

# *Note n°6 – 2012*

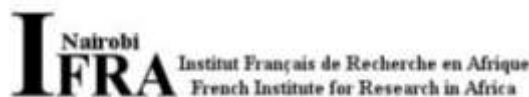
## Les enjeux et effets induits attendus des grands investissements énergétiques : Projets hydroélectriques

ALEXANDRE TAITHE

---

novembre 2012

Avec le soutien :



# SOMMAIRE

<b>RESUME .....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>4</b>
<b>1 – UN DEVELOPPEMENT INFRASTRUCTUREL SANS PRECEDENT .....</b>	<b>6</b>
<b>1.1 – La production d’hydroélectricité .....</b>	<b>6</b>
1.1.1 – Ruzizi (Est de la RDC) .....	6
1.1.2 – Inga (Ouest de la RDC) .....	7
1.1.3 – Projets de grands barrages en Éthiopie .....	8
1.1.4 – Bujagali (Ouganda) .....	9
<b>1.2 – La constitution de réseaux électriques régionaux .....</b>	<b>10</b>
<b>2 – LA COOPERATION PAR LES INFRASTRUCTURES : INTERETS ET LIMITES D’UNE RHETORIQUE .....</b>	<b>13</b>
<b>2.1 – Un support à la coopération régionale .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2 – Intégration par les réseaux énergétiques et risques induits de morcellement régionaux .....</b>	<b>14</b>
<b>2.3 – Limites du recours aux grandes infrastructures hydrauliques et d’interconnexion .....</b>	<b>15</b>
2.3.1 – Endettement, Concession et modèle de développement .....	15
2.3.2 – Incertitudes liées à une forte dépendance à l’hydroélectricité .....	17
<b>ANNEXE 1 : PROJETS D’INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES DANS L’ESPACE DE L’<i>EASTERN AFRICA POWER POOL</i> .....</b>	<b>19</b>

## Résumé

- L'augmentation de la capacité de production hydroélectrique dans une aire allant de la RDC à l'Éthiopie, et l'interconnexion des grands réseaux électriques régionaux en Afrique, suscitent un engouement infrastructurel sans précédent qui s'exprime en dizaines de milliards de dollars d'investissement dans la prochaine décennie.
- A l'ouest de l'*Eastern Africa Power Pool* (EAPP) l'immense potentiel hydroélectrique de la RDC motive l'élaboration d'interconnexions des réseaux vers l'ouest, le centre et le sud de l'Afrique. A l'est de l'EAPP, l'intégration des réseaux devrait permettre d'interconnecter les pays situés entre l'Égypte et l'Afrique du Sud dans la prochaine décennie.
- La grande infrastructure (barrages, lignes électriques longue distance et interconnexion des réseaux) est un instrument qui favorise la coopération interétatique. Mais elle renforce également une dynamique de morcellement de l'Afrique des Grands Lacs en sous-blocs régionaux, l'intégration des réseaux électriques ne coïncidant pas avec les coopérations et intégrations régionales existantes.
- Si elle ne peut pas être isolément un facteur d'éclatement de la RDC, l'intégration par les réseaux électriques renforce les conséquences territoriales d'une dynamique économique centrifuge déjà à l'œuvre en RDC, qui s'ajoute au mouvement de décentralisation.
- Les projets hydroélectriques et les lignes à haute tension qui y sont rattachées devraient surtout être destinés à l'exportation d'électricité vers des pays où la demande est plus solvable, au nord et au sud de l'Afrique. La part de l'électricité dévolue à la consommation domestique dans la production des grandes installations hydroélectriques à venir sera limitée.
- Cet engouement infrastructurel ne peut masquer des questions de fond relatives à l'endettement de ces États, aux conséquences de ces investissements lourds sur le prix de l'électricité, et à la pertinence d'un modèle de développement dans cette zone fondé sur des Partenariats Publics Privés (PPP) de très longue durée, entre 30 et 40 ans.
- La part de l'hydroélectricité dans le bouquet (ou mix) énergétique des pays des Grands Lacs (hormis le Kenya) va s'accroître dans les prochaines années. L'accroissement de la dépendance à cette énergie primaire expose davantage ces pays à des incertitudes relatives au changement climatique, à l'évolution comparative des prix de l'hydroélectricité et des hydrocarbures, et à des risques de gouvernance.

## **Introduction**

Face aux défis de l'électrification des territoires des États de l'Afrique des Grands Lacs et de leur consommation énergétique croissante, l'hydroélectricité s'affirme comme une solution prometteuse, déjà mise en chantier dans la région.

La construction de centrales hydroélectriques dans l'Afrique des Grands Lacs, qu'il s'agisse de petite hydraulique (généralement moins de 10 MW)<sup>1</sup> ou de grands barrages<sup>2</sup>, ne prend véritablement sens qu'au sein d'objectifs d'électrification rurale et urbaine, et d'interconnexions entre différents réseaux énergétiques (nationaux et régionaux). L'électricité et l'eau sont deux sujets clefs dans cette région et en Afrique en général. L'accès à ces biens essentiels est un sujet primordial de la vie politique locale et nationale, et fait fréquemment l'objet de relations clientélistes entre la classe politique et les populations. En Afrique de l'Est, moins de 3 % de la population rurale<sup>3</sup> et 32 % des urbains sont reliés à un réseau électrique national, et la carence en électricité peut conduire à plusieurs heures de coupure quotidienne dans les zones desservies. La multiplication des projets de barrages et de lignes à haute tension dans les pays des Grands Lacs naît de cette constatation, portée à la fois par les Organisations internationales valorisant toute forme de coopération interétatique, et par le secteur privé, seul financeur possible de ces projets.

Certaines économies des pays des Grands Lacs, par exemple celles du Kenya, de l'Ouganda ou du Rwanda, dépendent encore fortement de l'énergie thermique (hydrocarbures) pour la production électrique. L'hydroélectricité suscite en effet dans cette zone une méfiance relative, car des sécheresses (par exemple en 1997-1998, 1999, 2005-2006...) <sup>4</sup> ont conduit à des pertes quasi-totales de la capacité de production hydroélectrique. Cela témoignait surtout d'un manque d'entretien des centrales et barrages existants, et du sous-investissement dans ce secteur économique.

L'engouement pour l'hydroélectricité dans une large bande allant de la RDC à l'Éthiopie (I) ne peut masquer des questions de fond relatives à l'endettement de ces États, aux conséquences de ces investissements lourds sur le prix de l'électricité, et à la pertinence d'un modèle de développement dans cette zone fondé sur des Partenariats Publics Privés (PPP) de très longue durée, entre 20 et 40 ans (II). Si la grande infrastructure (barrages, lignes électriques longue distance et interconnexion des réseaux) favorise la coopération interétatique, elle renforce également une dynamique de morcellement de l'Afrique des Grands Lacs en sous-blocs régionaux.

---

<sup>1</sup> MW : mégawatt. A titre de comparaison, la majorité des 58 réacteurs nucléaires français a une puissance individuelle de 900MW.

<sup>2</sup> La Commission mondiale des barrages qualifie de grand barrage une construction dont la hauteur est supérieure à 15 mètres, ou si elle est comprise entre 5 et 15 mètres, dont le réservoir a une capacité d'au moins 5 millions de m<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> UN-Energy/Africa, *Energy for sustainable development: policy options for Africa*, UN-Energy /Africa publications to CSD15, 2008, 116p. [http://www.uneca.org/eca\\_resources/publications/unea-publication-tocsd15.pdf](http://www.uneca.org/eca_resources/publications/unea-publication-tocsd15.pdf) Voir notamment le chapitre 4 : "Regional Initiatives to Scale-up Energy Access for Economic and Human Development: Lessons learned from the East African Community and the Economic Community of West African States" rédigé par le PNUD.

<sup>4</sup> A cause de fortes sécheresses en 2006, la production d'hydroélectricité tanzanienne a été divisée par deux, et la baisse du niveau du Lac Victoria a diminué de 40 % la capacité de production de l'*Uganda Electricity Generation Company*.

