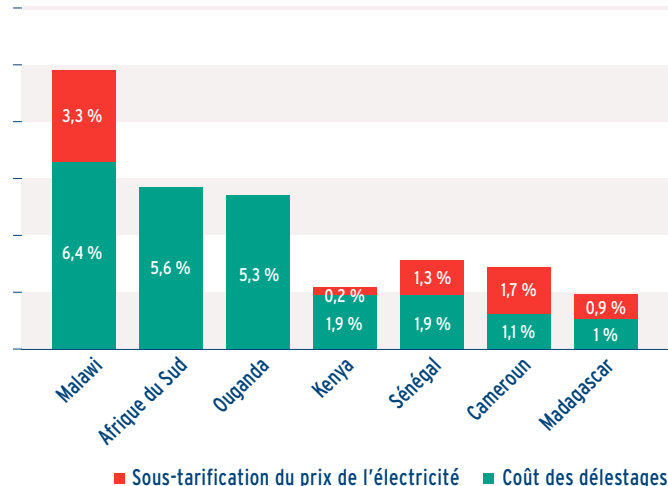
Évolution des capacités installées en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) entre 1990 et 2010



Source : EIA 2012

Impact des faiblesses du système de production électrique sur le PIB, 2008

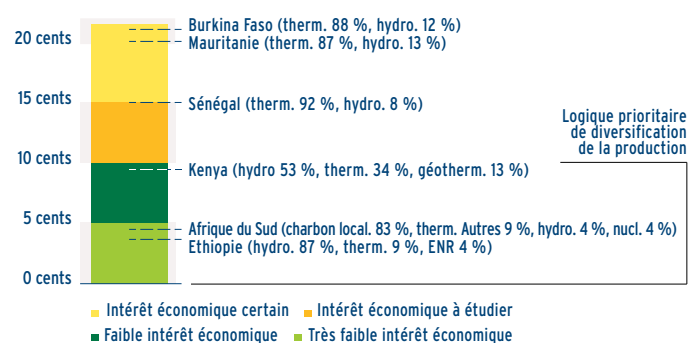
En % du PIB



Source : Eberhard et al., 2008, Briceño-Garmendia et al., 2008

Intérêt économique des ENR (éolien, PV) 2013*

Coût moyen de production USD cents/kWts



Source : Nodalix, Axenne, 2013 ; Nodalix, Equilao, 2012 ; Proparco, 2013

* Les données sont basées sur des estimations de source et d'années différentes.

Les impacts de la production indépendante d'électricité au Kenya

Les investissements des producteurs indépendants d'électricité renforcent les capacités de production électrique du Kenya, nécessaires au développement du pays. Une évaluation des impacts économiques des projets développés – qui prend en compte les impacts pour l'ensemble des parties prenantes – est indispensable pour orienter ces investissements de manière optimale. Dans l'exemple kenyan, cette évaluation montre tout l'intérêt des producteurs indépendants et met en lumière différents facteurs favorables à leur financement.

Jason Wendle

Associé, Dalberg Global Development Advisors

Un producteur indépendant d'électricité n'aura un réel impact sur le développement d'un pays que s'il fournit, là où la demande excède l'offre, plus d'électricité que les entités publiques ou s'il supplante une source d'énergie plus coûteuse. C'est le cas au Kenya, où l'impact des producteurs indépen-

dants d'électricité sur le secteur énergétique et l'économie est clair – bien qu'il existe un débat sur l'optimisation des sources d'énergie à utiliser.

Le manque d'énergie est souvent considéré comme un frein à la croissance du Kenya. Les coupures de courant feraient perdre à l'économie 7 % du chiffre d'affaires du secteur privé, 2 % du produit intérieur brut (PIB) total et 1,5 % de la croissance du PIB (Ministère de l'Énergie, 2011). Certes, les problèmes énergétiques ne sont pas uniquement liés à la capacité de production. Mais des coupures généralisées causées par un approvisionne-

ment insuffisant lié aux sécheresses se sont produites à deux reprises au cours des quatre dernières années. L'incapacité du Kenya à s'affranchir de sa dépendance à l'électricité coûteuse produite à partir de générateurs diesel de secours représente un autre signe évident du manque de capacités de production plus pérennes. Les acteurs privés remplacent l'énergie produite par ces systèmes d'alimentation de secours au Kenya (Figure 1), sans toutefois la faire disparaître totalement. La majorité de la population n'est pas encore reliée au réseau électrique et la demande devrait augmenter au Kenya de plus de 6 % par an à court terme (ERC, 2013) et 10 % à moyen terme (Ministère de l'Énergie, 2011). La société publique de production d'électricité KenGen développe aussi rapidement que possible de nouvelles capacités de production, dans la limite de ses contraintes de capital et organisationnelles. Chaque mégawatt (MW) installé par les producteurs indépendants ne se substitue donc pas à l'investissement public mais s'y ajoute.

« Les coupures de courant feraient perdre à l'économie (...) 2 % du PIB total. »

ÉVALUER LES IMPACTS DES PRODUCTEURS PRIVÉS

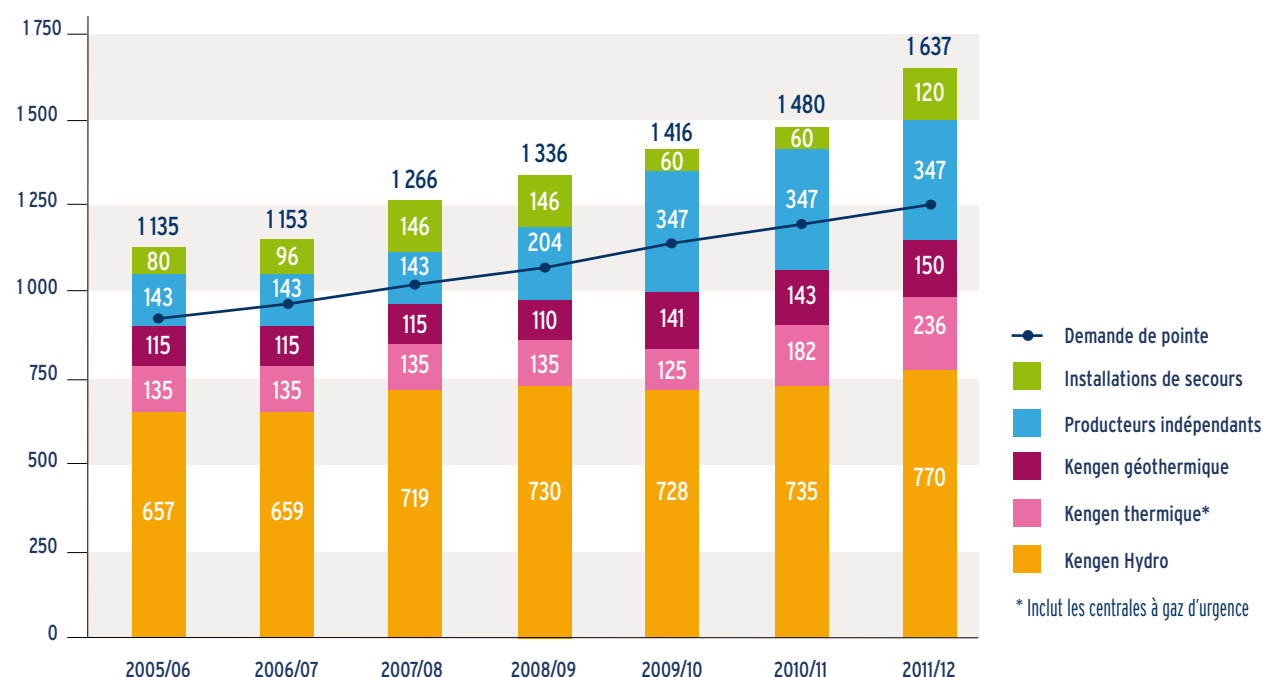
L'analyse de l'impact d'un projet de production privée d'électricité est complexe. Au Kenya, un exercice basé sur la *théorie du changement* a été conduit par une équipe de Dalberg pour évaluer les modalités des impacts de Rabai Power et d'Olkaria III – respectivement producteurs indépendants d'électricité thermique et géothermique, dont la production est achetée par Kenya Power and Lighting Company (KPLC), la société de distribution publique kényane. La



