

LA RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE DU CONGO DEVANT UN CHOIX DIFFICILE POUR L'ÉLECTRICITÉ

Raf Custers

Le Congo travaille sur plusieurs fronts dans le sous-secteur de l'électricité. Le redressement de l'électricité, rappelons-le, est un des Cinq chantiers prioritaires des autorités congolaises. Dans cet article, nous examinons quatre grands axes d'activité. Le pays prépare tout d'abord l'ouverture du marché et a entamé une action – peu visible mais importante – au niveau institutionnel. Ensuite, beaucoup d'intérêt est porté aux dossiers des grandes infrastructures existantes. En plus, sous l'impulsion du client privilégié qu'est BHP Billiton, le mirage d'Inga-3 devient concret. Cet article se termine en détaillant l'évolution dans les provinces et les collaborations sous-régionales avec les pays voisins des Grands Lacs et de l'Afrique australe. D'autres sous-secteurs comme ceux des hydrocarbures ou des énergies renouvelables ne sont pas pris en compte ici. Pour l'électricité, une première question est de savoir si les actions en cours correspondent aux besoins qui sont énormes. Il est aussi important de déterminer la marge de manœuvre du Congo pour sa politique énergétique, tout en sachant que le pays dépend dans une grande mesure de financements extérieurs pour ses actions en matière d'électricité. Cet aperçu résulte en partie d'une recherche réalisée pour le Centre belge de référence pour l'expertise sur l'Afrique centrale (CRE-AC), laquelle recherche a consisté en un travail d'inventorisation entamé en 2010 et poursuivi en 2011. Lors d'une recherche de terrain à Kinshasa, en juin 2011, les interlocuteurs clés congolais et étrangers ont aussi apporté une information substantielle.

1. La réforme du secteur

Depuis 2008, la République démocratique du Congo réforme le secteur de l'énergie. Les enjeux sont multiples. Il s'agit d'ouvrir le secteur à l'initiative privée et, du côté des acteurs publics et en premier lieu de la Société nationale d'électricité (SNEL), d'améliorer l'offre et la qualité du service, et d'améliorer aussi la performance de la SNEL sur plusieurs plans (technique, financier et opérationnel) et sa gouvernance. Cette réforme trouve son origine dans le Document des stratégies pour la croissance et la réduction de la pauvreté

(DSCR) de juin 2006. Le DSCR identifiait cinq piliers stratégiques, dont le deuxième (la consolidation de la stabilité macroéconomique et la croissance) a des implications directes pour l'électricité. Ces piliers ont été repris en 2007 dans le programme gouvernemental à moyen terme (2007-2011), qui repose sur les Cinq chantiers définis par le président congolais, Joseph Kabila. À plus long terme (« à l'horizon 2025 »), le DSCR fixait comme objectif que le taux de desserte en électricité soit élevé à 60 % sur l'ensemble du territoire. Pour ce faire, une réforme était estimée indispensable.

En mai 2007, le gouvernement issu des élections générales de 2006 chargeait le ministère de l'Énergie de la restructuration du secteur¹. Les premières études rendues au gouvernement un an plus tard faisaient apparaître les contours de cette réforme². Le secteur de l'électricité serait libéralisé, le monopole de fait dont la Société nationale d'électricité (SNEL) a joui depuis des décennies serait abandonné, et un nouveau cadre serait créé pour l'électrification rurale. Dans les discours des responsables, ces orientations sont motivées par la volonté d'augmenter le taux de desserte des Congolais en électricité, qui passerait de 9 % actuellement (le plus faible en Afrique) à 19 %. Les Congolais ne demandent pas mieux. Nous nous rappelons une conversation, en octobre 2004, dans un village du Bas-Congo situé littéralement sous la ligne à haute tension qui relie les centrales hydroélectriques et Kinshasa. « Si on aurait (*sic*) l'électricité, disaient ces gens, on ne devrait plus cuisiner avec du bois de brousse, on serait informé sur le monde et, au lieu de jouer du tam-tam, on pourrait écouter des CDs. » Palabre représentatif de la majorité des Congolais.

Selon le ministre de l'Énergie, Gilbert Tshiongo, le Congo aurait besoin de 6,5 milliards de dollars d'ici 2015 pour atteindre cet objectif. Et même sans que le pays n'augmente le taux actuel de desserte, il lui faudrait 958 millions de dollars par an d'investissements et de frais de maintenance pour le sous-secteur de l'électricité (Banque mondiale 2011). Des fonds qui, selon le discours dominant, ne viendraient pas sans que le secteur soit davantage ouvert à des investisseurs privés, et mieux administré.

Projet de loi

En mai 2011, l'Assemblée nationale a adopté pour examen un projet de loi relatif à l'électricité et l'a envoyé à la commission des travaux publics et de l'infrastructure. Il apparaît dès lors que le schéma envisagé pour le

¹ Cette décision était comprise dans l'ordonnance n° 07/018 de mai 2007.

² « Définition d'une politique de l'énergie et d'un nouveau cadre stratégique légal et institutionnel pour l'électrification rurale en RDC », étude préparée par Mercados (Espagne) et Axenne (France) avec l'appui de la GTZ et du ministère allemand de la Coopération au développement, pour le ministère congolais de l'Énergie, août 2008.

sous-secteur de l'électricité est proche de ceux connus en Occident. Selon ce schéma, le ministère de l'Énergie est responsable de l'élaboration de la politique énergétique, une nouvelle agence de régulation fera son apparition et un rôle commercial sera attribué aux entreprises étatiques.