**Tableau n° 1 : DONNEES GENERALES RELATIVES A L'ELECTRICITE  
DE L'ANGOLA A L'ETHIOPIE<sup>5</sup>**

	Taux d'électrification <sup>6</sup>	Importation nette d'énergie (en % des usages énergétiques 2009) <sup>7</sup> .	Consommation électrique par habitant (en kWh – 2009) <sup>8</sup>	Production électrique totale <sup>9</sup> (GW/h), 2008	Production hydro-électrique (GWh-2009) <sup>10</sup>	Production hydro-électrique (GWh-2007) <sup>11</sup>	Capacité hydro-électrique installée (MW) <sup>12</sup> , chiffres 2005 et 2007
Angola	26.2	-749	202	3 991	3 173	2 583	694
Burundi	-	-	-	114	112	117	31
Kenya	16.1	17	147	7 055	2 170	3 369	728
RDC	11.1	-2	104	7 530	7 795 (7 484 WB)	8 276	Est : 85 Total : 1 880
Rwanda	-	-	-	196	71	34	37
Ouganda	9	-	-	2 058	1 467	1 412	578
Tanzanie	13.9	8	86	4 414	2 784	2 511	561
Éthiopie	17	7	46	3 777	3 296	3 369	675
Soudan Unifié	35.9	-123	114	4 522	3 228 (1 463 WB)	1 451	343

<sup>5</sup> Outre l'accès à l'électricité, particulièrement bas dans la zone d'étude, ce tableau permet de d'appréhender le profil énergétique de chaque pays : s'il est importateur ou exportateur d'électricité (colonne 2), la part de l'hydroélectricité dans la production électrique totale, la différence correspondant essentiellement au à l'électricité thermique (différence entre la production électrique totale – colonne 4 - et la production hydroélectrique, colonnes 5 et 6). La présence de deux années de production hydroélectrique permet de constater sa variabilité, en plus ou très nettement en mois pour l'Angola, la Tanzanie ou le Soudan. A titre de comparaison, la capacité de production hydroélectrique française est de 25400 MW, qui produisent entre 65 000 et 70 000 Gigawatts/heure.

<sup>6</sup> World Bank, *World Development Indicators*, 2012.

<sup>7</sup> Un chiffre négatif indique des exportations d'énergie. World Bank, *World Development Indicators*, 2012. "Net energy imports are estimated as energy use less production, both measured in oil equivalents. A negative value indicates that the country is a net exporter. Energy use refers to use of primary energy before transformation to other end-use fuels, which is equal to indigenous production plus imports and stock changes, minus exports and fuels supplied to ships and aircraft engaged in international transport".

<sup>8</sup> World Bank, *World Development Indicators*, 2012. Electric power consumption measures the production of power plants and combined heat and power plants less transmission, distribution, and transformation losses and own use by heat and power plants.

<sup>9</sup> Commission économique pour l'Afrique, Groupe de la Banque africaine de développement, Union Africaine, *African Statistical yearbook 2012 / annuaire statistique pour l'Afrique 2012*, 352 p., 2012 – [http://new.uneca.org/Portals/asy/2012/Yearbook\\_2012.pdf](http://new.uneca.org/Portals/asy/2012/Yearbook_2012.pdf)

<sup>10</sup> Agence internationale de l'Energie, <http://www.iea.org/stats>

<sup>11</sup> Commission économique pour l'Afrique, Groupe de la Banque africaine de développement, Union Africaine, *African Statistical yearbook 2011 / annuaire statistique pour l'Afrique 2011*, 345p., 2011 – [http://www.uneca.org/eca\\_resources/Publications/books/AfricanStatisticalYearbook2011.pdf](http://www.uneca.org/eca_resources/Publications/books/AfricanStatisticalYearbook2011.pdf)

<sup>12</sup> The Infrastructure Consortium for Africa, *Regional Power Status in African Power Pools Report*, 2011, 119 p. [www.icafrica.org](http://www.icafrica.org),

## 1 – Un développement infrastructurel sans précédent

L'engouement pour l'hydroélectricité se traduit par l'édification de barrages (1.1) et la construction de lignes à haute tension (2.2) entre États, pour réaliser les interconnexions.

### 1.1 – *La production d'hydroélectricité*

Les projets de centrales hydroélectriques et de barrages se comptent par dizaines dans la large aire allant de l'Angola à l'Éthiopie. Les développements suivants privilégient les barrages qui auront une incidence directe sur l'approvisionnement en électricité des Grands Lacs dans les prochaines années, et ceux qui ont une valeur illustrative par leur montage financier (partenaires publics ou privés, leur nationalité...), leur modèle d'exploitation (durée des concessions, prix de l'électricité...) ou encore les difficultés rencontrées lors de leur édification ou de la constitution du projet.

#### 1.1.1 – Ruzizi (Est de la RDC)

La République Démocratique du Congo, le Burundi et le Rwanda ont développé conjointement deux stations hydroélectriques (Ruzizi I et Ruzizi II), situées en RDC, à proximité du Rwanda.

Construite en 1958, Ruzizi I, d'une puissance de 29,8 MW<sup>13</sup>, est exploitée par la Société nationale d'Électricité (SNEL) de la RDC. La deuxième installation (43,8 MW), en fonctionnement depuis 1989, fait l'objet d'une gestion commune par les trois pays via la Société internationale d'électricité des pays des grands lacs (SINELAC, institution spécialisée de la CEPGL). Les troubles de la région dans les années 1990 ont permis au Rwanda de bénéficier de plus de la moitié de l'électricité produite par Ruzizi II, alors même qu'un partage équitable de la production de cette centrale entre les trois États de la CEPGL était un principe fondateur de la création en 1984 de la SINELAC.

Deux importants projets réactualisent le thème de la coopération régionale par les infrastructures : Ruzizi III et Ruzizi IV.

Porté par Énergie des Grands Lacs (EGL, autre institution spécialisée de la CEPGL) depuis plus de vingt ans, Ruzizi III a déjà fait l'objet d'une étude de faisabilité. Quatre consortiums ont été également sélectionnés en 2011 pour répondre à l'appel d'offres de la construction du barrage. D'une capacité de 145 MW, Ruzizi III pourrait entrer en exploitation au mieux<sup>14</sup> en 2017.

Malgré le soutien actif de la Banque européenne d'investissement depuis 2007 avec notamment la prise en charge des premières études de faisabilité, le financement du barrage lui-même n'est toujours pas assuré. Le coût, évalué entre 450 et 550 millions de dollars, prend en compte la création de nouvelles lignes électriques ou la rénovation de portions existantes pour permettre les transports et les échanges d'électricité entre les trois pays.

Du coup, le projet de Ruzizi IV, d'une puissance installée de 287 MW en théorie (les études de préfaisabilité ramènent ce potentiel à 200 MW), pourrait ne pas voir le jour avant plusieurs décennies. La construction de la 4<sup>ème</sup> tranche de Ruzizi permettrait cependant d'optimiser l'utilisation des quatre barrages, par un fonctionnement en cascade.

---

<sup>13</sup> A titre de comparaison, « Grand Maison », le plus gros barrage français, a une puissance de 1800 MW.

<sup>14</sup> The Infrastructure Consortium for Africa, *Regional Power Status in African Power Pools. Report*, 2011, 119 p. [www.icafrica.org](http://www.icafrica.org).

Fin 2010, les trois pays ont entériné le principe de la création d'une autorité de gestion du bassin versant de la Ruzizi et du lac Kivu, pour minimiser les conflits d'usages de la ressource, et optimiser la production hydroélectrique.

### 1.1.2 – Inga (Ouest de la RDC)

Le site d'Inga, à l'ouest de la RDC, constitue le plus grand potentiel hydroélectrique en Afrique, estimé entre 39 000 et 44 000 MW.