JASON WENDLE

Basé à Nairobi (Kenya), Jason Wendle est associé à Dalberg Global Development Advisors où il conseille les clients sur leur stratégie – y compris en matière d'évaluation des impacts. Il a publié plusieurs études sur le secteur de l'énergie, le financement des PME et les méthodologies de mesure des impacts. Il est titulaire d'un Master en administration publique et développement international à la Harvard University Kennedy School of Government.

FIGURE 1 : RÉPONSE À LA DEMANDE DE POINTE PAR PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE AU KENYA (EN MW)



Note : les facteurs de charge¹ pour l'énergie hydraulique sont compris entre 34 % et 60 % durant cette période, ce qui explique que la capacité ne couvre pas la demande.
Source : KPLC, 2006-2012

première étape consiste à établir la liste des résultats escomptés pour les différentes parties prenantes : diversification de la production électrique, augmentation de la production privée, réduction des émissions de CO₂, augmentation des revenus des investisseurs et des travailleurs et amélioration des impacts pour les communautés locales. Des indicateurs comme la réduction du prix de l'électricité, l'augmentation des recettes publiques et la réduction du délestage permettent de mesurer ces résultats. Ils font l'objet d'une approche à la fois qualitative et quantitative : calcul des changements de prix de l'électricité dus à la production à moindre coût, utilisation d'un classement de la fiabilité des centrales électriques, entretiens auprès des membres de la communauté locale sur les changements provoqués par la nouvelle centrale électrique dans leur vie. La prise en compte de ces facteurs d'impacts permet d'utiliser l'évaluation pour comparer différents projets de production indépendante d'électricité. Cela permet aussi d'effectuer une comparaison avec le cas où aucune centrale électrique ne se-

rait construite – un scénario utile pour calculer un taux de rentabilité économique².

L'IMPACT ÉCONOMIQUE

Dans le cas du Kenya, les estimations indiquent que, en l'absence d'investissements dans la production privée, le déficit énergétique serait non couvert ou couvert par un recours à des générateurs diesel de secours. Le coût implicite pour le Kenya de l'électricité non fournie serait d'environ 0,84 dollar/kWh³ et le coût des générateurs de secours d'environ 0,31 dollar/kWh selon les prix actuels du combustible. Alors que ces chiffres restent hypothétiques, ils peuvent tout de même être utilisés comme des points de référence pour estimer les économies faites par le pays, en se basant sur le coût actuel de l'électricité produite par les producteurs indépendants. Si les 367 gigawattheures (GWh)⁴ fournis par Olkaria III à 0,09 dollar/kWh en 2011 avaient été générés par du diesel, les consommateurs auraient payé 89 millions de dollars supplémentaires sur leurs factures d'électricité. Cela signifie que les prix en 2011 auraient aug- ►►►

REPÈRES

Dalberg Global Development Advisors est une société de consultants en stratégie fondée en 2001 qui travaille sur les modalités d'amélioration du niveau de vie des populations dans les pays en développement. Son expertise, qui porte notamment sur l'accès au crédit, les politiques énergétiques, la santé et l'agriculture, aide les gouvernements, les institutions de financement internationales, des ONGs ou de grands groupes internationaux à améliorer l'impact de leurs interventions sur les populations les plus défavorisées.

¹ Le facteur de charge d'une centrale électrique est le rapport entre l'énergie effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période.

² Taux d'intérêt pour lequel le coût et les bénéfices d'un projet, actualisés sur la durée de vie, sont égaux. Dans ce cas, les bénéfices concernent les économies de coûts globaux et excluent les retours sur investissement pour l'investisseur.

³ Ce montant est cité dans le Kenya's Least Cost Power Development Plan 2011 et par la Banque mondiale. Il est tiré d'une étude antérieure estimant le coût implicite de l'électricité non fournie du fait des insuffisances des capacités de production.

⁴ Cela représente 6 % de l'électricité totale produite au Kenya cette année-là, mais les économies estimées sont supérieures à 6 % des coûts totaux de l'électricité, car le coût de l'alternative est trois fois plus élevé par kWh.

Les producteurs privés d'électricité : une solution pour l'Afrique ?

►►► menté de 0,015 dollar/kWh. Le gouvernement aurait perçu 11 millions de dollars de recettes supplémentaires, provenant des taxes sur le combustible et KPLC aurait payé 19 millions de dollars de moins au producteur d'électricité pour les coûts de production hors combustible. En conclusion, Olkaria III a permis à l'économie de gagner 59 millions de dollars par rapport aux alimentations de secours.

Calculé en utilisant le coût d'investissement total du projet, le taux de rentabilité économique de Rabai Power (une centrale au fioul lourd) serait de 16% si l'alternative était un générateur de secours et de 112% si l'électricité n'était pas fournie. En ce qui concerne Olkaria III – une centrale géothermique aux

« Les résultats illustrent également l'intérêt, pour le développement des pays, d'investir dans un contexte d'énergie limitée. »

coûts initiaux plus élevés mais jouissant d'économies annuelles plus importantes –, les résultats seraient respectivement de 27% et 89%. Le principal intérêt de cette méthodologie du

taux de rentabilité économique réside dans le fait qu'elle permet d'observer à quel point les rendements varient en fonction des hypothèses – comme la répartition de la production par type d'énergie ou le prix du pétrole. Mais les résultats illustrent également l'intérêt, pour le développement des pays, d'investir dans un contexte d'énergie limitée et montrent que même des options thermiques à coût élevé sont intéressantes quand on les compare à un scénario où la demande n'est pas satisfaite.

Dans un contexte tel que celui du Kenya où l'offre est limitée, déplorer le coût de l'électricité produite par des acteurs privés n'a aucun sens : les capacités de production publiques ne

suffisent pas à répondre à la demande. KPLC achète de l'électricité à la société publique KenGen et aux producteurs privés par le biais d'accords transparents supervisés par la Commission de régulation de l'énergie. Si KPLC était capable d'obtenir un approvisionnement suffisant à moindre coût de la part de KenGen, il n'y aurait plus de marché pour les indépendants – un scénario bien peu probable dans un futur proche.

