



**USAID**  
FROM THE AMERICAN PEOPLE



# Plan Conceptuel pour l'Amélioration des Infrastructures de Transport pour Accroître l'Accès à l'Électricité en République Démocratique du Congo (DRC)

FINAL

23 mars 2017

## Table des matières

<b>Résumé analytique</b> .....	<b>4</b>
<b>1. Aperçu du secteur de l'électricité en RDC</b> .....	<b>6</b>
1.1. Aperçu de la structure de réglementation .....	6
1.2. Aperçu des ressources d'approvisionnement en RDC .....	8
1.2.1. Ressources hydroélectriques — existantes .....	8
1.2.2. Ressources de biomasse existantes et potentielles .....	11
1.2.3. Énergie solaire disponible et potentielle.....	11
1.2.4. Énergie éolienne potentielle .....	13
1.3. Aperçu de l'historique de la consommation d'électricité en RDC.....	13
1.4. Aperçu des infrastructures de distribution.....	14
<b>2. Projections de la demande concernant les villes / agglomérations ciblées</b> .....	<b>17</b>
2.2. Kikwit .....	20
2.3. Kananga <sup>43</sup> .....	20
2.4. Tshikapa .....	20
2.5. Mbuji-Mayi .....	21
<b>3. Identification des ressources d'approvisionnement pour les villes/agglomérations ciblées</b> .....	<b>22</b>
3.1. Kikwit .....	22
3.2. Kananga .....	23
3.3. Tshikapa.....	24
3.4. Mbuji-Mayi .....	25
<b>4. Évaluation des projections de l'offre et de la demande pour les quatre villes/ agglomérations ciblées ..</b>	<b>27</b>
4.1. Projections de l'offre et de la demande sous le Scénario 1 : Développement des ressources locales .....	28
4.1.1. Kikwit.....	28
4.1.2. Kananga .....	29
4.1.3. Tshikapa .....	30
4.1.4. Mbuji-Mayi .....	31
4.2. Projections de l'offre et de la demande dans le cadre du Scénario 2 : Développement du Grand Inga .....	32
4.2.1. Kikwit.....	32
4.2.2. Kananga .....	33
4.2.3. Tshikapa .....	34
4.2.4. Mbuji-Mayi .....	35
<b>5. Compilation des fiches techniques du projet</b> .....	<b>36</b>
<b>Appendix</b> .....	<b>47</b>

## Liste des annexes

Annexe 1. Aperçu des ressources d’approvisionnement au niveau régional / provincial.....	7
Annexe 2 Liste des principales centrales électriques et leurs localisations en RDC.....	8
Annexe 3 Potentiel de l’énergie solaire en RDC.....	13
Annexe 4 Aperçu des tendances de la consommation d’électricité en RDC.....	14
Annexe 5 Inventaire des biens de transport d’électricité en RDC.....	15
Annexe 6 Cartes des Provinces de la RDC.....	17
Annexe 7 Différents niveaux d’accès à l’énergie (tels que définis par la Banque mondiale).....	18
Annexe 8. Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Kikwit.....	20
Annexe 9 Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Kananga.....	20
Annexe 10. Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Tshikapa.....	21
Annexe 11. Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Mbuji-Mayi.....	21
Annexe 12 Carte de la région métropolitaine de Kikwit et des ressources de production potentielles.....	23
Annexe 13 Carte de la région métropolitaine de Kananga et la production des ressources potentielles.....	24
Annexe 14 Carte de la région métropolitaine de Tshikapa et la production des ressources potentielles.....	25
Annexe 15 Carte de la région métropolitaine de Mbuji-Mayi et des ressources de production potentielles.....	26
Annexe 16 Coûts unitaires des infrastructures pour les projets d’infrastructures électriques dans les pays d’Afrique subsaharienne.....	28
Annexe 17 Projections de l’offre et de la demande pour Kikwit d’après le Scénario 1.....	29
Annexe 18 Projections de l’offre et de la demande pour Kananga dans le cadre du Scénario 1.....	30
Annexe 19. Projections de l’offre et de la demande pour Tshikapa dans le cadre du Scénario 1.....	31
Annexe 20 Projections de l’offre et de la demande pour Mbuji-Mayi dans le cadre du Scénario 1.....	32
Annexe 21 Projections de l’offre et de la demande pour Kikwit dans le cadre du Scénario 2.....	33
Annexe 22. Projections de l’offre et de la demande pour Kananga dans le cadre du Scénario 2.....	34
Annexe 23 Prévisions en matière d’offre et de demande pour Tshikapa dans le cadre du scénario 2.....	35
Annexe 24 Prévisions en matière d’offre et de demande pour Mbuji-Mayi dans le cadre du scénario 2.....	35