Le site d'Inga possède deux centrales actives qui ne représentent que 4 % du potentiel du site. Les deux-tiers<sup>15</sup> des turbines ne fonctionnaient pas à la fin des années 2010, réduisant considérablement la capacité de production d'Inga 1 (351 MW, exploitée depuis 1972 par la SNLE) et d'Inga 2 (1 424 MW, mise en service en 1982).

La valorisation du site d'Inga est particulièrement ambitieuse, car outre la réhabilitation des deux stations existantes et la construction d'un barrage géant, elle prévoit l'interconnexion avec les cinq réseaux électriques africains : (*Central Africa Power Pool*, *Eastern Africa Power Pool*, Comité Maghrébin de l'Electricité, *Southern Africa Power Pool* et *West Africa Power Pool*). De larges aires géographiques pourraient ainsi bénéficier des infrastructures soutenues financièrement par la Banque Africaine de Développement. Pour l'instant, seuls des États de l'Afrique Australe bénéficient de l'électricité produite sur les deux sites d'Inga (Zambie, Angola, Zimbabwe, Namibie et Afrique du Sud).

Le premier jalon de cet objectif est Inga III, un barrage hydroélectrique d'une puissance évaluée entre 3 500 et 4 320 MW. L'étude de préfaisabilité, conduite en 2008, a estimé le coût de ce projet entre 5,9 et 7,6 milliards de dollars selon la capacité installée. La Banque Africaine de Développement est censée présenter fin 2012 un rapport intermédiaire hiérarchisant les priorités d'investissement sur les sites d'Inga, car pour l'instant, Inga III n'est financièrement pas doté. La mise en service de ce barrage ne pourrait au mieux intervenir qu'à partir de 2018.

La dimension continentale du site d'Inga ne serait réalisée qu'avec la construction du projet « Grand Inga », d'un potentiel de 40 000 MW, soit plus du double de celui du complexe hydroélectrique des Trois Gorges sur le Yang Tsé en Chine. Sa capacité représenterait à elle-seule le tiers de l'énergie produite en Afrique. Grand Inga n'est cependant pas qu'une utopie (malgré toutes les réserves humaines et environnementales associées aux infrastructures hydrauliques géantes). Grand Inga figure en effet parmi les 11 « projets exemplaires » mis en avant par le G20 lors du sommet de Cannes de novembre 2011. Et un protocole d'accord entre les présidents Kabila et Zuma a été signé le 12 novembre 2011 pour la construction de Grand Inga. Dès lors, 2025 s'avère au final être un horizon possible à sa réalisation, malgré un coût global du projet hors-norme (80 milliards de dollars pour le barrage lui-même<sup>16</sup>, et probablement plus de 10 milliards de dollars supplémentaires pour l'interconnexion des réseaux électriques africains). Le financement d'Inga I et Inga II avait lourdement contribué à l'endettement de la RDC. Malgré l'étendue des prêts accordés dans l'hydroélectricité par la Banque européenne d'investissement (premier bailleur de fonds international) et la Banque mondiale, cette somme paraît difficilement atteignable (et chère dans l'absolu, avec un coût au kW installé presque deux fois supérieur à celui du barrage des Trois-Gorges).

---

<sup>15</sup> The Infrastructure Consortium for Africa; *Power Supply Situation in Africa*, ICA annual meeting, 2008, 8 p.

<sup>16</sup> UNEP, *Africa Water Atlas*, UNEP, 2010, 314p. [http://www.unep.org/pdf/africa\\_water\\_atlas.pdf](http://www.unep.org/pdf/africa_water_atlas.pdf)

### 1.1.3 – Projets de grands barrages en Éthiopie

Davantage que la croissance progressive du secteur industriel éthiopien, la construction de nombreux ouvrages hydroélectriques pourrait conforter l'Éthiopie dans ses objectifs de développement interne (électrification) et d'affirmation régionale. Au regard de ses caractéristiques géographiques et climatiques (relief, pluviométrie moyenne supérieure à celle de la France), l'Éthiopie aurait en effet un potentiel hydroélectrique gigantesque, d'environ 50 fois sa capacité de production installée (40 GW contre 800 MW aujourd'hui). Mais accéder à la position de premier pays producteur africain d'hydroélectricité supposera du temps (plusieurs décennies d'études techniques, de négociations avec les riverains d'aval...) et des financements. Ce dernier point ouvre la voie à des investissements étrangers massifs et à long terme, en plus de ceux des bailleurs internationaux, de la durée d'une concession par exemple (de 20 à 40 ans dans ce secteur).

**Gilgel Gibe (I à V).** Une cascade de cinq installations hydroélectriques est prévue sur le cours de la rivière endoréique Omo, qui se jette dans le lac Turkana. Si la capacité totale pourrait avoisiner les 4 500 MW, seuls Gibe I (184 MW) et Gibe II (420 MW) sont exploités<sup>17</sup>.

Le barrage de Gibe III, dont l'exploitation devrait commencer en 2013, est le projet hydro-électrique le plus contesté en Éthiopie. Il a fait l'objet de plusieurs campagnes d'ONG (*Human Rights Watch, Friends of Lake Turkana, International Rivers, Survival International*<sup>18</sup>) pour ses impacts sociaux et environnementaux. La régularisation du débit de l'Omo pourrait compromettre le cadre de vie de près de 200 000 personnes appartenant à des groupes ethniques minoritaires dans la vallée de l'Omo et sur les rives du lac Turkana. L'attribution de la construction de cette cascade de barrages s'est caractérisée par son opacité et l'absence de procédure de marchés publics. Les études d'impacts sociaux et environnementaux n'ont pas répondu aux procédures et standards internationaux, ce qui a provoqué le désengagement des bailleurs internationaux du financement du barrage (entre 1,8 et 2,2 milliards de dollars). Ces derniers proposent tout de même de soutenir indirectement le projet par le financement d'infrastructures liées à Gibe III : en juillet 2012, la Banque mondiale a ainsi accepté<sup>19</sup> de prêter un milliard de dollar pour construire 1 000 km de ligne à haute tension entre le site du nouveau barrage et le Kenya. Un protocole d'accord avec une entreprise publique chinoise (*Dongfang Electric Corporation*), qui fournirait les équipements électriques et mécaniques, a été signé en 2010, dont le montant est presque intégralement garanti par un prêt consenti par l'*Industrial and Commercial Bank of China*.

Gibe IV (1 468 MW) pourrait être livré en 2016, mais l'étude de préfaisabilité reste à faire et à financer, malgré un accord de principe en 2009 pour que la société publique Chinoise Sino Hydro Corporation le construise.

**Grand Ethiopian Renaissance Dam.** Projet phare de l'Éthiopie, ce barrage devrait être livré à la mi-2017 par le groupe italien *Salini*. D'une capacité initiale de 5 250 MW (portée en mars 2012 à 6 000 MW), il deviendrait alors le plus gros barrage hydroélectrique en Afrique. Répondant au régime extrêmement saisonnier du Nil Bleu, il est capable à pleine charge

---

<sup>17</sup> Gibe II n'est pas un barrage mais une centrale hydroélectrique qui reçoit l'eau de la rivière Gilgel Gibe par une canalisation de 26 km, sans pouvoir la stocker.

<sup>18</sup> Voir par exemple *International Rivers, Ethiopia's Gibe III Dam. Sowing Hunger and conflict*, janvier 2011, 8 p. <http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/gibe3factsheet2011.pdf>

<sup>19</sup> <http://www.worldbank.org/en/news/2012/07/12/world-bank-approves-new-power-transmission-line-ethiopia-kenya-boost-electricity-economic-growth-east-africa>



d'utiliser un débit proche de 12 000 m<sup>3</sup>/s<sup>20</sup> ! La prise en charge financière de la partie électrique (les turbines, l'équipement électrique associé pour 1,8 milliard de dollars) a été assurée par des banques chinoises, mais trois milliards de dollars demeurent à la charge de l'Éthiopie. Cette dernière a d'ailleurs émis des obligations d'État spécifiques pour le financement du complexe hydroélectrique. La construction des lignes à haute tension nécessaires pour relier *Grand Ethiopian Renaissance Dam* aux réseaux existants semble ne pas être financée pour l'instant.