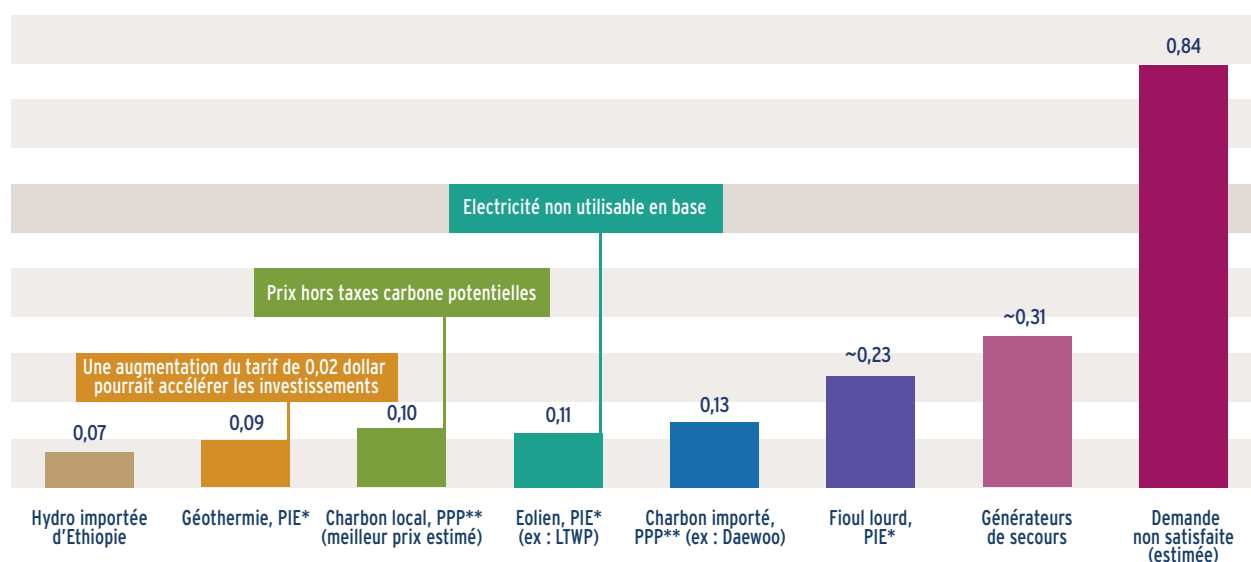
En outre, l'évaluation des projets de production privée au Kenya semble indiquer l'existence d'impacts positifs aux niveaux local et sectoriel – au-delà du développement de l'approvisionnement. Les producteurs indépendants sont souvent perçus par les acteurs du secteur comme étant fiables. Ils ont souvent été les premiers à utiliser de nouvelles technologies au Kenya : récupération de chaleur pour alimenter les turbines à vapeur dans les centrales thermiques, production par tête de puits et utilisation de l'isopentane pour les centrales géothermiques. Les producteurs indépendants ont partagé leurs connaissances avec KenGen, qui les utilise pour ses nouvelles centrales électriques. Enfin, les producteurs indépendants sont habituellement financés par des institutions financières de développement (IFD), qui suivent des normes environnementales, sociales et gouvernementales strictes.

Ils introduisent donc de fait dans l'environnement local de meilleures pratiques – Rabai Power a été qualifié par les militants communautaires de modèle à suivre.

LES LIMITES

Bien sûr, certains investissements sont plus bénéfiques au développement que d'autres ;

FIGURE 2 : COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ AU KENYA, PAR TYPE DE SOURCES (EN DOLLAR/KWH)



*PIE : producteur indépendant d'électricité **PPP : partenariat public-privé
Source : Dalberg, analyse des PPA existants et en projet et estimations d'experts

une nouvelle centrale au fioul lourd construite aujourd'hui aurait un impact positif moindre. La centrale thermique au fioul lourd de Rabai Power, construite en 2009, fournit de l'électricité à un coût plus élevé que la centrale géothermique d'Olkaria III, mais ce type de centrales répond immédiatement quand il s'agit d'empêcher les délestages sur la côte. Le premier avantage des centrales au fioul lourd est leur rapidité de développement ; à court terme, elles sont utiles. Mais à long terme, elles peuvent représenter les sources d'énergie les plus coûteuses achetées par KPLC. L'investissement des producteurs indépendants ne garantit pas, en outre, un mix énergétique optimal. Les producteurs répondent aux incitations induites par les tarifs de rachat garantis, fixés par le gouvernement. Les dirigeants du secteur privé kenyan estiment que les tarifs de rachat actuels favorisent trop

l'électricité thermique – et pas suffisamment la géothermie. La géothermie est une source énergétique de tout premier plan : renouvelable, peu émettrice de CO₂, extrêmement fiable, utilisable en

« L'expérience du Kenya montre qu'il est possible de tirer profit du secteur privé pour atteindre des objectifs nationaux en matière d'énergie. »

période de base, aux coûts de fonctionnement peu élevés. Les experts suggèrent que les tarifs de rachat pour la géothermie soient relevés au moins de 0,02 dollar/kWh pour accélérer son développement par les producteurs privés. Cela entraînerait un surcoût pour les consommateurs, mais l'augmentation pourrait facilement être compensée par les économies réalisées – si l'on considère le coût de l'électricité produite actuellement par les centrales thermiques (Figure 2).

Les producteurs, qu'ils soient privés ou étatiques, ont tous besoin d'investissements publics complémentaires pour financer les infrastructures de transport – voire même pour subventionner les phases amont du développement des projets, comme l'exploration géothermique. Pour ce faire, le Kenya a mis en place deux entités publiques : KETRACO, qui doit construire des lignes de transport et la Geothermal Development Corporation (GDC) qui doit mener des explorations géothermiques. Mais des retards dans la mise en place de leurs activités ont freiné l'investissement des producteurs indépendants ou ont réduit leurs bénéfices. Ainsi, une nouvelle ligne de transport entre Mombasa et Nairobi, qui devait être terminée en 2011, ne sera opérationnelle qu'en 2014. Par conséquent, les centrales de la côte restent sous-utilisées et Nairobi

doit encore avoir recours à des générateurs de secours. Le développement de certaines centrales géothermiques a été retardé pendant des années en attendant que la GDC valide le niveau de productible. Pour que les investissements privés atteignent leur plein potentiel, le Kenya devra accroître la capacité de ces deux institutions.

OPTIMISER LES INVESTISSEMENTS

La production indépendante d'électricité kenyan est l'une des plus importantes d'Afrique, en partie grâce à l'engagement des IFD à soutenir des projets que d'autres investisseurs n'accepteraient pas. Les rendements élevés exigés par les investisseurs privés peuvent facilement être compensés par une efficacité de production plus importante, une fiabilité accrue, un transfert de technologies nouvelles, etc. Aujourd'hui, les investisseurs sont en nombre suffisant ; tous n'ont pas besoin de l'aide des IFD et certains accepteraient même, compte tenu de la fiabilité des paiements de KPLC, de renoncer aux lettres de confort données par l'État. Avec plus de 20 % d'électricité provenant actuellement des producteurs indépendants, l'expérience du Kenya montre qu'il est possible de tirer profit du secteur privé pour atteindre des objectifs nationaux en matière d'énergie. Elle apporte aussi quelques enseignements permettant d'optimiser les investissements futurs.