La production et la distribution d'électricité seront donc formellement ouvertes à d'autres opérateurs à côté de la SNEL, mais celle-ci garde la compétence de gérer le transport d'électricité. Lors des premiers débats à l'Assemblée, la presse congolaise a exprimé la crainte, omniprésente dans l'opinion publique congolaise depuis plusieurs années, que la SNEL ne subisse le sort de la parastatale minière GÉCAMINES et ne soit morcelée et privatisée. Ce à quoi le ministre Tshiongo a répondu qu'il n'est pas question de privatiser ou de dissoudre la SNEL. Mais il n'a pas pu calmer tous les esprits au sein de l'entreprise publique même. Certains fonctionnaires nous disent que la séparation comptable des différents secteurs de la compagnie (production, transport, distribution) et le fait que la SNEL doive se transformer en société commerciale sont autant de portes par lesquelles le capital privé pourrait entrer dans la SNEL. Au fur et à mesure que la nouvelle disposition du secteur de l'électricité prendra forme, il apparaîtra comment les rôles seront réellement distribués. La SNEL sera alors un des opérateurs parmi d'autres. Elle devra considérablement améliorer sa performance. Une transition peu évidente. On se souvient de la dispute entre le gouvernement congolais et l'entreprise canadienne MagEnergy. En 2007, les deux parties avaient conclu un partenariat et il était convenu que Mag financerait et exécuterait la réhabilitation de l'unité G23 à la centrale hydroélectrique d'Inga-2. En retour, Mag aurait le droit de commercialiser une partie de la production. Par la suite, le dossier a été politisé et le Congo s'est montré un partenaire capricieux. En août 2010, les deux parties ont trouvé un accord : il stipulait entre autres que la SNEL allait payer \$ 24 millions à MagEnergy pour les travaux que celle-ci avait effectués dans le passé.

Tarifs

Une ouverture du marché de l'électricité ne se fera pas sans ajustement des tarifs. En Afrique subsaharienne, l'électricité coûte plus cher que dans d'autres régions en développement. Mais les prix ne couvrent en général pas les coûts de production. À Kinshasa, on maintient que le Zaïre a toujours préféré fournir l'électricité gratuitement pour des raisons sociales, thèse que nous n'avons pas pu vérifier. La République démocratique du Congo n'aurait pas rompu avec cette ligne de conduite. Cette politique de bas tarifs serait une des raisons qui expliquent le manque de moyens financiers de la SNEL. Aujourd'hui

l'électricité du Congo est bon marché. Seules la Zambie et l'Afrique du Sud l'ont encore moins chère.

Il faudrait une recherche approfondie pour appréhender la véracité de cette histoire et la tarification réelle en vigueur. Au Congo, le tarif résidentiel actuel serait de 0,04 dollar par kWh pour un coût « historique » de 0,068 dollar (Banque mondiale 2011). À partir du moment où la SNEL deviendra une société commerciale, les tarifs devront couvrir les coûts de production. Cette évolution oblige la société à revoir la politique tarifaire élaborée par un arrêté ministériel de mars 2009 et conduira inévitablement à une hausse des tarifs. Une évolution qui semble acquise au siège de la SNEL : « Il nous faut un tarif rémunérateur, entend-on maintenant à la direction, sinon, c'est le suicide. »

Un autre raisonnement souvent entendu à la SNEL veut que le prix de l'électricité diminue à terme, grâce à la concurrence de plusieurs opérateurs. Cela devra encore être prouvé. Les quelques expériences existantes montrent plutôt une tendance à la hausse. Prenons l'exemple de l'entreprise belgo-américano-congolaise Électricité du Congo (EDC)³. EDC a remis en état la station hydroélectrique et le réseau de distribution de Tshikapa, dans la province du Kasai-Occidental. L'entreprise a obtenu une concession pour 25 ans dans le cadre d'un partenariat avec la SNEL. Elle peut revendre un quota de la production en dehors de la SNEL. EDC a investi \$ 10 millions et, pour amortir cet investissement, applique des tarifs élevés : ils sont de 0,25 dollar par kWh pour les entreprises et 0,40 dollar pour les particuliers. Ce projet serait très rentable, mais selon Filipe Vanhoutte, administrateur-délégué d'EDC, il ne produira des profits pour l'exploitant qu'après 12 ans d'exploitation. Au Kasai-Oriental, une autre entreprise belge, Hydroforce, a conclu un contrat similaire avec la parastatale du diamant Miba pour la production (et la revente) d'électricité à Mbuji-Mayi. L'idée est que ces installations produisent l'électricité à moindre coût et qu'une prolifération de ce type d'investissements relativement réduits serait donc une bonne chose pour le pays. Il faudrait une étude comparative pour le prouver.

La question des tarifs joue également dans les projets d'harmonisation interétatique. Les membres de la société mixte Énergie des Grands Lacs par exemple, que sont le Burundi, le Congo et le Rwanda, appliquent des tarifs très différents. Le tarif moyen du Rwanda (« un tarif rémunérateur ») serait trois fois supérieur à celui du Congo.

³ EDC est née d'une fusion de la belgo-congolaise STS avec Safricas (Daniël Blattner).

2. Les grandes infrastructures

De toute évidence, la remise en état et l'expansion des grandes infrastructures d'électricité l'emportent sur la desserte des populations dans les provinces. Les budgets pour les grandes infrastructures sont beaucoup plus élevés, les projets plus ambitieux, les travaux plus avancés et la finition souvent plus aboutie.

Les grandes infrastructures sont celles des centrales hydroélectriques d'Inga dans la province du Bas-Congo et les lignes à haute tension qui relient Inga à la capitale Kinshasa, au bassin minier du Katanga et à l'Afrique australe. Cette priorité peut coïncider avec l'idée (assez répandue entre autres au sein de la SNEL) que les grandes infrastructures permettent des exportations d'électricité. Ces exportations devraient à leur tour générer des rentrées de devises avec lesquelles le Congo pourrait se procurer des biens nécessaires à l'étranger. Certains disent que la priorité donnée à ces grandes installations relève aussi d'un choix politique : contenir les masses populaires dans l'agglomération de Kinshasa.