La construction d'un barrage géant sur le principal affluent du Nil (en débit) a suscité de fortes réactions de la part de l'Égypte. Malgré des premiers signes d'apaisement en direction du Caire, l'Éthiopie a réaffirmé en septembre 2012 le caractère prioritaire<sup>21</sup> du grand barrage pour son développement, et que sa mise en œuvre ne serait ni ralentie, ni amputée d'une partie de sa capacité de production.

**Mandaya (ou Mendaia), Beko-Abo et Kara Dodi (ou Karadobi).** Ces trois barrages pourraient avoir une capacité respective de 2 000 MW, 2 100 MW et 1 800 MW. Au total, ces trois barrages auraient donc un potentiel presque équivalent à celui du *Grand Ethiopian Renaissance Dam*... Les études de faisabilité, financées par la Norvège à hauteur de 20,1 millions de dollars, devaient être livrées fin 2012. EDF fait partie du consortium de consultants retenus pour la réalisation de ce travail (pour les projets de Mandaya et de Beko-Abo, les deux étant situés sur l'Abey, le Nil Bleu).

Les études pour la conception du barrage de Mandaya sont les plus avancées, mais le début de son exploitation n'est pas prévu avant 2031 (2036 pour Kara Dodi)<sup>22</sup>. La question du financement ne se pose pas encore, mais il devrait être proche de 2,5 milliards de dollars pour le premier, et de 2,2 milliards de dollars pour le second...

#### 1.1.4 – Bujagali (Ouganda)

Le barrage Bujagali, dont la construction a débuté en 2007, est en phase de production depuis le 1<sup>er</sup> août 2012 après une série de tests initiés en mars 2012. D'une capacité de 250 MW, cette installation hydroélectrique double le potentiel de production électrique de l'Ouganda. L'originalité du projet vient d'un financement majoritairement privé (le plus important en Afrique). Le coût de cette infrastructure a été essentiellement couvert par un prêt de 700 millions de dollars (*International Finance Corporation*, Banque africaine de développement, *KfW*, *Barclays Bank*...). Les exploitants de la centrale ont apporté 200 millions de dollars supplémentaires : il s'agit de *Sithe Global* (États-Unis), *Industrial Promotion Services of Kenya* (détenu par le Fond Aga Khan pour le Développement économique – AKFED) et l'État Ougandais. Une société de projet réunissant ces trois derniers financeurs, *Bujagali Energy Limited*, aura la responsabilité de l'exploitation de la centrale pendant trente ans, dans le cadre d'un BOT (*Build – Operate and Transfer*).

L'emplacement du barrage est sujet à controverse car, en plus de considérations environnementales et sociales inhérentes aux grandes infrastructures, il est situé à six kilomètres en aval de deux autres barrages (*Owen Falls dam* et son extension). Du coup, son potentiel de

<sup>20</sup> A titre de comparaison, la Seine à Paris a un débit moyen de 330 m<sup>3</sup>/s.

<sup>21</sup> D. Gebre-Hiwot, "Ethiopia: No Compromise on Grand Renaissance Dam Construction", *AllAfrica*, 25 septembre 2012, <http://allafrica.com/stories/201209281420.html>

<sup>22</sup> The Infrastructure Consortium for Africa, *Regional Power Status in African Power Pools. Report*, 2011, 119 p. [www.icafrica.org](http://www.icafrica.org),

production est doublement limitée par son lac-réservoir de capacité restreinte du fait de la proximité des installations en amont, et par les volumes d'eau stockés par ces deux barrages.

Si la durée de 30 ans de la concession avant la rétrocession de la propriété du barrage à l'État ougandais n'est pas excessive (dans la grosse hydraulique, des durées de 40 ans sont fréquentes), l'absence d'un important subventionnement de la construction conduit à un prix élevé de l'électricité produite. Ainsi, bien que la fourniture locale ait été formellement l'une des motivations de la construction du barrage de Bujagali, le prix de vente de l'hydroélectricité la destinera surtout à l'exportation... D'autant que l'Ouganda a suspendu les subventions à l'électricité, qui visaient à lisser le prix élevé des hydrocarbures (et aidaient surtout les catégories supérieures, déjà connectées à l'électricité). La mise en service du barrage de Bujagali s'est ainsi accompagnée paradoxalement d'une forte hausse des prix de l'électricité domestique.

D'autres barrages sont envisagés en Ouganda, mais aucune étude de faisabilité n'est pour l'instant financée et donc réalisée. Il s'agit des barrages de Karuma (700 MW), d'Agayo (550 MW) et de Murchison Falls (750 MW). Le barrage de Karuma était à un stade d'étude de préfaisabilité, mais le retrait du partenaire norvégien a reporté la date de sa livraison après 2016. Des soupçons de corruption pèsent sur le processus de sélection des entreprises pouvant prétendre à la construction, initié en 2012, en faveur d'une société chinoise.

## **1.2 – La constitution de réseaux électriques régionaux**

L'Afrique est divisée en cinq grands réseaux électriques régionaux, qui n'excluent pas l'appartenance d'un même pays à plusieurs de ces grilles énergétiques. Ces réseaux ont un statut d'agence spécialisée auprès de leur Communauté économique régionale respective :

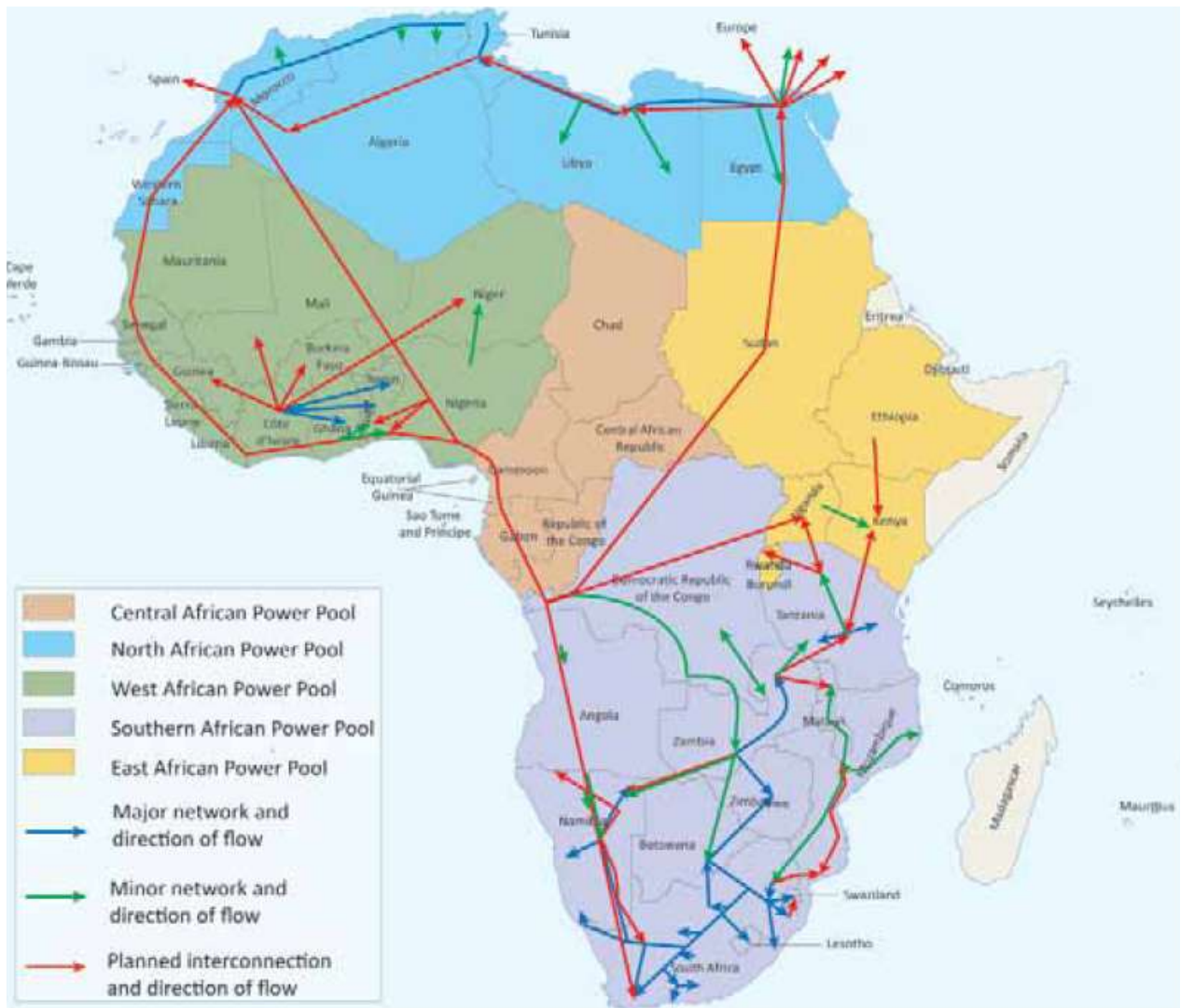
- L'*Eastern Africa Power Pool* (EAPP) pour le Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA)
- Le *Central Africa Power Pool* (CAPP) pour la Commission économique des États de l'Afrique centrale (CEEAC – ECCAS)
- Le *Southern Africa Power Pool* (SAPP) pour la Communauté de développement d'Afrique australe (SADC)
- Le *West Africa Power Pool* (WAPP) pour la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO – ECOWAS)
- Le Comité Maghrébin de l'Électricité (COMELEC) pour l'Union du Maghreb Arabe (UMA – AMU)