L'investissement dans la production indépendante doit clairement être basé sur les bénéfices économiques qu'elle offre et faire l'objet d'une stratégie de développement précise. Dans le cas du Kenya, le ministère de l'Énergie et KPLC se sont tous deux mis d'accord sur le besoin urgent d'une augmentation de la capacité de production, avec une évolution du mix énergétique dans un second temps. Par ailleurs, la séparation de la production publique et de la distribution bénéficie aux acteurs privés. KPLC, a pour objectif d'obtenir de l'électricité fiable à un bon prix quelle que soit la source de production et d'établir une relation commerciale équilibrée avec les producteurs indépendants. Enfin, l'investissement public dans les infrastructures (comportant le développement du réseau) joue lui aussi un rôle très important pour le développement de l'investissement dans la production privée d'électricité. ●

L'exploitation minière, un secteur clé pour la production indépendante d'électricité en Afrique

En Afrique, les besoins en électricité sont réels alors que, à l'échelle d'un pays, les financements sont limités. Le secteur privé pourrait investir dans la production d'électricité, en particulier là où il est le plus puissant – dans le secteur de l'extraction des ressources naturelles. Les compagnies minières disposent de fonds, sont des acheteurs crédibles, ont besoin d'énergie – elles ont donc tout intérêt à favoriser la production privée d'électricité.

Jeannot Boussougouth

Senior Manager, Standard Bank Corporate & Investment Banking

Pour atteindre les Objectifs du Millénaire pour le développement, les besoins de l'Afrique en investissements consacrés aux infrastructures s'élèveraient à près de 93 milliards de dollars par an. Environ 44 % de cette somme seraient consacrés au seul secteur de l'électricité. Compte tenu des

problèmes récurrents relatifs à la sécurité énergétique, il est nécessaire de diversifier en Afrique subsaharienne les sources de production d'électricité. Le total de la puissance installée de la région se situe actuellement autour de 70 gigawatts (GW), dont environ 60 % sont produits par l'Afrique du Sud. Bien que le secteur public bénéficie encore d'une position dominante, le secteur privé gagne du terrain. Le rôle des producteurs indépendants d'électricité a été pleinement reconnu, par exemple en Afrique du Sud où le Programme d'achat auprès de producteurs d'électricité indépendants à partir d'énergies renouvelables a été mis en place. C'est aussi le

cas au Nigeria – où les onze sociétés de distribution et les six sociétés de production de la Power Holding Company of Nigeria ont été privatisées. Il est probable que cette tendance se poursuive dans les autres pays africains qui présentent un déficit en électricité.

LE POTENTIEL NON EXPLOITÉ DE LA RDC

À l'instar de nombreux autres pays africains, la République démocratique du Congo (RDC) bénéficie d'un énorme potentiel hydroélectrique. Le bassin versant du fleuve Congo pourrait théoriquement produire 100 GW. Pourtant, moins de 9 % des habitants de la RDC ont accès à l'électricité – un chiffre qui descend à 1 % dans les zones rurales. Le pays n'a développé et installé que 2,4 GW

– dont seul 1,2 GW est actuellement disponible. Dans la région du Katanga, les compagnies minières s'approvisionnent en électricité auprès de la centrale hydroélectrique d'Inga, malgré 19 coupures par mois en moyenne. Les mines ont besoin de 900 mégawatts (MW) supplémentaires pour fonctionner. En raison des fréquentes coupures de courant, environ 40 % des sociétés en RDC possèdent et utilisent des groupes électrogènes comme source d'électricité – ce qui entraîne des coûts de fonctionnement plus élevés, en particulier dans les mines. La puissance installée de la RDC n'est donc actuellement opérationnelle qu'à 48 % et la demande en électricité des compagnies minières reste soutenue. Selon les prévisions, le secteur minier de la RDC devrait progresser au rythme annuel de 13,7 % jusqu'à 2015.

« Environ 40 % des sociétés en RDC (...) utilisent des groupes électrogènes comme source d'électricité. »



JEANNOT BOUSSOUGOUTH

Jeannot Boussougouth est Senior Manager dans la division Power & Infrastructure de Standard Bank Corporate & Investment Banking, et a participé à plusieurs transactions en Afrique du Sud et en Afrique. Avant cela, il a travaillé comme consultant dans le domaine de l'énergie au sein du cabinet de conseil Frost & Sullivan. Il est diplômé de l'Université de Stellenbosch Business School (Afrique du Sud) en financement du développement.

À cette date, celui-ci devrait avoir doublé de taille par rapport à 2010. La demande en électricité sera donc certainement plus importante, dans un pays où elle est consommée à 85 % par des utilisateurs de courant haute tension – notamment les compagnies minières. La majorité des centrales hydroélectriques existantes se situent dans la partie sud de la RDC, où elles produisent 467,2 MW. Les mines et les compagnies minières sont réputées solvables et disposent de flux de trésorerie fiables en dollars. Leurs besoins importants en électricité signifient qu'il y aura, sur

« Les compagnies minières sont réputées solvables et disposent de flux de trésorerie fiables en dollars. »

les capacités de base des projets électriques indépendants, des opportunités de contrats de rachat sur le long terme à saisir. Leur engagement apporterait une certaine confiance aux prêteurs potentiels, qui demandent généralement des garanties à la société mère. Un producteur d'électricité indépendant pourrait apporter aux compagnies minières une sécurité d'approvisionnement non négligeable – et limiterait la dépendance aux groupes électrogènes. Alors que le diesel devrait atteindre près de 3,82 dollars le gallon (0,84 dollar le litre) en 2014 (EIA, 2013) et compte tenu de la situation actuelle du marché, tout projet de production d'électricité que les compagnies de minerai et de charbon décideraient de développer serait aisément justifiable d'un point de vue économique. Cependant, plusieurs facteurs affectent souvent la capacité d'un pays à résoudre ses problèmes d'électricité – notamment, en premier lieu, une marge de manœuvre financière limitée. Le développement potentiel des projets de production d'électricité comme celui d'Inga III (d'une puissance de 4,8 GW) contribuerait à y remédier, à l'heure où l'Afrique du Sud s'apprête à acheter environ 2,5 GW de cette capacité de production à venir. Pourtant, les besoins en investissement se mesurent en milliards de dollars. Quelles mesures devrait prendre la RDC – et, par extension, tout autre pays africain – pour réaliser cet investissement au cours des dix prochaines années ? Étant donné la taille de l'économie de la RDC – le PIB devrait selon les estimations atteindre 23,9 milliards de dollars en 2014 (FMI, 2013) –, il sera difficile de

financer des infrastructures électriques sur les seules finances publiques. Le secteur bancaire intérieur a peu de liquidités et des niveaux d'activité insuffisants pour soutenir des investissements de cette taille : les 20 banques accréditées de la RDC disposent actuellement d'un niveau de liquidité et de prêts de maturité insuffisante pour des financements de projets à long terme. Le fait que la RDC ne soit évaluée par aucune des quatre agences de notation n'aide en rien et il en résulte que les prêts consentis par les banques commerciales se feront probablement sur le court terme.

LES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ INDÉPENDANTS : LA SOLUTION LA PLUS APPROPRIÉE ?