La configuration Inga-Kinshasa-Katanga, qui date des années 1970 et 1980, reste déterminante pour toute la politique énergétique de la RDC. Elle a des implications pour le financement. L'extension de la capacité de production et du réseau de distribution coûte en réalité plus cher dans des pays qui misent sur l'hydroélectricité. Pour la RDC, ces coûts représentent 5,8 % du produit intérieur brut (Banque mondiale 2011). Or, la Société nationale d'électricité ne dispose pas de moyens financiers. On vient de citer les bas tarifs comme facteur d'explication. Un autre élément est que l'État congolais et ses entreprises parastatales sont les premiers sur la liste noire des mauvais clients. Selon la SNEL, ils ont entassé près d'un milliard de dollars d'arriérés de paiement, dont \$ 222 millions redevables par la GÉCAMINES, \$ 105 millions par la Régideso et \$ 340 millions par d'autres entités de l'État. La SNEL a déjà coupé le courant de certains de ces acteurs, mais elle essaierait plutôt de les conduire à des engagements de paiement incontournables. Les financements pour les gros travaux viennent donc essentiellement de l'extérieur. Les nombreux dossiers avancent vraiment « à pas de tortue ». Mais au moins ils avancent.

La réhabilitation d'Inga et ses interconnexions

Inga et Kinshasa font l'objet du Projet de marché d'électricité à la consommation domestique et à l'export (PMEDE). Les composantes du PMEDE, pour être plus précis, sont la réhabilitation des deux centrales hydroélectriques existantes d'Inga, la construction d'une deuxième

ligne d'Inga à Kinshasa, et la réhabilitation et l'extension du réseau de la capitale. L'objectif pour Inga est d'augmenter la capacité opérationnelle à 1300 megawatts et de rendre cette capacité de production fiable. Il ne s'agit pas uniquement de réparations de la mécanique, mais il s'agit aussi, entre autres, de travaux dans les canaux et retenues d'eau. Un problème de longue date est que le canal Fwamalo devant la centrale d'Inga-1 est fortement ensablé et que le dragage est inadéquat. Cela réduit le débit d'eau et la performance de la centrale. Pour compliquer encore ce dossier, le débit du fleuve Congo était tellement bas en 2011 que la Régie des voies fluviales a même alerté les autorités. Elle craint que cet étiage critique puisse être le signal du changement climatique en Afrique centrale.

Les partenaires de la SNEL pour le PMEDE sont la Banque mondiale (BM), la Banque africaine de développement (BAD), la Banque européenne d'investissement (BEI) et la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), une banque publique allemande. Lors du démarrage de ce programme en 2007, la BM a accordé un montant de \$ 296,7 millions. En juin 2011, elle a mis à disposition une nouvelle tranche de \$ 272,6 millions. Ce programme devrait expirer en 2016. Le budget initial était d'un demi-milliard de dollars : \$ 226,7 millions pour la génération, \$ 93,8 millions pour la transmission, \$ 88,5 millions pour la distribution, \$ 41,2 millions pour renforcer les institutions dans le secteur de l'énergie, et surtout la SNEL, et \$ 48,8 millions pour l'exécution. Dans le budget initial, la BAD intervenait pour \$ 100 millions et la BEI, pour \$ 92 millions. Entre-temps, ce budget a été revu à la hausse et, selon le représentant de la Banque mondiale à Kinshasa, il tourne actuellement autour de \$ 600 millions. Il faudrait une recherche additionnelle pour bien distinguer les proportions des dons et des prêts. Le PMEDE comporte des dizaines de contrats dont, selon la BM à Kinshasa, 40 % sont en exécution.

Une partie de l'électricité des centrales Inga-1 et Inga-2 est envoyée à Kinshasa par une ligne à haute tension (HT). Mais en raison de la maintenance à Inga et de la capacité limitée de cette ligne, seulement 400 megawatts peuvent être fournis à la capitale, la moitié de la demande estimée. Le PMEDE prévoit la construction d'une deuxième ligne HT d'Inga à Kinshasa. Cette ligne d'environ 260 km « sera alimentée par une tension de 400 kV, mais utilisée dans un premier temps en 220 kV » (Sofreco 2011). Une mesure « temporaire », illustratrice de l'exécution parfois difficile du PMEDE. Elle est due au manque de moyens pour installer une configuration normale, avec un élévateur (de 220 kV à 400 kV à Inga) et un abaisseur (de 400 kV à 220 kV) à Kinshasa. La conséquence est une capacité réduite de transport d'électricité. La deuxième ligne doit permettre non seulement de supprimer les nombreux délestages à Kinshasa, mais aussi d'augmenter la clientèle.

Ainsi, 60 000 nouveaux raccordements deviendraient possibles et « plus de 500 000 habitants » seraient desservis en électricité (Sofreco 2011).

Le contrat pour la deuxième ligne Inga-Kinshasa, financé à hauteur de 110 millions d'euros par la BEI, a été accordé en novembre 2010 à l'entreprise indienne Kalpataru Power Transmission. Les travaux ont connu un léger retard en vue de régler correctement les indemnités dues aux personnes qui seraient expropriées sur le trajet de cette deuxième ligne.

La situation dans la grande agglomération de Kinshasa reste très compliquée. La population de la capitale a explosé, elle aurait dépassé le nombre de 10 millions d'habitants, à cause de l'exode rural amplifié par les mouvements de réfugiés pendant les guerres des années 2000. Par conséquent, la demande d'électricité à Kinshasa a, elle aussi, explosé. La population hautement démunie se débrouille en piratant le réseau. Les cabines surchargées tombent régulièrement en panne, ce qui provoque des coupures d'électricité. Notons que Kinshasa est responsable de la plupart des coupures dans le pays et que le Congo a connu 182 jours (un record africain) avec des coupures d'électricité d'une durée moyenne de 3,63 heures en 2008 (Banque mondiale 2011). La SNEL doit, en plus, procéder à des délestages et distribuer quartier par quartier l'électricité disponible en provenance d'Inga. Cet ensemble d'entraves rend la modernisation du réseau à Kinshasa extrêmement urgente. Au niveau de la distribution, le nombre de cabines (autour de 3 000 actuellement) devrait doubler. Ensuite, 60 000 compteurs prépayés doivent être installés dans les quartiers aisés et des compteurs électromécaniques standard, dans les quartiers au taux de desserte faible. Les compteurs prépayés seront livrés par l'entreprise égyptienne Elsewedy. Rappelons qu'en 2009, l'entreprise sud-africaine Connect Africa a livré 7 000 compteurs à carte de prépaiement à la SNEL pour installation à Kinshasa et Lubumbashi. L'Afrique du Sud était le premier pays africain à introduire ce système de paiement, la philosophie étant que la clientèle devrait tout simplement s'habituer au paiement. Ailleurs, la pratique se répand. Au Lesotho, en Namibie et au Rwanda, une majorité de consommateurs serait équipée de compteurs à prépaiement (Banque mondiale 2011).