## Résumé analytique

ICF a été recruté par l'Agence des États-Unis pour le Développement International (USAID) afin d'identifier et développer des plans conceptuels pour étendre, améliorer et augmenter les infrastructures de transport et distribution électrique de la République démocratique du Congo (RDC). Sur la base des discussions tenues avec les représentants de l'Agence pour le Développement International (USAID), ICF a présélectionné quatre villes / agglomérations-Kikwit (dans la province de Kwilu); Kananga (dans la province du Kasai-Central); Tshikapa (dans la province du Kasai-Central); et Mbuji-Mayi (dans la province du Kasai-Oriental). Nous avons examiné les rapports disponibles qui ont été publiés, les articles de presse et les cartes pour cerner les ressources existantes et proposées, les ressources d'approvisionnement et les solutions de distribution électrique possibles qui pourraient améliorer l'accès à l'énergie aux quatre villes / agglomérations.

Une équipe de ICF a visité Kinshasa, la capitale de la RDC (du 13 au 23 février 2017) et a rencontré plusieurs parties prenantes, dont le Ministère de l'Énergie et Ressources hydrauliques, GCK, UCM, SNEL et AEE Power. Ces réunions ont fourni des renseignements supplémentaires et actualisés sur les projets et plans actuels et futurs pour le secteur de l'électricité en RDC. À la fin de la visite, ICF a présenté ce projet à toutes les parties prenantes, notamment la Banque mondiale.

ICF a procédé à l'évaluation de l'approvisionnement dans le cadre de deux scénarios distincts: l'un impliquant le développement des ressources locales d'approvisionnement (scénario 1) et l'autre le développement du projet Inga III (partie du Grand Inga) et des lignes accrues de distribution électrique CCHT /CA (Dans le cadre du scénario 2). Nous prévoyons également les tendances de l'offre et de la demande pour les différentes villes au cours des 20 prochaines années (jusqu'en 2035) dans le cadre de ces deux programmes. D'après notre évaluation, nous proposons les solutions conceptuelles de distribution électrique suivantes pour répondre à la demande de pointe en électricité de ces villes et nous améliorerons l'ensemble des opérations du réseau de distribution électrique dans le pays:

### **Pour un scénario avec le développement des ressources hydrauliques locales dans chaque ville d'ici 2020:**

- Projets de ligne de distribution électrique collecteurs locaux pour les villes de Kikwit, Kananga, Tshikapa et Mbuji Mayi
- Réseau des concessions de distribution pour Kikwit
- Ligne de distribution électrique CA de 220 kV entre Kikwit, Kananga, Tshikapa, et Mbuji-Mayi

### **Pour le scénario avec le développement du Projet Inga III de 4 800 MW d'ici 2025:**

- Augmentation de la ligne 500 kV CCHT Inga-Kolwezi
- Le « réseau fédérateur » CA pour la RDC (Grand Inga-Kinshasa-Mbuji Mayi-Lubumbashi)

Il y a cinq sections dans le présent rapport. La première section présente un aperçu du secteur de l'électricité en RDC, en mettant l'accent sur la structure réglementaire existante, les ressources d'approvisionnement existantes, les tendances historiques de la demande et les infrastructures de distribution électrique existantes. La deuxième section présente les projections de la demande pour les quatre villes / agglomérations en utilisant l'estimation de la population et les projections de la demande non satisfaite à partir d'un rapport de 2014 de l'Atlas du PNUD sur la RDC comme point de départ. Nous

avons utilisé une formule standardisée pour prévoir la demande de pointe future du réseau, en tenant compte de la projection de la population, des exigences d'accès à l'énergie par habitant, du facteur de charge et des réserves de capacité.

Dans la troisième section, nous avons évalué les ressources potentielles au niveau de l'offre qui pourraient répondre à la demande locale en électricité dans les villes. Nous nous sommes basés sur l'Atlas du PNUD sur la RDC 2014 pour identifier les sites énergétiques potentiels dans un rayon de 100 kilomètres autour de chaque ville. Lorsqu'ils étaient disponibles, nous avons inclus des renseignements mis à jour provenant de nos réunions à Kinshasa. Nous avons également identifié sur la carte les sites d'approvisionnement potentiels, les agglomérations et d'autres infrastructures clés en utilisant l'expertise de l'équipe du Système d'Information Géographique (GIS) du ICF. La quatrième section présente une projection des ressources de l'offre et de la demande pour chaque ville dans les deux scénarios. Nous envisageons la combinaison de la production locale et de l'approvisionnement en électricité nécessaire pour répondre à la demande de pointe prévue dans les villes ciblées. La dernière section présente les projets conceptuels présélectionnés sur une fiche d'information. Chaque fiche d'information du projet est composée de deux pages de texte, de cartes et de photographies aériennes sur les projets proposés. Les fiches d'information comportent des détails tels que la démographie des zones, l'économie, le budget du projet et les obstacles à la mise en œuvre afin de susciter l'intérêt des pays donateurs, des investisseurs du secteur privé et d'autres institutions multilatérales.