La rénovation des anciennes centrales hydroélectriques et le développement de nouvelles unités sont urgents pour satisfaire les besoins actuels d'électricité, par exemple au Katanga. Pour apporter une solution à leurs problèmes, les compagnies minières pourraient unir leurs efforts pour travailler en collaboration avec la Société nationale d'électricité (SNEL), le producteur local d'électricité. Si l'on tient compte du potentiel hydroélectrique élevé et du risque limité que présentent les contrats d'achat d'électricité signés avec des compagnies minières de premier plan, les producteurs d'électricité indépendants pourraient constituer une partie de la solution. Pour développer des projets de production privée d'électricité dans des pays comme la RDC, il faut prendre en compte plusieurs facteurs. Face à un sentiment d'incertitude politique, les prêteurs potentiels demanderont probablement des garanties auprès des autorités publiques ou de la société mère de l'entité acheteuse. La relative stabilité dans le sud de la RDC et la solidité du secteur minier devraient néanmoins conforter les investisseurs et les prêteurs au Katanga – en particulier s'il s'avère possible de faire appel aux garanties partielles du risque de la Banque mondiale. Dans le cas de la RDC, il est possible que les compagnies minières soient amenées à contribuer au financement des coûts de développement, en échange, peut-être, d'une réduction des tarifs à long terme. D'autres éléments sont néanmoins à prendre en considération. Compte tenu de la probabilité de la multiplicité des actionnaires dans la plupart des projets indépendants de production d'électricité africains, on considère souvent qu'un montage en financement de projet est la structure de financement optimale. En outre, on peut prévoir qu'un projet de production d'électricité de ce type sera financé par un large éventail de prêteurs, y compris des banques africaines et inter- ►►

REPÈRES

Forte d'une capitalisation boursière de 23 milliards de dollars et d'un total d'actifs estimé à 183 milliards de dollars en 2012, Standard Bank est le groupe bancaire le plus important d'Afrique. La banque, présente dans 18 pays, est un acteur financier de premier plan dans les secteurs des infrastructures et de l'électricité. Elle joue un rôle de conseil dans des projets énergétiques couvrant les principales technologies : charbon, gaz, nucléaire, éolien, photovoltaïque, hydraulique, etc.

Les producteurs
privés d'électricité :
une solution
pour l'Afrique ?

►►► nationales ainsi que des agences de crédit export, avec pour conséquence une évaluation de la solvabilité et des taux de couverture de la dette du producteur indépendant d'électricité. Le choix de la société chargée de l'ingénierie, de la passation des marchés et de la construction peut en outre avoir un impact sur l'éventail de prêteurs. Une société originaire d'un pays disposant d'une banque publique de développement et/ou d'une agence de crédit export pourrait donner à l'IPP accès à des sources de financements plus larges ou à des mécanismes de garantie. En général, les agences de crédit export proposent une couverture du risque politique allant jusqu'à 100 % – et jusqu'à 85 % en ce qui concerne le risque commercial.

« Les tarifs déconnectés des coûts de production sont souvent considérés comme une contrainte commerciale. »

Une banque commerciale telle que Standard Bank, capable de fournir à la fois des services de levée de fonds, de conseil financier et de structuration de dette, pourrait alors apporter à l'agence de crédit export la garantie complémentaire sur le risque commercial.

Les risques potentiels de transport constituent également une source de préoccupation. En RDC, des problèmes d'entretien nuisent à l'efficacité du réseau de transport électrique du pays, qui affiche des pertes d'environ 60 %. Cette situation est analogue à celle de nombreux autres pays africains. Enfin, sur de nombreux marchés de l'électricité africains, les tarifs déconnectés des coûts de production sont souvent considérés comme une contrainte commerciale. En RDC, le tarif moyen actuel de l'électricité se situe à environ 0,04 dollar par KWh (Africa in Fact, 2012), soit un niveau très inférieur au tarif qu'il conviendrait d'appliquer. Sachant qu'en règle générale, les investisseurs demandent que le tarif soit calculé sur la base d'un coût normalisé de l'énergie¹, la mise en place d'un paiement de capacité² semble la mesure la plus appropriée. Par ailleurs, le coût normalisé prend généralement en compte le coût moyen pondéré du capital du promoteur et l'inflation du pays – l'indice des prix à la consommation devant augmenter en RDC d'environ 8 % en 2014 (FMI, 2013). Cela permet de déterminer le

prix minimal de l'électricité à partir duquel un projet de production génère des recettes suffisantes pour couvrir ses coûts tout en assurant un retour suffisant pour les investisseurs. Certaines banques commerciales disposent de l'expérience et du savoir-faire nécessaire pour élaborer et financer de grands projets électriques en Afrique, notamment en RDC. Si les efforts des compagnies minières et de SNEL devaient aboutir au Katanga, alors les bénéficiaires ne seraient pas seulement les mines elles-mêmes, mais également la population dans son ensemble. En effet, l'industrie locale et la population en général disposeraient d'un surplus d'électricité, ce qui stimulerait l'économie. Les compagnies minières ont là l'opportunité de jouer un rôle favorable à ce développement, à la fois en tant qu'acheteurs potentiels d'électricité et en tant que promoteurs de projets de production d'électricité sur de nombreux marchés de l'électricité en Afrique. Au cours des dix dernières années, six des dix pays du monde qui connaissaient le développement le plus rapide étaient africains – un phénomène qui s'explique en partie par l'explosion du marché des matières premières. La demande d'électricité devrait continuer d'augmenter à court et moyen terme du fait de la nécessité, pour les BRIC, d'accéder aux ressources que détient l'Afrique. L'importance des besoins en électricité et la dimension des investissements requis limitent de fait le nombre de projets de production d'électricité pour lesquels un financement interne au pays est envisageable. Le secteur privé pourrait détenir une partie de la solution, en particulier là où il est le plus solidement implanté – c'est-à-dire dans le développement et l'extraction des ressources naturelles. Les compagnies minières disposent de capitaux, sont de fait des acheteurs crédibles ; ils pourraient favoriser la réalisation de projets de production d'électricité indépendants. Dès lors, une région riche en ressources naturelles comme le Katanga ne constitue-t-elle pas un site idéal pour s'engager sur cette voie ? Plusieurs projets de production d'électricité développés par le secteur privé devraient être mis en exploitation au cours des années à venir en Guinée Conakry, au Mozambique, au Ghana, en Afrique du Sud, en Zambie etc. Leur développement doit constituer une priorité absolue pour les décideurs nationaux. La vitesse de réalisation de ces projets passe par un dialogue constructif avec le secteur minier africain – actuellement en plein essor. ●

¹ Le coût normalisé de l'énergie est une évaluation économique du coût d'un système de production énergétique qui comprend l'ensemble des coûts tout au long de sa vie : investissement initial, fonctionnement et entretien, coût du combustible et coût des capitaux.

² Les paiements de capacité ont pour objectif, entre autres, de fournir au producteur des revenus permettant de couvrir les coûts des capitaux, ce qui comprend un taux de rendement normal, ainsi que les coûts fixes de fonctionnement et d'entretien.

RÉFÉRENCES / Africa in Fact, 2012. Les pannes de courant en Afrique : un frein à la croissance. The Journal of Good Governance Africa. Numéro 4, septembre 2012. Johannesburg, Afrique du Sud. // Energy Information Administration, 2013. Perspectives à court terme dans les secteurs de l'énergie et des carburants de chauffage. États-Unis. Octobre 2013. // Fonds monétaire international, 2013. Perspectives de l'économie mondiale Espoirs, réalités, risques. Études économiques et financières mondiales. Washington, DC. (États-Unis). Avril 2013. // Fonds monétaire international, 2013. Country Report No. 13/94. Washington, DC. USA. Avril 2013.