Combats pour Inga-3

Pendant des années, le Grand Inga était qualifié de « monstre du Loch Ness » : de temps en temps, il lève la tête, puis disparaît sans laisser de traces. Nul ne doute du potentiel hydroélectrique d'Inga où, à quelques dizaines de kilomètres de l'embouchure du fleuve, une masse énorme d'eau coule dans un lit très étroit et en forte pente. Le débit – de 41 000 m³ par seconde en moyenne sur l'année – y est exceptionnel.

Le rêve est de détourner tout le fleuve en amont d'Inga et de construire un méga barrage dans la vallée voisine de la Bundi, d'une capacité de 40 000 mégawatts, et donc plus performant que le complexe des Trois Gorges en Chine. Mais les capitaux nécessaires à la construction de cet ouvrage effraient bailleurs et investisseurs. Cependant les mégalomanies des uns et les ambitions des autres se sont effacées pour aboutir à un projet de taille restreinte : celui d'Inga-3. Et bien qu'une série d'obstacles doivent être surmontés avant qu'Inga-3 ne produise du courant, on peut maintenant l'affirmer : ce projet se réalisera. La raison principale : Inga peut produire à moindre coût ; les estimations vont de \$ 0,021 à \$ 0,035 par kWh.

Ce dossier débute en 2006, lorsque l'entreprise BHP Billiton signe des protocoles d'accord avec le gouvernement congolais et la SNEL. BHP va étudier, en exclusivité, la manière d'utiliser l'électricité du Congo dans une fonderie d'aluminium que BHP construirait à Moanda, à 150 km d'Inga sur la côte atlantique (Ministère Énergie 2010)⁴. BHP se trouve alors en compétition avec le projet Westcor. Dans ce scénario, Inga-3 serait développé par un consortium de cinq pays d'Afrique australe, pour approvisionner Kinshasa, mais surtout les autres pays *via* une « autoroute d'énergie » à travers l'Angola⁵.

Dans un premier temps, BHP et Westcor pourraient devenir deux clients qui seraient sur un pied d'égalité avec la SNEL. C'est d'ailleurs l'idée qui prévaut lors d'une conférence du World Energy Council en avril 2008 (WEC 2008). Mais, en 2009, le gouvernement de Kinshasa laisse entendre que le Congo développera seul Inga. Les partenaires de Westcor comprennent le message et se retirent contre leur gré. Westcor est donc enterré. On ignore pourquoi le gouvernement congolais a changé d'avis. À Kinshasa, on admet seulement qu'il est important d'attirer de gros investissements productifs, et l'arrivée de BHP semble aller dans ce sens. La fonderie de BHP aurait une capacité de 800 000 tonnes d'aluminium par an. En 2008, BHP estime qu'il lui faudrait jusqu'à 2000 MW générés à Inga pour la fonderie de Moanda (BHP Billiton 2008).

Comment, dans ce cas, construire une troisième centrale hydroélectrique sur le site d'Inga ? Peu avant la conférence du WEC, le bureau d'ingénierie canadien SNC Lavalin présente une étude de préfaisabilité (cofinancée par SNC et la Coopération au développement du Canada) au gouvernement congolais. L'idée est de creuser huit tunnels par lesquels l'eau serait envoyée du canal Fwamalo vers Inga-3, situé en aval des centrales existantes. SNC

⁴ Notons que BHP Billiton a acheté des terrains pour la fonderie (570 hectares) et le quai d'un port (35 hectares) en 2007.

⁵ Les membres de Westcor étaient la RDC, l'Angola, la Namibie, le Botswana et l'Afrique du Sud.

Lavalin a déjà fait des études sur Inga dans le passé. Le bureau a en plus travaillé avec BHP Billiton au Mozambique pour développer la fonderie d'aluminium, Mozal, dans laquelle BHP a une participation de 47,1 %. Il est frappant de voir que la taille proposée d'Inga-3 diminue à partir du moment où BHP devient le client privilégié. C'est le cas dans une nouvelle étude, financée par BHP et élaborée par le bureau Coyne & Bellier, une filiale française de Tractebel. Elle reprend le type d'alimentation par des tunnels, mais elle limite la puissance installée à 3 000 MW.

Le Congo va s'inspirer de ce schéma dans les démarches suivantes. En premier lieu, il entame une procédure pour sélectionner l'entreprise qui va développer Inga-3⁶. Il est important de savoir que BHP Billiton joue un rôle de pivot. L'entreprise est coactionnaire minoritaire et client de référence (Ministère Énergie 2010). Elle fait aussi partie du comité de pilotage qui accompagne le développement d'Inga⁷. En avril 2011, le ministre publie les noms des six candidats restants⁸. Un Mémorandum du projet d'Inga-3 (MIP) est soumis à ces candidats, qui part d'une capacité de 3 000 MW.

En deuxième lieu, le Congo commande une analyse comparative des propositions existantes, pour Inga, mais aussi pour les marchés régionaux. Le contrat pour cette étude est signé en décembre 2011 avec l'association d'Électricité de France (EDF) avec le bureau RSW du Québec (acquis en novembre 2010 par l'entreprise AECOM, basée à Los Angeles). L'étude est financée par la Banque africaine de développement à hauteur de 13,4 millions de dollars. Cette coopération semble aboutir à « une troisième voie ». Les ingénieurs révèlent en effet qu'ils étudient la construction d'une « première phase de Grand Inga ». Pour ce complexe, un barrage serait construit dans la vallée de la rivière Bundi avec une centrale de 4 000 à 8 000 MW (Addendum MIP 2011). Hela Cheikhrouhou de la BAD s'exprime pour sa part en faveur de la construction de canaux vers Inga-3, estimant que des tunnels coûtent trop cher et que des canaux permettraient de faire monter la capacité jusqu'à 7 000 MW. Avec une telle centrale, la SNEL pourrait de nouveau vendre de l'électricité en Afrique australe.