## 1. Aperçu du secteur de l'électricité en RDC

La République démocratique du Congo (RDC) est le deuxième plus grand pays d'Afrique avec une superficie totale d'environ 2.3 millions de km<sup>2</sup>, soit un peu moins d'un quart de la taille des États-Unis.<sup>1</sup> La population du pays est estimée à environ 81.3 millions à partir de 2016.<sup>1</sup> En dépit du fait que la RDC soit dotée d'un potentiel hydroélectrique riche et d'autres ressources renouvelables, il existe une importante demande en électricité non satisfaite. Le pays possède l'un des plus bas niveaux de consommation d'électricité à 0.11 MWh / habitant.<sup>2</sup> Selon les rapports publiés, la RDC possède l'un des taux d'électrification les plus faibles du monde, avec seulement environ 9% de sa population totale sur 80 millions de personnes ayant accès à l'électricité.<sup>1</sup> Le taux d'électrification des zones urbaines est d'environ 19%, tandis que le taux dans les zones rurales est de 2% (en 2013).<sup>1</sup>

### 1.1. Aperçu de la structure de réglementation

La politique de l'exécutif pour le secteur de l'électricité est formulée et approuvée par le Ministère de l'Électricité et des Ressources Hydrauliques (MRHE).<sup>3</sup> En outre, le Ministère de l'Environnement, du Tourisme et de la Conservation de la Nature (MECNT), le Ministère des Hydrocarbures et le Ministère du Développement Rural complètent également le processus d'élaboration des politiques dans le secteur de l'énergie. Le secteur de l'électricité est dominé par un monopole d'État sous l'appellation de la Société nationale d'électricité (SNEL). La SNEL détient environ 50 unités centrales réparties dans le pays, avec 36 centrales hydroélectriques et 14 centrales thermiques. Au total, la SNEL détient environ 2,442 MW de capacité (soit 94% de la capacité de totale de production).<sup>3</sup> En outre, les producteurs indépendants, comprenant principalement l'industrie minière du pays, disposent d'environ 135 MW des capacités de production (soit 6% des capacités de production).<sup>4</sup>

L'une des grandes avancées récentes dans le secteur de l'énergie est la loi de 2014 sur l'électricité.<sup>5</sup> La loi a facilité des changements importants dans le secteur énergétique de la RDC, notamment la création de l'Autorité de régulation de l'électricité (ARE), du Fonds national d'électrification (FONEL) et de l'Agence nationale d'électrification rurale (ANSER).<sup>6</sup> La loi prévoyait l'utilisation de plusieurs sources d'énergie, une attention particulière a été accordée à la conservation de l'énergie et aux mesures d'efficacité énergétique et une augmentation de 60% du taux d'électrification nationale. La loi a également mis fin au monopole de fait dans le secteur de l'énergie électrique et a ouvert le secteur à des producteurs d'électricité indépendants. La loi prévoit également des concessions pour la production, le transport, la distribution d'électricité dans une seule province. Les concessions de production sont classées et évaluées selon la taille du projet : moins de 1 MW, 1-5 MW, 5-50 MW et plus de 50 MW. En plus de ces institutions,

<sup>1</sup> Les discussions dans ce paragraphe proviennent principalement des Registres de Renseignements de la CIA sur la RDC (<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/cg.html>).

<sup>2</sup> L'Agence Internationale de l'Énergie. Les statistiques: Indicateurs de la RDC pour 2014.

<https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2014&country=CONGOREP&product=Indicators>

<sup>3</sup> Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD). Atlas des énergies renouvelables en RDC 2014.

[http://www.cd.undp.org/content/rdc/en/home/library/environment\\_energy/atlas-interactif-2014.html](http://www.cd.undp.org/content/rdc/en/home/library/environment_energy/atlas-interactif-2014.html)

<sup>4</sup> D'après le PNUD (2014), la liste des producteurs captifs du pays comprend SUCRIÈRE KWILU, NGONGO, PERENCO, MIBA, CFU, PLC, ONG, SNCC, SOKIMO, HYDROFORCE, HEDC et EDC.