Le développement des énergies renouvelables en Afrique : un partenariat public-privé

À l'instar de la téléphonie mobile qui a permis l'essor des télécommunications en Afrique subsaharienne, le développement des énergies renouvelables (EnR)¹ sera-t-il de nature à combler les besoins en capacités de production ? Le potentiel des EnR y est réel. Les producteurs privés peuvent jouer un rôle essentiel pour le développer. Pour cela, les États doivent mettre en place un cadre réglementaire et une planification adaptés, aux côtés des bailleurs dont le rôle est particulièrement structurant dans la phase amont des projets.

Grégor Quiniou, Astrid Jarrousse et Stéphanie Mouen

*Responsable adjoint, division Infrastructures et mines, Proparco
Chargée d'affaires, division Infrastructures et mines, Proparco
Chef de projets, division Transports et énergies durables, Agence française de développement*

L'Afrique subsaharienne compte environ 83 gigawatts (GW) de capacité de production électrique, dont 22 GW² d'origine renouvelable. L'hydroélectricité, avec 21,6 GW installés représente 98 % du total, aux côtés de l'éolien – 120 mégawatts (MW), la géothermie (210 MW) et le solaire (une dizaine de MW, pour l'essentiel non connectés au réseau).

Alors que les maîtrises d'ouvrages publiques sont en général concentrées sur les moyens de production électrique traditionnels (thermique, gros projets hydrauliques principalement) et certaines compagnies d'électricité parfois réticentes à l'égard des énergies intermittentes, les développeurs privés ont un rôle important à jouer dans la promotion des projets d'EnR en Afrique subsaharienne. La rapidité de mise en

œuvre de ces projets et leur compétitivité économique par rapport aux énergies fossiles les rendent désormais attractives à court terme.

LE POTENTIEL DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE À BASE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le potentiel des EnR en Afrique est énorme ; le potentiel hydroélectrique est estimé par exemple à environ 1 844 térawattheures (TWh) (IRENA, 2012), soit 18 fois la production d'hydroélectricité du continent en 2009. Environ la moitié de ce potentiel est jugé économiquement viable (soit une capacité additionnelle potentielle de 100 GW à 150 GW). Les ressources éoliennes sont elles aussi très importantes et exploitables, même si elles ne sont pas uniformément réparties sur le territoire : 87 % des ressources de haute qualité sont situées dans les zones côtières de l'Est et du Sud. La ressource y est l'une des meilleures au monde. La ressource solaire est abondante en Afrique et elle est mieux répartie sur l'ensemble du continent. Soutenu par des politiques publiques adéquates et par la réduction continue des coûts de production, le solaire photovoltaïque pourrait jouer un rôle très important dans l'approvisionnement énergétique de l'Afrique d'ici 2030, avec des estimations comprises entre 15 GW et 62 GW (EREC/Greenpeace, 2010). Enfin, l'énergie géothermique est aussi prometteuse avec un potentiel estimé entre 7 GW et 15 GW (AU-RGP, 2010), mais cette ressource reste limitée pour l'essentiel aux pays de la Vallée du Rift (Afrique de l'Est).

De nombreux projets d'EnR sont en cours ►►►

«Le potentiel des EnR en Afrique est énorme.»

GRÉGOR QUINIOU, ASTRID JARROUSSE ET STÉPHANIE MOUEN

Grégor Quiniou a développé une expertise de plus 15 ans en conseil et en financements structurés au sein de la Société Générale puis de Proparco, qu'il a rejoint en 2010. Il a arrangé plusieurs transactions dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Astrid Jarrousse structure et met en place des projets de financement, en particulier dans le secteur de l'énergie et

des transports. Diplômée de Science Po Paris et de l'EPSCI, après une expérience de conseil chez Eurogroup, elle rejoint le groupe AFD en 2007.

Stéphanie Mouen a rejoint le groupe AFD après une expérience de dix ans en financements structurés à la Société Générale. Depuis huit ans, elle travaille plus particulièrement sur le secteur de l'énergie en Afrique – tout d'abord à Proparco puis à l'AFD.

¹ L'appellation EnR dans cet article recouvre l'hydroélectricité, la géothermie, l'éolien et le solaire.

² Estimations des auteurs, étant considéré qu'une portion de cette capacité installée n'est pas opérationnelle et requiert des travaux de remise en état.

Les producteurs
privés d'électricité :
une solution
pour l'Afrique ?

►►► de développement (voir encadré) et ils sont le plus souvent soutenus par des producteurs indépendants. Ainsi, 98 % des capacités solaires (64% hors Afrique du Sud) et plus de 90% des MW éoliens en phase de développement émanent de producteurs privés. Ces projets se développent toutefois presque exclusivement dans les pays où sont déjà présents des producteurs indépendants ou qui disposent déjà de capacités en EnR.

LA COMPÉTITIVITÉ DES PROJETS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les EnR sont souvent perçues comme trop coûteuses, en raison notamment de coûts d'investissement élevés. Or, elles sont déjà compétitives en réseau isolé et ont atteint dans bien des cas, sur le réseau, la parité avec le coût moyen de production électrique. C'est le cas pour les énergies de stockage comme l'hydroélectricité et la géothermie, mais également pour les énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire. Les pays d'Afrique subsaharienne présentent une grande variété de situations en ce qui concerne le coût du mix de production. Certains ont accès à des ressources peu chères (potentiel hydroélectrique en Éthiopie, Guinée, Cameroun, RDC ; réserves de charbon en Afrique du Sud) et disposent donc d'un mix de production très compétitif. Ici, l'intérêt économique des EnR est faible, sauf dans une logique de diversification de la production – pour pallier, par exemple, le risque de périodes de sécheresse prolongées en cas de forte dépendance à l'hydroélectricité. D'autres pays ont un mix de production basé sur les énergies fossiles, en particulier le pétrole (pays du Sahel notamment). Pour ceux-là, les EnR représentent l'alternative la moins chère. De nombreux pays ayant des ressources en gaz (Côte d'Ivoire) se trouvent dans une situation intermédiaire. La perception d'une énergie renouvelable chère est d'autant plus erronée que les énergies fossiles bénéficient de nombreux mécanismes de subvention qui masquent un coût réel beaucoup plus élevé. De plus, les coûts de l'électricité d'origine fossile présentent une

tendance haussière et sont soumis à une forte volatilité – les EnR sont, elles, globalement à la baisse et permettent d'assurer sécurité et indépendance énergétiques.

Les EnR se caractérisent par une structure de coûts très capitalistique : les coûts de développement (liés notamment à l'évaluation de la ressource) et d'investissements sont importants, alors que les coûts d'exploitation sont très faibles. La rentabilité de ces projets s'en trouve donc différée. L'évaluation de leur intérêt économique par rapport aux énergies fossiles doit se faire sur une période longue (15 à 20 ans) et selon des critères adéquats : coût moyen de production actualisé du kWh pour les projets hydroélectriques ou géothermiques ; méthode dite des « coûts variables évités »³ pour les énergies intermittentes, etc. Au vu de sa nature capitaliste, le coût du financement (dette et rémunération des fonds propres) est déterminant pour la compétitivité d'un projet d'EnR.