⁶ Le ministre de l'Énergie lance l'avis à Manifestation d'Intérêt n° AMI/001/10/2010 au 26 octobre 2010.

⁷ Ce comité est créé par arrêté ministériel n° CAB/MIN-ENER/015/2010 du 13 septembre 2010. Il est présidé par le ministère de l'Énergie.

⁸ Ces candidats sont identifiés dans un Avis au Public du 27 avril 2011, signé par le ministre Tshiongo. Ce sont : le groupe espagnol ACS-Grupo Eurofinsa, une association chinoise (composée de China Three Gorges Project Corporation, China International Water and Electric Corporation, et Sinohydro), la Korea Midland Power Company (Komipo, une filiale de Kepco), Sithe Global Power Ventures (une filiale du Blackstone Group), SNC-Lavalin du Canada, et le groupe de construction allemand Strabag.

En raison de cette nouvelle possibilité, Kinshasa décide de prolonger la période de réflexion et, à la demande des sociétés présélectionnées, reporte l'échéance pour le dépôt des offres du 5 juillet au 19 août.

3. Dans les provinces

On ne peut cacher son étonnement lorsqu'un expert étranger à Kinshasa dit que l'électrification rurale en RDC se trouve toujours « à un stade conceptuel ». Pourtant, il y a urgence dans ce domaine aussi, et les villes et territoires en dehors de Kinshasa, où le taux de desserte ne dépassait guère 1 % de la population en 2007, ne demandent pas mieux que d'être raccordés au réseau d'électricité. Mais les priorités stratégiques sont ailleurs. Dans une étude comparative de 2007, le bureau d'études Sofreco faisait remarquer ceci : « Dans la plupart des pays où le secteur public, *via* son fournisseur monopolistique, a essayé d'implanter un programme d'électrification rurale, aucun marché n'a abouti ni débouché sur un service de grande échelle fiable offert aux populations rurales. Une des raisons mises en évidence est notamment la rentabilité moins importante des zones rurales par rapport aux zones urbaines, si bien que l'opérateur monopolistique se tourne davantage vers les zones rentables » (Sofreco 2007).

Provinces et électrification rurale

Cet état de choses se confirme au Congo. À la SNEL, une Cellule d'électrification rurale, devenue ensuite Direction, fonctionne actuellement avec un appui financier de la BAD. Cette cellule, avec l'accord du pouvoir législatif, sera promue en Agence dans peu de temps. Mais la tâche qu'elle se voit assigner est immense. Selon des données obtenues à Kinshasa, les deux tiers des territoires (89 sur 132) ne sont pas électrifiés. Un aperçu des territoires et des villes est donné au tableau 1.

Les données figurant dans ce tableau sont indicatives et n'ont pas été entièrement corroborées par des données issues de sources officielles. Mais elles tendent à correspondre à d'autres informations du ministère de l'Énergie de la RDC. Ainsi, la Cellule d'appui technique à l'énergie (CATE) du ministère a publié une liste de projets d'électricité sans financement. La synthèse en est présentée au tableau 2.

Tableau 1. Territoires et villes électrifiés

Province	Territoires	Villes	Entités (en partie) électrifiées
Bas-Congo	7 sur 10	2	9 sur 12
Bandundu	3 sur 18	2	5 sur 20
Équateur	7 sur 24	3	10 sur 27
Kasaï-Oriental	2 sur 15	2	4 sur 17
Kasaï-Occidental	2 sur 9	2	4 sur 11
Katanga	17 sur 23	3	20 sur 26
Kinshasa			
Maniema	1 sur 6	1	2 sur 7
Nord-Kivu	1 sur 6	3	4 sur 9
Province-Orientale	3 sur 25	1	5 sur 26
Sud-Kivu	3 sur 8	1	4 sur 9
Total			67 sur 164

Tableau 2. Projets sans financement

	Province	Nombre	Coût (en US \$)	Financement
1	Bandundu	25	249 040 000	CMEC ^(a)
2	Bas-Congo	13	110 852 105	CMEC
3	Équateur	32	443 095 340	BADEA ^(b)
4	Katanga	11	844 878 000	CDB ^(c) , FED ^(d)
5	Kasaï-Occidental	20	365 776 959	CDB, EDC
6	Kasaï-Oriental	27	442 982 864	CDB
7	Kinshasa			BM, BAD, BHP Billiton
8	Maniema	7	86 830 000	
9	Nord-Kivu	19	563 895 130	
10	Province-Orientale	30	1 596 738 865	
11	Sud-Kivu	19	323 951 456	
	Total	203	5 028 040 719	

(a) CMEC : China Machinery Engineering Corporation

(b) BADEA : Banque arabe pour le développement en Afrique

(c) CDB : China Development Bank

(d) FED : Fonds européen de développement

Ce tableau (non daté) reprend les grandes lignes du Plan quinquennal 2007-2011. Il n'est pas actualisé, primo, parce que l'Administration entreprend actuellement des missions dans les provinces pour identifier d'autres projets éventuels et, secundo, parce que, pour certains des projets cités, un financement semble exister. Parmi les sources, on peut citer des institutions ou entreprises chinoises (la Banque chinoise de développement ou la China

Machinery Engineering Corporation) ou arabes (la Banque arabe pour le développement en Afrique).