<sup>5</sup> Pour un examen du cadre réglementaire du secteur de l'électricité, voir: Essor-UK Aid. (2016). *Essor—Access to electricity—Solar powered mini-grids in the DRC.*

<sup>6</sup> L'initiative Éclairer l'Afrique. <https://www.lightingafrica.org/publication/lighting-africa-policy-report-note-drc/>

la tâche de développer le potentiel d'énergies renouvelables a été confiée à deux agences au sein de MRHE, à savoir le Service national des énergies nouvelles (SENEN) et la Cellule d'appui technique à l'énergie (CATE). L'Annexe 1 fait état des sources d'énergie existantes et potentielles pour les différentes provinces du pays, comme cela a été élaboré dans un récent rapport du Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) sur le potentiel énergétique du pays. Le rapport estime la capacité électrique produite (y compris les ressources distribuées) à environ 2 677 MW, dont seulement environ 1,300 MW pouvaient être mise en circulation en 2014. Cela reflète l'état de délabrement des infrastructures dans le secteur électrique du pays. De plus, le rapport évalue la demande en électricité non satisfaite pour chaque province en utilisant des estimations démographiques et une demande en électricité par habitant (voir la section 2 pour plus de détails).

### Annexe 1. Aperçu des ressources d'approvisionnement au niveau régional / provincial

Régions et Provinces	Population (2015)		Capacité en MW	Nombre de sites potentiels	Capacité de production (MW)	Capacité disponible (MW)	Demande non satisfaite (MW)
	Total	Ménage					
Bandundu (Kwango, Kwilu, Mai-Ndombe)	9,334,354	1,395,614	172	114	3.57	1	343
Bas-Congo	3,900,605	761	64,000	24	1,867	891	108
Équateur (Équateur, Mongala, Sud-Ubangi, Nord-Ubangi, Tshuapa)	9,361,891	1,362,989	122	58	19.3	1.9	345
Kasaï-Occidental (Sankuru, Kabinda, Tshilenge)	6,451,265	913,358	433	64	9.1	4	229
Kasaï Oriental (Kasaï, Lulua, Mbuji-Mayi)	6,397,800	1,230,665	252	65	16.5	11	303
Katanga (Lualaba, Haut-Lomami, Haut-Tanganykia, Haut-Katanga)	11,134,237	1,912,324	2,231	70	583.6	350.16	339
Kinshasa	9,380,802	1,707,582		8			442
Maniema	1,993,619	408,321	458	140	18.45	1	103
Nord-Kivu	7,792,284	600,554	332	130	8.84	8.84	139
Province Orientale (Base-Uele, Ituri, Tshopo)	10,309,347	1,645,276	2,684	52	71.37	23	398
Sud-Kivu	5,274,847	739,778	1,197	41	79.54	8.5	180
<b>Total</b>	<b>81,331,050</b>	<b>11,917,222</b>	<b>71,881</b>	<b>766</b>	<b>2,677</b>	<b>1,300</b>	<b>2,929</b>

Source: Atlas du PNUD des énergies renouvelables en RDC 2014, p.30.

[http://www.cd.undp.org/content/rdc/en/home/library/environment\\_energy/atlas-interactif-2014.html](http://www.cd.undp.org/content/rdc/en/home/library/environment_energy/atlas-interactif-2014.html)

Note: [1] Les chiffres de population sont extrapolés sur 2015.

[2] La capacité en MW désigne le potentiel hydroélectrique inexploité qui a été identifié par l'Atlas du PNUD sur la RDC 2014. De plus, le nombre de sites potentiels se réfère aux sites potentiels identifiés par le rapport à ce jour.

[3] La capacité de production désigne la capacité nominale actuelle de toutes les centrales (y compris les ressources non hydroélectriques).

[4] La capacité disponible est la capacité en MW actuellement disponible prête pour la mise en circulation (sur la capacité de production).

[5] La demande non satisfaite désigne les MW actuels nécessaires pour étendre le seuil de consommation d'électricité au reste de la population n'ayant pas d'accès à l'électricité.