CONDITIONS SPÉCIFIQUES À L'ÉMERGENCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Pour faciliter l'émergence de tels projets, les pays d'Afrique subsaharienne doivent tout d'abord prendre conscience du potentiel, de la compétitivité et des avantages des EnR. Il faut aussi qu'ils se dotent d'une réelle planification en amont, intégrant les EnR dans leur plan directeur. La plupart des pays d'Afrique subsaharienne se sont fixé des objectifs de taux de pénétration des EnR dans leur mix énergétique à horizon 10 ou 15 ans. C'est un signal politique fort, mais insuffisant : les objectifs doivent être traduits en capacité de production et aboutir à la sélection de premiers projets et de sites prioritaires à développer. La planification doit intégrer aussi les contraintes techniques liées à l'injection d'énergies intermittentes (éolien, solaire) sur le réseau. Elle sera d'autant plus pertinente qu'elle s'appuiera sur une cartographie des énergies renouvelables permettant de déterminer le potentiel du pays

³ Comparant le coût de revient du kWh d'EnR aux coûts variables (essentiellement celui des combustibles pour le thermique) des centrales dont la production est substituée.

ENCADRÉ : PROJETS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

Des études récentes financées par l'Agence française de développement en Afrique subsaharienne (Nodalys, Axenne, 2013 ; Nodalys, Equilao, 2012 ; Tractebel Engineering GDF-Suez, 2012) ont permis de recenser les centrales en exploitation, en construction et en phase développement en 2012.

(MW)	Hydroélectricité	Géothermie	Éolien	Solaire
Capacités installées	21 500	210	75,5	12
Centrales en construction		320	223	4,3
Projets en développement	48 000		3 790	1 876

mais également la localisation et la taille optimale des projets. Cette planification permettra aux gouvernements de mieux gérer la multiplication d'initiatives privées et de passer d'une approche par l'offre à une approche par la demande. Il existe à ce jour trop peu d'approches intégrées en Afrique subsaharienne – l'Afrique du Sud faisant plutôt figure d'exception.

Dans le cadre de sa planification, l'État doit également proposer un mode de structuration (maîtrise d'ouvrage publique ou privée), fixer les règles d'appel à la concurrence (appels d'offres, appels à projets ou d'attribution de concessions de gré à gré) et les modalités éventuelles de soutien à la filière. Plusieurs pays d'Afrique subsaharienne ont développé des politiques de soutien spécifiques aux EnR. Le plus avancé, l'Afrique du Sud, a mis en place un programme d'appel à projets dont l'ampleur et la solidité attire de nombreux développeurs et investisseurs potentiels. Le Kenya a mis en place dès 2008 un mécanisme de tarifs de rachat subventionnés qui a rencontré un succès mitigé dû à un tarif trop peu incitatif. D'autres pays comme l'Ouganda, la Tanzanie et le Rwanda (projets hydroélectriques) ont suivi ou y réfléchissent

(Ghana, Botswana). Les mécanismes reposant sur des tarifs de rachat subventionnés ou sur des appels à projets semblent intéressants pour des pays à fort potentiel. Ils sont plus dif-

«L'appui durant la phase amont apparaît particulièrement déterminant.»

ficiles à répliquer pour des marchés de petite taille : leur mise en place est lourde et il est difficile de fixer un tarif de rachat « juste » – à la fois attractif et stable dans le temps.

Pour faciliter l'émergence de projets d'EnR, certains pays pourraient mettre en place une période de transition (trois à cinq ans) où certains projets pourraient être octroyés de gré à gré (si la loi le permet), sur la base d'autorisations ou d'une sélection préalable – en attendant qu'une réglementation spécifique aux producteurs indépendants ou aux EnR soit établie. Cette approche pourrait à la fois permettre de répondre aux nombreux projets à l'initiative du secteur privé tout en les encadrant.

L'IMPORTANCE D'UN SOUTIEN EN AMONT

Les promoteurs privés aujourd'hui présents en Afrique subsaharienne ne peuvent se prévaloir d'une expertise spécifique en matière d'EnR. Les spécialistes, eux, sont de petits développeurs, à l'assise financière réduite et sans expérience de la sous-région. Une offre de financement ciblant les énergies renouvelables serait de nature à permettre leur développement à plus grande échelle. Cependant, les initiatives ne visent pas explicitement les projets privés, sont d'une portée souvent plus large (le changement climatique) et sont peu connues des développeurs. L'appui durant la phase amont apparaît particulièrement déterminant. C'est sur ce terrain que les institutions financières de développement peuvent contribuer à l'émergence des projets, par exemple en s'associant à des fonds africains qui commencent à se développer sur ce segment. Pour favoriser son développement, les spécificités relatives à une EnR considérée doivent être prises en compte. Longue, coûteuse et risquée, la phase d'exploration d'un gisement géothermique est par exemple traditionnellement financée sur fonds propres par le développeur. Cela constitue un facteur limitant, malgré les qualités de cette ressource. Plusieurs initiatives tentent de favoriser l'émergence de ces projets. Ainsi, le Kenya a créé en 2009 la Geothermal Development Company. Cette structure publique a pour vocation de porter le risque d'exploration, mais aussi de vendre la vapeur des puits dont il aura assuré le développement à des promoteurs de centrales géothermiques (privées ou publiques). Cela permet à ces derniers de se concentrer sur l'exploitation sans supporter le risque d'approvisionnement. D'autre part, des programmes⁴ visent, à l'échelle des pays concernés par ce type d'énergie, à mettre en place des mécanismes d'assurance destinés à indemniser partiellement les développeurs en cas d'échec durant la phase d'exploration. Pour soutenir en amont les projets d'EnR, plusieurs voies sont possibles : enveloppe d'assistance technique dédiée, fonds publics affectés, rationalisation de l'offre existante et mutualisation des facilités offertes par les bailleurs. Une mise en place rapide de solutions est critique pour exploiter le potentiel des EnR en Afrique subsaharienne. Par son effet démonstratif, le succès des premiers projets devrait permettre de crédibiliser le modèle et de catalyser l'investissement, en limitant à l'avenir le recours à ces mécanismes de soutien. ●

⁴ African Rift Geothermal Development Program de la Banque mondiale ou Geothermal Risk Mitigation Facility de l'Union africaine et KfW.

REPÈRES

Le secteur de l'énergie constitue un axe prioritaire du groupe AFD, avec en moyenne 1,5 milliards d'euros d'engagements annuels depuis 2007. Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique ont connu la plus forte croissance sur la période 2007-2012, avec au total plus de 4,4 milliards d'euros engagés (soit 50% du total).

RÉFÉRENCES / AU-RGP, 2010. *The East African Rift System (EARS) Geothermal Energy Resource Development*, The African Union Commission, Addis Abeba. Avril // EREC/ Greenpeace, 2010. *Energy [r]evolution: A sustainable global energy outlook*. Bruxelles, Belgique / Amsterdam, Pays-Bas. // IRENA, 2012. *Prospects for the African Power Sector: Scenarios and strategies for Africa Project*. Abu Dhabi // Nodalix/Axenne, 2013. Étude sur le montage des projets photovoltaïques en Afrique subsaharienne. // Nodalix/Equilao, 2012. Étude sur le montage des projets éoliens en Afrique subsaharienne. // Tractebel Engineering GDF-Suez, 2012. Étude sur le Développement de l'hydroélectricité de moyenne et petite puissance en Afrique subsaharienne.