Ces intégrations régionales par les réseaux électriques devraient également permettre les échanges entre ces cinq aires géographiques. Les pays des Grands Lacs ont une position centrale qui leur permet d'envisager des connexions avec les quatre autres grands réseaux africains. La RDC, via les complexes hydroélectriques d'Inga, devient un acteur énergétique majeur du continent, et est perçue comme un fournisseur potentiel du CAPP, du SAPP et même du WAPP (Nigéria).

L'EAPP pourrait aussi être relié au réseau du COMELEC via les connexions électriques entre l'Égypte et la Libye (Kenya / Éthiopie, Éthiopie / Soudan, Soudan / Égypte), et à celui du

SAPP, grâce aux prochaines liaisons entre le Kenya, la Tanzanie et la Zambie, et également entre la Tanzanie et le Mozambique. A ce titre, les « *Power Master Plan* » de l'EAC et du Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program (NELSAP, Power Plan datant de 2005, dans le cadre de la Nile Basin Initiative soutenue par la Banque mondiale) convergent dans la réalisation de l'EAPP.

**Tableau n° 2 : GRILLES ELECTRIQUES REGIONALES EN AFRIQUE (CAPP, EAPP, SAPP, WAPP ET COMELEC)<sup>23</sup>**



Les moteurs de l'intégration régionale par l'énergie sont le nord et le sud de l'Afrique, aires où l'on retrouve les pays les plus consommateurs d'électricité, et qui ont recours à plus de 85 % de l'électricité d'origine thermique. L'hydroélectricité, dont la capacité installée ou planifiée dans les prochaines années ne cesse de croître en Afrique Centrale et en Afrique de l'Est, les intéresse tout particulièrement, que ce soit pour son coût réputé inférieur à celui de l'électricité d'origine thermique ou plus généralement pour une moindre dépendance aux hydrocarbures.

<sup>23</sup> UNEP, *Africa Water Atlas*, UNEP, 2010, 314p. [http://www.unep.org/pdf/africa\\_water\\_atlas.pdf](http://www.unep.org/pdf/africa_water_atlas.pdf)

L'EAPP regroupe neuf pays (Burundi, RDC, Égypte, Éthiopie, Kenya, Libye, Rwanda, Soudan et Tanzanie). Quatre autres seraient susceptibles de rejoindre cette institution dédiée : Djibouti, l'Érythrée, la Somalie et l'Ouganda. Etablie en 2005 par sept pays comme institution spécialisée de la COMESA, l'EAPP a accueilli la Libye en 2011 et la Tanzanie en 2010. L'EAPP offre également une plate-forme permanente de discussion aux sociétés de services en réseau dans le secteur de l'énergie (production et distribution). Dix entreprises (nationales ou privées)<sup>24</sup> ont pour l'instant rejoint cette initiative régionale.

On constate une accélération de l'intégration des réseaux électriques de l'EACC. Jusqu'en 2008, le Soudan et l'Éthiopie, qui ont mis en service depuis cette date plusieurs barrages hydroélectriques, n'étaient connectés à aucun réseau étranger, et ne pouvaient en conséquence ni importer, ni exporter d'électricité... Ils sont aujourd'hui considérés comme les pivots des échanges entre les Grands Lacs, le nord et le sud de l'Afrique (ligne entre l'Éthiopie et Djibouti en 2011, entre l'Éthiopie et le Soudan au deuxième semestre 2012, et celle entre l'Éthiopie et le Kenya depuis le barrage de Gibe III est validée et financée).

Les échanges d'électricité<sup>25</sup> existent déjà dans l'Afrique des Grands Lacs depuis les années 1950 entre le Kenya et l'Ouganda, et depuis les années 1960 entre la RDC, le Burundi et le Rwanda. Dans l'espace couvert par l'EAPP, seuls la RDC, l'Égypte et l'Ouganda exportaient de l'électricité en 2008. Les pays importateurs étaient le Burundi, l'Égypte (dans une proportion trois fois moindre que ses exportations), le Kenya, le Rwanda et la Tanzanie.

Une ligne à haute tension existe entre l'Ouganda et le Kenya (une deuxième doit être livrée en 2013). Des lignes transfrontalières, de petites capacités, sont plus fréquentes, à l'image de celles entre le Rwanda et la RDC (en plus des lignes à haute tension construites pour le partage de l'hydroélectricité des barrages de Ruzizi). La Tanzanie est actuellement connectée avec des réseaux ougandais et zambiens. Une nouvelle ligne (400 kV) à haute tension entre la Tanzanie et l'Ouganda est financée (l'appel d'offres pour la construction a eu lieu) et devrait être achevée en 2015.

Une quinzaine de projets d'interconnexion entre pays de l'EAPP existent (à un horizon entre 2020 et 2025) pour un montant estimé d'environ 6 milliards de dollars (voir annexe n°1). A l'instar des barrages hydroélectriques, ces sommes pourront-elles être couvertes sans endetter excessivement les pays hôtes, et sans conduire à un prix de l'électricité qui deviendrait inaccessible aux populations des pays traversés (cf. 2.3.1) ?

A l'ouest de l'EACC, l'immense potentiel hydroélectrique de la RDC motive l'élaboration d'interconnexions des réseaux vers l'ouest et vers le sud de l'Afrique. La ligne à haute tension dont la réalisation est la plus probable relierait la RDC (à partir des sites d'Inga), l'Angola (Cabinda) et le Congo (Pointe Noire). Seul le financement fait défaut à sa réalisation (175 millions d'euros). Car les études préalables ont été réalisées (l'AFD y est associée), et les sociétés des services en réseau du secteur énergétique des trois pays ont déjà signé un protocole d'accord pour les transferts d'électricité. L'Angola souhaite également une deuxième interconnexion (non dotée financièrement pour l'instant) entre Inga et Maquela do Zombo (centre-nord de l'Angola à la frontière avec la RDC). Enfin, une ligne à haute tension

---

<sup>24</sup> Voir la liste sur le site de l'EAPP : <http://www.eappool.org/eng/members.html>

<sup>25</sup> Les données relatives à l'EAPP proviennent des publications relatives au Regional Master Plan de l'EACC adopté en 2008, notamment SNC LAVALIN, Parsons Brinckerhoff, *Regional Power System Master Plan and Grid Code Study*, EAPP / EAC, mai 2011, 4 volumes disponibles à l'adresse : <http://www.eappool.org/eng/publications.html>

doit être construite entre la RDC et la Zambie accompagnant la rénovation d'Inga 1 et 2 et la construction d'Inga 3. L'interconnexion, prévue pour 2012, devrait être livrée en 2013.