Ces listes montrent que les besoins en RDC sont nombreux et d'envergure. Cela ne mène pas à l'immobilisme. Plusieurs projets ont été réalisés ou sont en cours d'exécution. Le plus souvent, les financiers de ces projets ne sont pas de type traditionnel (ou occidental), mais sont issus des nouvelles économies, on pense à la Chine par exemple. Mais en réalité, s'il y a eu plusieurs candidats, c'est entre autres parce que le Congo a fait jouer la loi de la concurrence. Dans le dossier de Katende, par exemple, la Chine a été battue par des concurrents indiens. La construction d'une centrale hydroélectrique de 36 MW à Katende au Kasai-Occidental devait initialement (en 2008) être octroyée au consortium chinois China Railways/Sinohydro sur un financement chinois. Mais, *in fine*, le 18 août 2011, le gouvernement congolais a signé un contrat avec un consortium indien, composé de Bharat Heavy Electricals Ltd. (BHEL) et Angelique International Ltd. Le 11 juillet 2011, la RDC et Exim Bank of India avaient déjà signé le contrat de financement. La construction du Grand Katende (de 64 Mw) et de réseaux de transport associés coûte 280 millions de dollars, dont 168 millions sont assurés par la Exim Bank indienne et les 112 millions restants par la RDC.

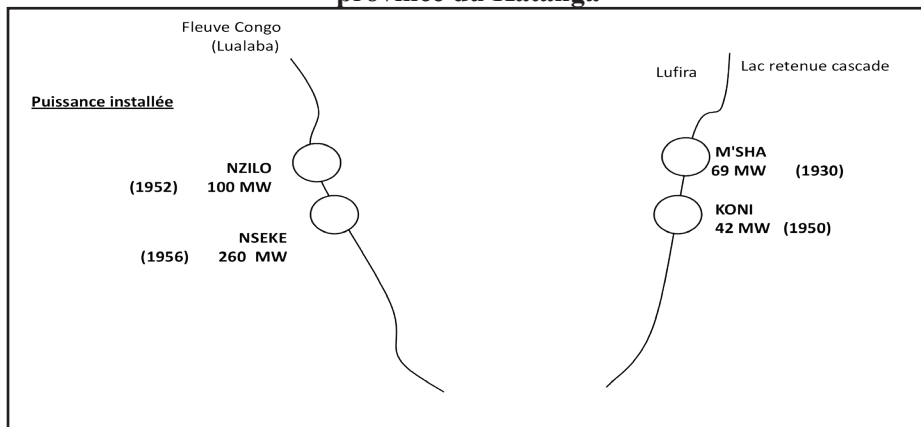
Mentionnons encore une série de micro-projets réalisés ou envisagés dans la province du Sud-Kivu. Ils sont situés, entre autres, sur l'île d'Idjwi, dans trois groupements dans le territoire de Walungu et dans la chefferie de Kaziba. Ces installations relèvent de l'initiative de privés, parfois avec un financement d'une institution privée (comme l'archidiocèse de Bukavu) (Syfia 2009).

Électricité pour les mines

Les projections de la consommation d'électricité dans la province du Katanga ont laissé entrevoir un déficit de 500 à 1 000 MW. Ces projections étaient essentiellement basées sur la croissance attendue (ou escomptée) du secteur minier. Mais elles sont trop optimistes. Le secteur minier a en effet immédiatement senti les répercussions de la crise financière en Occident, en 2008, et, étant donné que, fin 2011, la crise économique mondiale s'aggrave, une forte baisse de l'activité minière au Katanga peut se répéter.

Le parc de production et de distribution d'électricité au Katanga doit néanmoins être étendu – avec une nouvelle centrale construite par Sinohydro à Busanga – et rendu à nouveau opérationnel. Le nœud du plan d'action des autorités congolaises est constitué par quatre centrales électriques interconnectées. Ce sont celles de Nseke et de Nzilo sur l'axe ouest, et Mwadingusha et Koni sur l'axe est.

Figure 1. Production des centrales hydroélectriques interconnectées de la province du Katanga



Source de l'image : Présentation au Nepad, *The Challenge of Katanga Province Toward the Need for Electrical Energy*, août 2008.

La SNEL recourt bon gré mal gré au financement extérieur. On peut même dire que le Katanga a été le laboratoire pour une série de partenariats public-privé (PPP) avec des entreprises minières : à partir de 2005, la SNEL en a conclu un bon nombre. Les différentes parties s'étaient accordées pour que ce soient les entreprises qui financent des réhabilitations et des extensions d'installations de la SNEL et, par la suite, se fassent rembourser en électricité, à des taux d'intérêt élevés, ce qui était évidemment désavantageux pour la SNEL (Custers 2008)⁹. Parmi les entreprises concernées par ces accords, on trouvait Anvil, Ruashi Mining, et Tenke Fungurume Mining (TFM). Cette dernière exploite le plus grand gisement de cuivre et de cobalt de la province et a collaboré aux travaux de réparation de la centrale de Nseke pour couvrir ses propres besoins en électricité. Mais en 2010, des pannes se sont produites à Nseke et, en octobre 2010, les contractants ont tenu une conférence d'urgence pour voir comment la SNEL pouvait approvisionner TFM.

L'expérience des PPP a pourtant été poursuivie, au Katanga et dans d'autres provinces. Au Katanga, le groupe Forrest participe avec l'entreprise coréenne Alfonso Rowemberg Korea dans la *joint-venture* FREK qui est censée réhabiliter les centrales de Koni et de Mwadingusha. Mais le groupe Forrest se trouve pour l'instant en conflit au sujet d'une participation minière

⁹ Sur une liste de 2007 de PPP entre la SNEL et des entreprises privées figurent 17 « partenaires locaux clients miniers ». La liste est consultable *via* la page dédiée aux contrats de partenariats sur le site web du ministère du Budget http://www.ministeredubudget.cd/contrats/snel_part_locaux.pdf

au Katanga, ce qui ne l'encouragerait évidemment pas à aller de l'avant avec les centrales de la SNEL. À Manono, dans le nord du Katanga, une nouvelle entreprise minière, la Mining Mineral Resources, a pris des engagements pour réparer les installations hydroélectriques de Piana Mwanga.