Les enseignements du numéro

PAR CHARLOTTE DURAND, RÉDACTEUR EN CHEF ADJOINT

En Afrique subsaharienne, le déficit de capacité électrique limite l'accès des populations à un service de base et constitue un frein important au développement économique de la région. Les financements nécessaires pour augmenter les capacités installées sont considérables. Ils ne peuvent reposer uniquement sur les États. Le secteur privé semble donc tout indiqué pour répondre à ce besoin de financement. Sa part dans la production électrique reste toutefois marginale. Beaucoup de pays n'ont pas pu ou pas voulu engager les réformes nécessaires au développement du secteur privé dans ce domaine – souvent considéré comme stratégique et sensible d'un point de vue social. De leur côté, les entreprises privées demeurent réticentes à investir dans des environnements qu'elles jugent peu transparents, avec comme client direct unique des sociétés nationales d'électricité souvent peu ou pas solvables. Et pourtant, les exemples du Kenya, de l'Afrique du Sud ou de la Côte d'Ivoire montrent que le secteur privé, outre des financements, peut apporter un réel savoir-faire technique et favoriser la diversification du mix énergétique. Par ailleurs, il est souvent plus performant que le secteur public. Si son coût de production peut être plus élevé, il ne l'est pas nécessairement plus que celui des nouvelles centrales du secteur public. Différentes études montrent, en outre, qu'il est toujours préférable, d'un point de vue économique, de produire cher que de ne pas produire du tout. Ces exemples semblent confirmer que, si la planification du secteur relève du secteur public, la production peut, au moins en partie, être gérée par le secteur privé.

L'une des premières mesures que les États peuvent mettre en œuvre vise l'assainissement financier des sociétés nationales d'électricité, qui passe notamment par l'application d'un juste prix de l'électricité. Les difficultés de ces dernières s'expliquent le plus souvent, en effet, par la réticence des autorités publiques à facturer le prix réel de l'électricité – notamment pour des raisons sociales. Cette approche, si elle peut sembler légitime, n'atteint toutefois pas forcément son but : les subventions qu'elle implique ne bénéficient pas toujours à ceux qui en ont le plus besoin. En outre, elle n'est pas viable à long terme : un opérateur public qui ne peut

couvrir ses coûts n'a pas les moyens d'augmenter ses capacités de production, ce qui l'oblige à recourir à de coûteux générateurs d'urgence plus chers qui aggravent encore sa situation financière.

Les autorités publiques doivent également se doter des moyens humains et organisationnels nécessaires pour créer un cadre de concurrence et contractuel clair et lisible. Celui-ci repose notamment sur la présence d'un régulateur indépendant, des processus clairs d'attribution des marchés et la séparation des fonctions de distribution, de transport et de production. Ces éléments rassurent les investisseurs, et sont indispensables pour assurer l'équilibre entre la rentabilité des acteurs privés, d'une part, et l'impact économique et développemental des projets pour le pays, d'autre part.

Les États doivent en outre développer et pérenniser des plans de développement des capacités à moindre coût et à moyen terme. Les coûts de production des producteurs indépendants sont réputés pour être comparativement élevés. C'est vrai quand ces projets sont développés dans l'urgence pour pallier un déficit de capacité mal anticipé. Mais quand ils s'intègrent dans un plan de développement à long terme et qu'ils ne se substituent pas à des projets publics moins chers, leur impact est tout à fait positif. La planification permet également aux États d'investir sur des options de long terme, comme les énergies renouvelables, qui ont l'avantage d'améliorer l'indépendance énergétique des pays mais nécessitent des investissements importants en amont.

Le chemin à parcourir est encore long et la prise de conscience de l'intérêt que présente le secteur privé prend du temps. Dans ce contexte, le rôle des bailleurs de fonds reste essentiel pour soutenir les projets du secteur privé et accompagner les États dans la mise en place d'un cadre favorable au développement des producteurs indépendants d'électricité.

Au sommaire de notre prochain numéro

Comment rendre le logement accessible au plus grand nombre ?



GRUPE AGENCE FRANÇAISE DE DÉVELOPPEMENT

INSTITUTION FINANCIÈRE DE DÉVELOPPEMENT,
PROPARCO A POUR MISSION DE FAVORISER
LES INVESTISSEMENTS PRIVÉS DANS LES PAYS
ÉMERGENTS ET EN DÉVELOPPEMENT.

SECTEUR PRIVÉ & DÉVELOPPEMENT est une publication de PROPARGO, Groupe Agence Française de Développement, société au capital de 420 048 000, 151 rue Saint-Honoré, 75001 Paris – France, Tél. : (33) 1 53 44 31 07 – Courriel : revue_spd@afd.fr – Site web : www.proparco.fr – Blog : blog.secteur-prive-developpement.fr • **Directeur de Publication** Claude Périou • **Fondateur** Julien Lefebvre • **Rédacteurs en chef** Julien Lefebvre, Véronique Pescatori • **Rédacteurs en chef adjoints** Fanette Bardin, Charlotte Durand • **Assistante éditoriale** Véronique Lefebvre • **Comité éditorial** Odile Conchou, Alan Follmar, Alexis Janoray, Cedric Joseph-Julien, Adeline Lemaire, Marie-Hélène Loison, Benjamin Neumann, Gregor Quiniou, Olivia Reveilliez, JBaptiste Sabatie, Yazid Safir • **Advisory board** Jean-Claude Berthélemy, Paul Collier, Kemal Dervis, Mohamed Ibrahim, Pierre Jacquet, Michael Klein, Nanno Kleiterp, Ngozi Okonjo-Iweala, Bruno Wenn, Michel Wormser • **Numéro coordonné par** Astrid Jarrousse (PROPARGO), Stéphanie Mouen (AFD) et Grégor Quiniou (PROPARGO) • **Ont collaboré à ce numéro** • Jeannot Boussougouth (Standard Bank), Yasser Charafi (SFI), Anton Eberhard (Graduate School of Business, Université du Cap), Bertrand Heysch de la Borde (SFI), Astrid Jarrousse (PROPARGO), Mikael Karlsson (Globeleq), Stéphanie Mouen (AFD), Katharine Nawaal Gratwick (consultante en énergie), Grégor Quiniou (PROPARGO), Amidou Traoré (Société des Énergies de Côte d'Ivoire), Jason Wendle (Dalberg Global Development Advisors) • **Conception et Réalisation** **NOISE** 15, rue Ambroise Thomas 75009 Paris – France, Tél. : (33) 1 40 34 67 09, www.noise.fr / Édition : Lionel Bluteau, Jeanne-Sophie Camuset / Maquette : Marion Pierrelée • **Traduction A.D.T.** International, Ros Schwartz Translations LTD • **Secrétariat de rédaction** (: ? ! :) DOUBLEPONCTUATION, www.doubleponctuation.com • **Impression sur papier recyclé** Bulet Graphics, Tél. : (33) 1 45 17 09 00 • ISSN 2103 3315 • **Dépôt Légal** 23 juin 2009.



L'abonnement à la version électronique de la revue trimestrielle *Secteur Privé & Développement* est gratuit sur www.proparco.fr