Des tracés plus ambitieux existent, à l'instar de celui allant d'Inga à Calabar au Nigéria, pour un coût d'environ 1 milliard de dollars, qui engagerait la RDC, le Congo, le Gabon, le Cameroun, la Guinée Équatoriale et le Gabon.

Des projets internes à la RDC à partir d'Inga pourraient bénéficier aux autres États des Grands Lacs. Une ligne à haute tension entre Inga et le Burundi est ainsi évoquée, mais aucune étude préalable et aucun budget prévisionnel n'ont été réalisés.

## **2 – La coopération par les infrastructures : intérêts et limites d'une rhétorique**

### **2.1 – *Un support à la coopération régionale***

Malgré la contestation cyclique dont fait l'objet la CEPGL et les conflits qui ont ébranlés le Burundi, le Rwanda et la RDC, les agences spécialisées de la communauté économique régionale ont été épargnées par les belligérants, qu'il s'agisse des infrastructures hydroélectriques de Ruzizi, les lignes de transmission de l'électricité, mais aussi la Banque de Développement des États des Grands Lacs ( BDEGL), ou encore l'Assurance Grands Lacs. Cela a conforté les démarches d'intégration régionale dans l'électricité pour renforcer la paix et le développement dans la région.

Les interactions entre les pays interconnectés augmentent, ce qui favorise les rencontres multilatérales à des niveaux politiques et techniques et constitue un facteur d'amélioration de la confiance réciproque. Si les bénéfices de ces installations sont partagés, surtout localement, elles contribueront à l'amélioration de la sécurité régionale. La « pauvreté et le dénuement socio-économique » sont des facteurs de conflit<sup>26</sup>, qui peuvent être limités par le développement local apporté par l'accès à l'énergie.

La création d'infrastructures communes dans le domaine de l'énergie s'affirme également comme une solution pour limiter l'intermittence des productions électriques internes, et pour stabiliser l'activité industrielle et manufacturière.

En théorie, la constitution de réseaux électriques régionaux permet<sup>27</sup> :

- de réaliser des économies d'échelle par rapport à plusieurs réseaux nationaux. La mise en commun des moyens assurerait un prix plus compétitif de l'électricité ;
- d'atteindre une masse critique de personnes desservies pour attirer des investisseurs ;
- d'améliorer l'efficacité et la performance des systèmes nationaux énergétiques, avec un service de meilleure qualité et plus stable ;

---

<sup>26</sup> M. Westerkamp, M. Feil, A. Thompson, *Regional Cooperation in the Great Lakes Region. A contribution to peacebuilding ?*, Initiative for Peace Building, juin 2009, 46 p., [http://www.adelphi.de/files/uploads/andere/pdf/application/pdf/us\\_038\\_-\\_regional\\_cooperation\\_in\\_the\\_great\\_lakes\\_region.pdf](http://www.adelphi.de/files/uploads/andere/pdf/application/pdf/us_038_-_regional_cooperation_in_the_great_lakes_region.pdf)

<sup>27</sup> UN-Energy/Africa, *Energy for sustainable development: policy options for Africa*, UN-Energy /Africa publications to CSD15, 2008, 116p. [http://www.uneca.org/eca\\_resources/publications/unea-publication-tocsd15.pdf](http://www.uneca.org/eca_resources/publications/unea-publication-tocsd15.pdf)  
Voir notamment le chapitre 4 : "Regional Initiatives to Scale-up Energy Access for Economic and Human Development: Lessons learned from the East African Community and the Economic Community of West African States" rédigé par le PNUD.

- une harmonisation des cadres réglementaires et des standards de marché. Des interconnexions régionales favoriseraient ainsi l'uniformisation des économies, de la régulation (création d'institutions communes ou de programmes dédiés) et des cadres législatifs.

Ce n'est pas sans amusement que l'on constate que ces quelques lignes de synthèse, reprises d'un rapport rédigé par le PNUD, correspondent exactement à ce qu'écrivait la Banque mondiale il y a presque vingt ans<sup>28</sup> en matière d'accès à l'eau !

Au-delà de la véracité ou non d'une rhétorique d'Organisations internationales sur les besoins de l'interconnexion des réseaux, ce qui est problématique est que ces principes s'imposent aux acteurs de manière monolithique, tel un paradigme pré-construisant la perception du problème de l'accès à l'électricité en Afrique, et donc les solutions qui en découlent. Une collectivité politique (Pays ou province) n'a d'autre choix que d'adhérer à cette grille en bloc, pour bénéficier ainsi d'aides pour les études de faisabilité, et d'une assistance pour lever des fonds, mettre en place une autorité de régulation, actualiser son cadre réglementaire etc. (cf. 2.3.1).

Ce type d'approches top-down ne laisse que peu de place à leur articulation avec l'échelon local, qui est pourtant un élément clef de la réussite de l'application de ces concepts. L'expérience dans le domaine des services de l'eau a montré que la pertinence technique, opérationnelle et financière d'un projet infrastructurel ne lui garantit pas son succès et ne lui confère aucune légitimité aux yeux des usagers. Ces choix techniques, aussi rationnels et rentables soient-ils, ne peuvent s'affranchir de la détermination de « règles de choix collectifs<sup>29</sup> », qui découlent de l'accord des différents groupes sociaux concernés pour la gestion d'une ressource ou d'un service. L'échec de plusieurs grandes concessions en matière d'eau et d'assainissement à la fin des années 1990 et au début des années 2000, a conduit les grandes entreprises du secteur de l'eau à se désengager<sup>30</sup> financièrement presque totalement des Pays en Voie de Développement dans ce domaine. C'est un risque à ne pas négliger dans le cas de la grande hydraulique et des lignes à haute tension interétatiques.

## **2.2 – Intégration par les réseaux énergétiques et risques induits de morcellement régionaux**

Les intégrations énergétiques accentuent le risque de morcellement régional, voire interne :

- ➔ Entre la RDC et les États des Grands Lacs (CAPP, SAPP)

Comme cela a été souligné en matière politique et économique dans la note sur les multi-appartenances à des organisations régionales<sup>31</sup>, la RDC a le choix de se lier à plusieurs ensembles énergétiques. Au regard de son statut de géant potentiel de l'hydroélectricité en Afrique, sa décision de privilégier un ou deux de ces réseaux régionaux aura des conséquences négatives sur les autres (moindre attractivité pour les investisseurs, perspectives de fourniture énergétique réduites...). Or pour la RDC, l'attrait de l'EAPP est moindre sur un

<sup>28</sup> World Bank, *Water Resources Management*, Washington, World Bank Policy Paper, 1993

<sup>29</sup> OSTROM Elinor, « Constituting social capital and collective action », in KEOHANE Robert, OSTROM Elinor (dir.), *Local Commons and Global Interdependence, Heterogeneity and Cooperation in Two Domains*, Londres, Sage Publications, 1995, pp. 125-160.

<sup>30</sup> A. Taithe, *L'eau. Un bien. Un droit* (préface de Michel Miraillet), Paris, Unicomm, coll. Stratégie et Prospective, novembre 2008, 214p.

<sup>31</sup> A. Léon, R. Porhel, *La gestion de la multi-appartenance, une nécessité pour poursuivre la stratégie régionale dans l'Afrique des Grands Lacs*, Observatoire des Grands Lacs en Afrique, note n°3, juin 2012, 14 p.

plan économique que les perspectives de développement à l'Ouest avec Inga 3, Grand Inga et les interconnexions avec le CAPP et le SAPP.