En Ituri, les entreprises pétrolières Foxwhelp et Caprikat ont été citées comme participant à la réparation de Budana. La centrale de Budana est un des quatre barrages de l'entreprise étatique Office des mines d'or de Kilo-Moto (OKIMO). Toujours dans cette région, la SNEL parle actuellement de projets conjoints avec plusieurs opérateurs d'exploitation de l'or dont AngloGoldAshanti.

4. Avec les voisins

Pour compléter cet aperçu du sous-secteur de l'électricité, il faudrait signaler plusieurs programmes transfrontaliers : un premier dans l'Est du pays, aux centrales hydroélectriques de Ruzizi, un deuxième qui se dirige vers l'Afrique australe, et un troisième vers le Congo-Brazzaville et l'Angola du côté de l'Atlantique. Ici apparaît l'importance du Congo pour la sous-région, et on dira même la sous-région étendue. Le Congo est en effet membre de trois organisations régionales d'énergie et chacun de ces « pools énergétiques » compte sur l'extension de la capacité de production de la RDC.

Disons d'abord un mot au sujet de la coopération au sein du Pool énergétique de l'Afrique centrale (PEAC). Cet organisme semble reprendre de la vigueur après l'annulation du projet Westcor. C'était en tout cas l'impression des observateurs au mois de juin, lorsque le PEAC a tenu son congrès à Brazzaville. Le réseau d'Inga-Kinshasa est déjà connecté au réseau du Congo-Brazzaville, mais ces voisins veulent aller plus loin. À terme, Inga devrait être lié à Moanda, puis à l'enclave angolaise de Cabinda et à Pointe-Noire (au Congo-Brazzaville) vers le nord et la ville angolaise de Noqui. Ainsi serait réalisée une boucle autour de cette partie du Congo (PEAC 2011). D'autres projets sont à l'étude. La Banque africaine de développement a, par exemple, débloqué plus d'un demi-milliard de dollars pour étudier la connexion de la RDC avec la ville d'Imboulou en République congolaise¹⁰.

À l'Est de la RDC, les deux centrales de Ruzizi desservent cette partie du Congo, le Burundi et le Rwanda. Ruzizi-1 est gérée par la SNEL, Ruzizi-2 par la Société internationale d'électricité des Pays des Grands Lacs (SINELAC), créée par le Congo, le Rwanda et le Burundi. Ces pays membres se partagent

¹⁰ Inga Energie vers l'exécution du projet du barrage d'Inga pour alimenter une partie du Congo/Brazzaville et de l'Angola, Agence ACP, Kinshasa 20 janvier 2011.

l'électricité produite par Ruzizi-1 (d'une capacité installée de 28,2 MW) et Ruzizi-2 (42,2 MW). Ces centrales produisent en dessous de leur potentiel, vu la vétusté de leurs installations et le manque d'entretien, mais aussi parce que le débit du lac Kivu et de la rivière Ruzizi qui les alimentent est en décroissance. La RDC a pu démarrer un premier programme de réhabilitation, en décembre 2003, dans le cadre d'un projet de réunification économique et sociale, financé par la Banque mondiale. Les travaux aux groupes G3 et G4 de Ruzizi-1, d'un montant de 9,3 millions de dollars et exécutés par l'entreprise belge ABC, font partie de ce programme (CATE 2011)¹¹. Selon le représentant de la Banque mondiale à Kinshasa, les travaux aux centrales existantes sont presque terminés. Une autre institution régionale, l'Énergie des Grands Lacs (EGL), qui est la branche énergétique de la Communauté des Pays des Grands Lacs (CEPGL), fait étudier, depuis 2007, la manière de procéder pour l'expansion de Ruzizi. Le projet consiste à y construire les nouvelles centrales Ruzizi-3 (143 MW) et Ruzizi-4 (205 MW). Le coût total de Ruzizi-3 serait de 581 millions de dollars. La Banque européenne d'investissement finance des études pour un montant de 4,2 millions d'euros *via* le Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures (BEI 2011).

En direction de l'Afrique australe, un programme a été développé dès 2003 avec la Banque mondiale et le Southern Africa Power Pool (SAPP). Il s'agit du Southern Africa Power Markets Project (SAPMP) dont l'objectif principal est de « promouvoir un marché énergétique régional » au sein de la Communauté de développement de l'Afrique australe (connue communément sous le nom de SADC). La RDC est censée augmenter les exportations vers le Southern Africa Power Pool, l'organisation de l'énergie de la sous-région, jusqu'à 500 MW, et ceci, *via* le corridor qui va d'Inga à Kasumbalesa, le poste de frontière avec la Zambie. Le coût actualisé du volet congolais du SAPMP est de 430 millions de dollars. La Banque mondiale apporte l'essentiel de ce budget, le solde étant pour le compte de la BEI, la SNEL et la Copperbelt Energy Corporation de Zambie.

À Kinshasa, on entend dire que le SAPMP a été mal conçu, parce qu'il a précédé le PМЕDE qui doit fournir en partie l'électricité pour l'exportation en provenance d'Inga. C'est la raison pour laquelle il a fallu pas mal de temps avant que le SAPMP ne décolle vraiment. Ceci pourrait expliquer qu'un contrat signé en 2008 avec le groupement ABB-Allemagne et ABB-Suède ne soit entré dans la phase d'exécution qu'au 1^{er} avril 2011. Il s'agit d'un contrat de 27,3 millions d'euros pour la réhabilitation de postes 220 kV au Katanga.

¹¹ Le programme en question s'appelle Projet d'urgence de soutien au processus de réunification économique et sociale (PUSPRES). Il est géré par l'Unité de coordination de projets (UcoP) qui dépend du ministère du Plan.