➔ Une ligne de fracture dans l'Afrique des Grands Lacs

Au sein même des Grands Lacs, les interconnexions électriques esquissent une ligne de fracture entre d'un côté la RDC, le Burundi et le Rwanda, et de l'autre les pays fondateurs de l'EAC, soit le Kenya, l'Ouganda et la Tanzanie. Ces deux groupes de pays s'autonomisent l'un par rapport à l'autre, que ce soit par une intégration des réseaux électriques en leur sein, ou par des connexions à des grilles électriques régionales différentes (Éthiopie, Comelec et SAPP pour les pays fondateurs de l'EAC, CAPP, WAPP et SAPP pour la RDC, le Burundi et le Rwanda).

➔ Une dynamique renforçant la partition économique de la RDC

L'engouement d'investisseurs privés et des bailleurs internationaux pour le potentiel hydro-électrique de la RDC favorise le développement de provinces congolaises dans des aires régionales distinctes. Alain Léon et Ronan Porhel<sup>32</sup> évoquent en ce sens la possibilité de l'émergence « du secteur privé dont les motivations, essentiellement économiques, provoqueraient du même coup une intégration par le bas. Dès lors, la partition de la RDC serait d'abord une réalité économique avant de devenir à terme une éventualité politique ». Si elle ne peut pas être isolément un facteur d'éclatement du pays, l'intégration par les réseaux électriques renforce les conséquences territoriales d'une dynamique économique centrifuge déjà à l'œuvre en RDC, qui s'ajoute au mouvement de décentralisation.

## **2.3 – Limites du recours aux grandes infrastructures hydrauliques et d'interconnexion**

### **2.3.1 – Endettement, Concession et modèle de développement**

Les infrastructures décrites en première partie conduisent à des investissements colossaux rapportés aux PIB des États des Grands Lacs : sans doute 5 à 7,5 milliards de dollars pour Inga III, 80 milliards de dollars pour Grand Inga, à comparer au PIB de la RDC (moins de 20 milliards de dollars...). Bujagali a coûté 900 millions de dollars pour un PIB ougandais de 17 milliards de dollars. Plus à l'est, l'Éthiopie développe plusieurs installations hydroélectriques pour plus de 10 milliards de dollars (son PIB oscillant autour des 30 milliards de dollars par an). A cela s'ajoute le coût (plusieurs milliards de dollars) de la construction des lignes à haute tension longue distance et des interconnexions entre réseaux nationaux et régionaux...

Hormis le cas du *Grand Ethiopian Renaissance Dam*, où l'avancée des travaux dépend de l'état des finances de l'Éthiopie (qui a émis des obligations d'État pour la construction du barrage), ces infrastructures sont inaccessibles aux budgets publics (hormis en appoint) des États de la région des Grands Lacs. Elles nécessitent alors des investissements privés massifs. Le modèle d'exploitation induit est la concession de longue durée. Le prix de l'électricité qui en découle est élevé, car il couvre l'intégralité des coûts pendant la durée de la concession (entre 20 et 40 ans).

---

<sup>32</sup> A. Léon, R. Porhel, *op. cit.*

Dans un autre secteur des services en réseau, celui de l'accès à l'eau et à l'assainissement en milieu urbain, ce modèle de concession lourde s'est révélé inadapté à des populations à la solvabilité restreinte. Dans les pays industrialisés, l'accès à l'eau et à l'électricité s'est étalé sur plus de 150 ans et la construction des réseaux et centrales a été abondamment subventionnée. L'idéal d'un rattrapage infrastructurel en 30 ou 40 ans par les pays en développement – fondé sur un investissement massif du privé puis son remboursement par un recouvrement total des coûts et rémunérations – est devenu une utopie dans le secteur de l'eau et de l'assainissement<sup>33</sup>. Ce modèle peut-il fonctionner pour l'électricité dans les Grands Lacs, où tous les pays appartiennent à la catégorie des Pays les Moins Avancés (PMA), à l'exception du Kenya ?

D'autant que l'électricité est déjà considérée comme chère dans une majorité de pays africains. Au Rwanda, au Kenya et surtout en Ouganda (qui a stoppé les subventions à l'électricité), le prix au kW/h est plus élevé qu'aux États-Unis (14 cents de dollars au Rwanda, entre 9 et 15 cents au Kenya, plus de 25 en Ouganda, 11 aux États-Unis). Outre l'électrification des territoires des Grands Lacs, l'accessibilité financière à l'électricité est déjà un enjeu social et de développement.

Du coup, les projets hydroélectriques et les lignes à haute tension qui y affèrent devraient surtout être destinés à l'exportation vers des pays où la demande est plus solvable, au nord et au sud de l'Afrique. La part de l'électricité dévolue à la consommation domestique dans la production des grandes installations hydroélectriques à venir sera donc forcément limitée<sup>34</sup>. De plus, le transfert aux pouvoirs publics à l'issue de la concession, en général pour un dollar symbolique, de la propriété d'infrastructures à l'entretien incertain ne justifie pas forcément une durée de délégation aussi longue.

Des prix élevés de l'électricité reflètent également les incertitudes politiques dans les Grands Lacs, qui pèsent lourdement sur le coût du financement (le risque crédit). Car la rémunération de l'investissement prend en compte la stabilité politique. Chaque niveau d'acteur cherchera à couvrir le risque politique, l'opérateur, le financeur, l'assureur, ce qui renchérit le prix de l'électricité pour les consommateurs. Des instabilités politiques conduisent ainsi à trois niveaux d'augmentation des charges.

---

<sup>33</sup> Suez avait investi 1,7 milliard de dollars dans le réseau d'eau potable de l'agglomération de Buenos Aires entre 1993 et 2002 (une somme comparable aux grands barrages évoqués en première partie). Dans certains pays comme la Bolivie, le Honduras, le Nicaragua ou le Paraguay, répercuter sur le prix de l'eau l'ensemble des coûts aurait mis « en difficulté [économique] près de la moitié de la population » compte tenu de leur pauvreté. Cf. PNUD, Human Development Report 2006. Beyond scarcity: Power, poverty and the global water crisis, New York, 2006, 422 p.

<sup>34</sup> Dans un contexte social analogue, le Népal peine à obtenir plus de 5 % de la production électrique des barrages à construire sur son territoire par des firmes indiennes. En effet, l'Inde propose un prix de rachat de l'électricité supérieur à ce que le Népal peut offrir.



### 2.3.2 – Incertitudes liées à une forte dépendance à l'hydroélectricité

La part de l'hydroélectricité dans le bouquet (ou mix) énergétique des pays des Grands Lacs (hormis le Kenya) va s'accroître dans les prochaines années. Les incertitudes liées à cette dépendance sont de trois ordres :

#### ➔ **Incertitudes climatiques**

L'Afrique des Grands Lacs, exposée au régime des moussons de l'Afrique Orientale, connaît déjà une plus grande variabilité et irrégularité de son climat, phénomènes qui s'amplifieront. Les saisons perdent ainsi en régularité (retard de la saison des pluies, sécheresses précoces, pluies diluviennes...), et la variabilité interannuelle des précipitations (volume des pluies d'une année à l'autre) s'accroît. Si le volume global des précipitations pourrait ne pas varier (voire augmenter<sup>35</sup>), les pluies devraient être plus concentrées, ce qui augmentera le risque d'inondation. Mais le nombre de jours sans pluie devrait s'accroître, ainsi que la durée moyenne entre deux jours de pluie : de ce fait, les sécheresses devraient également être plus fréquentes.<sup>36</sup>

Les conséquences du changement climatique sur la production hydroélectrique en Afrique ont fait l'objet de rares travaux, en particulier sur les bassins fluviaux situés dans les régions subhumides. A titre d'exemple, des simulations du changement climatique pour la station hydroélectrique de Batoka Gorge sur le fleuve Zambèze<sup>37</sup> prévoient à l'horizon 2080 une évolution significative du régime fluvial (avec une diminution du débit mensuel moyen de  $3,21 \times 10^9 \text{ m}^3$  à  $2,07 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) et une réduction de la production d'électricité (diminution de la production mensuelle moyenne de 780 GWh à 613 GWh). Dans la région des Grands Lacs, le changement climatique compliquera l'exploitation et le fonctionnement optimal des barrages hydroélectriques. A cause de fortes sécheresses en 2006, la production d'hydroélectricité tanzanienne a été divisée par deux, et la baisse du niveau du Lac Victoria a diminué de 40 % la capacité de production de l'*Uganda Electricity Generation Company*. Des pluies plus concentrées ne pourront pas forcément être stockées dans un lac-réservoir, et ne compenseront donc pas l'allongement du nombre de jours sans pluie consécutifs.

#### ➔ **Incertitudes relatives à l'évolution du prix des hydrocarbures**

S'il y a encore quelques années, les scénarios de consommation et d'évolution des réserves d'hydrocarbures ne pouvaient pousser les prix du gaz et du pétrole qu'à la hausse, les perspectives ouvertes par les hydrocarbures non-conventionnels menacent l'avenir des énergies renouvelables, y compris l'hydroélectricité. Le différentiel de prix actuellement entre des hydrocarbures conventionnels et le Gaz de Schiste aux États-Unis est de l'ordre de 1 à 10, en faveur de ce dernier... L'électricité d'origine thermique est pour l'instant plus chère que l'hydroélectricité, mais qu'en sera-t-il dans 10 ou 15 ans ? Or la durée de l'amortissement dans la grande hydraulique, qui se traduit par la longueur des concessions, laisse peu de marge d'évolution du prix de vente de l'électricité. Ce dernier est en général fixé dans ses grandes lignes dès la délégation, et pour toute la durée du contrat<sup>38</sup>. Face à la concurrence du Gaz de

<sup>35</sup> Cf. IPCC, « *Climate change and water* », Technical paper n°IV, 2008, disponible sur le site internet du GIEC : [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)

<sup>36</sup> UNEP, *Africa Water Atlas*, UNEP, 2010, 314p. Cf. chapitre 3 [http://www.unep.org/pdf/africa\\_water\\_atlas.pdf](http://www.unep.org/pdf/africa_water_atlas.pdf)

<sup>37</sup> G. P. Harrison, H. W. Whittington, "Susceptibility of the Batoka Gorge hydroelectric scheme to climate change", *Journal of Hydrology*, 264 (1-4), juillet 2002, 230-241.

<sup>38</sup> Le prix de vente de l'électricité peut évoluer, en général à la baisse à mesure que l'on se rapproche de la fin du PPP, mais il est déterminé à l'avance.

Schiste, les hydrocarbures traditionnels devront probablement baisser leur prix, à défaut de les aligner. Dans ce contexte, un prix fixé pour les 30 ou 40 prochaines années comme dans la grande hydraulique pourrait devenir un frein au développement en grevant la compétitivité.

### ➔ Incertitudes de gouvernance

En interne, la construction d'un grand barrage, dont le lac de retenue submergera des centaines d'hectares, peut devenir un instrument politique, en visant une communauté particulière et la chassant de ses terres. Il en est de même pour l'édification des lignes à haute tension<sup>39</sup> (prétexte de la sécurisation de la ligne par exemple).

En matière bilatérale, les lignes à haute tension interétatiques créent de nouvelles dépendances entre États. Le pays exportateur peut y voir un moyen de pression potentiel, tandis que l'État importateur pourra interpréter toute coupure comme une atteinte à sa sécurité ou à son développement. Sans imaginer une instrumentalisation « stratégique » des échanges d'électricité, la mise en réseau des grilles énergétiques nationales rend les États importateurs plus vulnérables à la stabilité politique (interne et externe) du Pays exportateur. De la même manière, la sécurité d'une ligne à haute tension partagée entre plusieurs pays peut devenir l'objet d'un chantage politique interne (entre groupes locaux et les pouvoirs publics par exemple) pour obtenir des contreparties.

La construction de barrage risque également de multiplier les conflits entre les usages énergétiques et agricoles de l'eau. Le calendrier des lâchers d'eau pour produire de l'hydroélectricité ne correspond pas forcément au calendrier des besoins en eau pour l'agriculture. Les arbitrages politiques pour la répartition de la ressource en eau (entre énergie et agriculture principalement) s'annoncent ainsi plus complexes et plus fréquents. Cette concurrence entre usages de l'eau peut se dérouler à l'échelle interne ou régionale (tensions entre l'Égypte et l'Éthiopie à ce sujet après la décision de la construction du *Grand Ethiopian Renaissance Dam*).

Dans les zones où les conditions climatiques le permettent, la **petite hydraulique** (capacité inférieure à 10 MW, au fil de l'eau ou avec une retenue) pourrait suppléer au moins partiellement le recours à des infrastructures lourdes et diminuer les risques de gouvernance. Outre un investissement à la portée de l'aide publique au développement ou des finances des États des Grands Lacs, la petite hydraulique répond aux objectifs sociaux et économiques de l'électrification<sup>40</sup> des territoires sans forcément nécessiter d'interconnexion. Elle peut être vue comme un moyen autonome d'apporter l'électricité dans des endroits éloignés des lignes à haute tension ou des centrales électriques existantes. À l'image de ce qui se pratique pour les autres énergies renouvelables dans la région (géothermie, solaire, éolienne), la petite hydraulique a besoin un cadre réglementaire favorable pour intéresser le secteur privé à des problématiques locales. Elle est en revanche plus vulnérable aux conditions climatiques du fait d'un stockage de l'eau nul ou restreint.

---

<sup>39</sup> United-Nations, *Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid*, New York, UN Department of Economic and Social Affairs, 2006, 199p. <http://www.un.org/esa/sustdev/publications/energy/interconnections.pdf>

<sup>40</sup> La Chine a largement développé ces petites centrales (près de 45 000 de moins de 10 MW !) pour électrifier son territoire étendu. Cf. Programme mondial pour l'évaluation des ressources en eau, *Water, a shared responsibility. The United Nations World Water Development Report 2*, Paris, UNESCO Publishing, 2006, 584 p.

## Annexe 1 : PROJETS D'INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES DANS L'ESPACE DE L'*EASTERN AFRICA POWER POOL*<sup>41</sup>

Table 4.7 Ongoing interconnection priority projects

Interconnection	Voltage	Capacity (MW)	Earliest Year of Operation	Cost (US\$ m)	Status	Comments
Tanzania-Kenya	400kV	1520	2015	117	Ongoing FS, detailed design and tender documents preparation	- Funding secured - Bidding for line construction may start at the end of 2011
Ethiopia-Sudan	500 kV	3200	2016	511	FS completed	Funding required
Ethiopia-Kenya	500 kV	2000	2016	845	Design and tender document preparation study have started early 2011	Funding required
Egypt-Sudan	600 kV	2000	2016	1034	FS completed	Funding required

F.S.: Feasibility Study

Source: EAPP- Final Master Plan, SNC Lavallin & Parsons Brinckerhoff, May 2011.

Table 4.8 Identified additional interconnection priority projects

Interconnection	Voltage	Capacity (MW)	Earliest Year in Operation	Cost (US\$ m)	Status	Comments
Tanzania-Uganda	220 kV	700	2023	30		- Funding required for FS
Uganda-Kenya	220 kV	440	2023	71		- Funding required for FS
Kenya-Ethiopia	500 kV	2000	2020	845	FS exists	- Funding required for investment
Ethiopia-Sudan	500 kV	1600	2020	255		- Funding required for FS
Sudan-Egypt	600 kV	1600	2020	1034		- Funding required for FS
Ethiopia-Sudan	500 kV	1600	2025	255		- Funding required for FS
Sudan-Egypt	600 kV	2000	2025	1034		- Funding required for FS
Uganda-Tanzania & Kenya	2x220 kV	1140	2023	101		- Funding required for FS

F.S.: Feasibility Study

<sup>41</sup> The Infrastructure Consortium for Africa, *Regional Power Status in African Power Pools. Report*, 2011, 119 p. [www.icafrica.org](http://www.icafrica.org),