À l'heure actuelle, cinq des sept composantes du programme seraient opérationnelles. La cinquième composante consiste en un système de télécommunications par fibre optique entre Inga et Kasumbalesa. Ce contrat, s'élevant à 8,8 millions de dollars, a été octroyé en août 2010 à l'entreprise EnergoInvest de Bosnie qui, à son tour, achète les câbles à fibre optique en Corée. Des appels d'offres limités à des entreprises congolaises ont été lancés uniquement pour la construction d'infrastructures communautaires, la sixième composante, et, début 2011, des contrats ont été signés avec SCICO, Trabagec et Jesse. Cette dernière entreprise devrait avoir démarré ses travaux avec le forage de puits dans sept villages. Un bon nombre de marchés doivent donc encore être conclus.

Conclusions

La République démocratique du Congo connaît un taux de croissance qui ferait pâlir plus d'un pays occidental. La croissance a grimpé de 2,8 % en 2009 à 7 % en 2010 et, sans une forte rechute de la conjoncture mondiale, elle pourrait atteindre 6,5 % en 2011 (International Monetary Fund 2011). Mais cette croissance n'est pas soutenue par une expansion comparable de l'électricité. L'électricité est un des Cinq chantiers prioritaires du gouvernement actuel. Mais les volontés politiques se heurtent aux restrictions budgétaires. En clair, le Congo ne disposant que de peu de moyens, les fonds doivent venir de l'extérieur. Ils sont libérés goutte à goutte.

D'après des chiffres récents, le Congo a une capacité de production d'électricité installée de 2443 mégawatts (MW) dont seulement 40,9 % sont opérationnels (Banque mondiale 2011). Plus de la moitié de l'équipement ne fonctionne pas, ou fonctionne mal. L'impact pour la population et l'économie se fait sentir. À peine 9 % des Congolais sont branchés sur le réseau. Mais, paradoxalement, autorités congolaises et bailleurs de fonds mettent les priorités ailleurs. De toute la génération d'électricité, 96,4 % est le fait de centrales hydroélectriques. Ces installations, dont l'architecture a été conçue avant les années 1970, sont les premières à être réparées. Dans la pratique, les centrales d'Inga, qui alimentent aussi la capitale Kinshasa, reçoivent presque toute l'attention. Par contre, à l'intérieur du Congo, la situation ne change que lentement. Si les choses progressent en dehors des grandes agglomérations et centres d'activités, c'est parce que le Congo présente visiblement des opportunités à des entreprises et des banques étatiques de l'Asie. Mais la liste des projets à réaliser dans les provinces est longue. Force est de constater que le volet décentralisé – l'électricité dans les provinces, en d'autres mots – avance trop lentement pour soutenir une croissance généralisée à travers tout

le pays. Pourtant, le grand chantier d'Inga-3, qui devra desservir en premier lieu une nouvelle usine de BHP Billiton, prend déjà forme.

Pas à pas, le pays formalise sa gestion du sous-secteur de l'électricité et ses modes de fonctionnement. Les grands traits de cette réforme se discernent, mais il faudra du temps pour en voir les conséquences pratiques. Le gouvernement semble être conscient de la nécessité que l'environnement politique ou institutionnel devienne favorable à l'entrepreneuriat. Cela n'échappe pas à l'attention d'entreprises multinationales de grande taille. Le groupe minier BHP Billiton est un des premiers à s'investir sérieusement dans des projets énergétiques.

Au sein de différents organismes, des collaborations transfrontalières ont été initiées pour satisfaire aux demandes. Les besoins en énergie dans la sous-région conduisent à un rapprochement entre des voisins qui, il y a quelques années encore, étaient impliqués dans une guerre sanglante.

Bibliographie

« Addendum au Mémoire d'information du projet Inga 3 (Addendum MIP) ». 2011 (août). Document publié en ligne par la CATE.

Africa Energy Intelligence. 2011 (24/8). « Divine va obtenir réparation ». AEI-657.

Banque européenne d'investissement (BEI), Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures. 2011. *Rapport annuel 2010*. Luxembourg.

Banque mondiale. 2011 (janvier). *Africa's Power Infrastructure. Investment, Integration, Efficiency*. Foster, Vivien & Briceño-Garmendia, Cecilia (éd.). Washington.

BHP Billiton. 2008 (avril). *Proposed Aluminium Smelter and Inga 3 Power Project in DRC*. Document présenté par Dean Maitland. Londres : WEC Workshop.

Cellule d'appui technique à l'énergie (CATE). 2011. *Projets avec financement. Électricité (fonds extérieur)*. Document publié en ligne par la CATE.

Custers, R. 2008. *Zoals de zwaluwen in Inga*, AVRUG, Gand.
http://cas1.elis.ugent.be/avrug/forum_0801/ingaraf.htm

International Monetary Fund. 2011 (juillet). *Democratic Republic of the Congo: Third Review of the Three-Year Arrangement Under the Extended Credit Facility, Financing Assurances Review, and Request for Modification of Performance Criteria - Staff Report and Press Release on the Executive Board Discussion*. IMF (« IMF Country Report No. 11/190 »).

Ministère de l'Énergie de la RDC. 2010 (octobre). *Avis détaillé à manifestation d'intérêt pour le développement, la construction et l'exploitation de la centrale hydroélectrique Inga III, Appendice B*.

Pool énergétique de l'Afrique centrale (PEAC). 2011 (juin). *Stratégie d'intégration régionale du secteur électrique en Afrique centrale*. Document powerpoint. Brazzaville.

Sofreco. 2007. *Programme multisectoriel d'urgence, de réhabilitation et de reconstruction « PMURR »*. Étude d'électrification rurale pour la Banque mondiale.

Sofreco. 2011 (avril). *Plan de réinstallation du PMEDE (Projet de Plan)*. R 1382.

Syfia Grands Lacs, Aluma, Baudry & Niyonagize, Fulgence. 2009 (15/01). *Sud-Kivu, des microcentrales hydroélectriques qui changent la vie*. <http://www.syfia-grands-lacs.info/index.php5?view=articles&action=voir&idArticle=1252>

Système d'information énergétique. 2010. *SIE Rapport annuel 2010*.

World Energy Council (WEC). 2008 (avril). « Background on the Inga hydropower projects ». In *Information on the Inga Projects*.