## 1.2. Aperçu des ressources d’approvisionnement en RDC

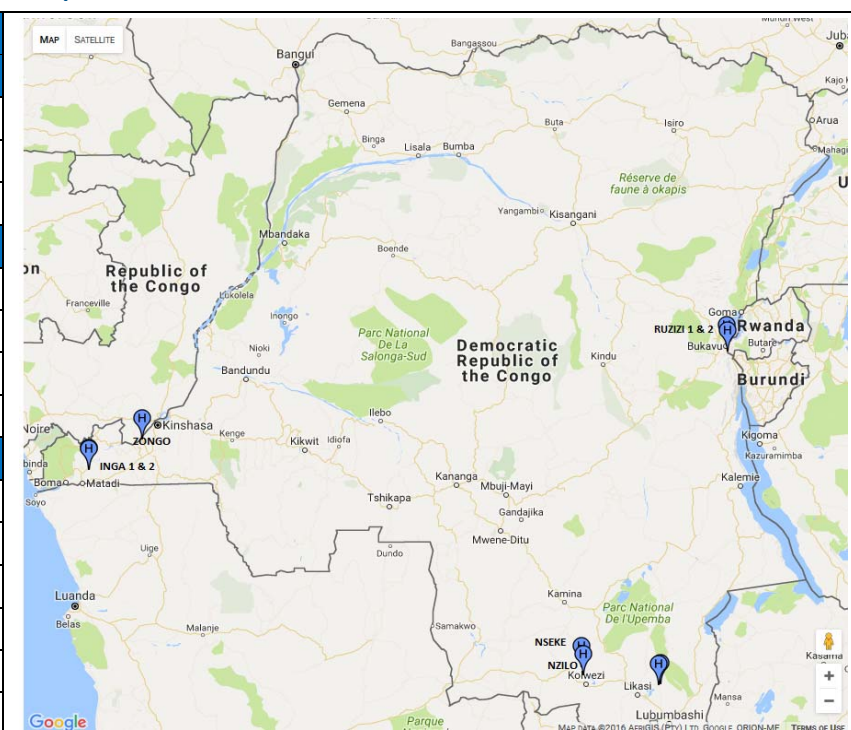
La RDC est richement dotée de ressources renouvelables comme l’hydroélectricité, la biomasse, l’énergie solaire et éolienne. Le potentiel hydroélectrique du pays est estimé à près de 100 GW, dont seulement environ 2.4% est actuellement exploité. Le bassin<sup>6</sup> du fleuve Congo demeure la source la moins exploitée d’énergie hydroélectrique renouvelable au monde. Près de la moitié du potentiel hydroélectrique inexploité (environ 50 GW) est situé en aval de la capitale Kinshasa au niveau des rapides de l’Inga, dans la région du Bas Congo (Bas-Congo), dans le bassin du Congo. En outre, la RDC est également dotée de sites potentiels de production d’énergie solaire et éolienne. Ces ressources non hydroélectriques doivent encore être exploitées largement à l’échelle commerciale pour améliorer les taux d’électrification dans le pays. Il convient de noter que les discussions dans ce rapport ne se concentrent pas sur les sources d’énergie distribuées des particuliers comme les générateurs diesel pour la production d’électricité.

### 1.2.1. Ressources hydroélectriques — existantes

Actuellement, la capacité de production totale des centrales électriques du pays est estimée à 2,590 MW, dont 2,472 MW proviennent de l’hydroélectricité et 34 MW proviennent des combustibles. Seulement environ la moitié de cette capacité est prête pour la mise en circulation à tout moment. Ces dernières années, l’importation / exportation nette d’électricité en provenance du pays est estimée à zéro, à l’exception de 50 MW fournis via SNEL aux mines du Katanga à partir du réseau de distribution électrique de la Zambie. Près de 98% des besoins en électricité du pays sont couverts par des centrales hydroélectriques. Les centrales hydroélectriques les plus importantes sont les centrales existantes Inga I et II qui représentent 351 MW et 1 424 MW respectivement. Les centrales hydroélectriques existantes sont présentées à l’Annexe 2 avec leurs capacités de production respectives.

#### Annexe 2 Liste des principales centrales électriques et leurs localisations en RDC

Unité Name	Capacité nominale
<b>Réseau électrique de l’Ouest</b>	
Inga I	351 MW
Inga II	1424 MW
Zongo I	75 MW
<b>Réseau électrique du Sud</b>	
Nseke	260 MW
Nzilo	108 MW
Mwadingusha	68 MW
Koni	42 MW
<b>Réseaux hydroélectriques isolés</b>	
Ruzizi I & II	44 MW
Sanga	11 MW
Tshopo	18 MW
Kyimbi	18 MW
Mutwanga	10 MW
Autres IPPs	135 MW





Sources: Kadiayi (2013),<sup>7</sup> SNEL (2013),<sup>8</sup> et Observatoire mondial de l'énergie (2016)<sup>9</sup> (pour les caractéristiques cartographiques).

Le pays propose de développer le potentiel hydroélectrique sur le site d'Inga (à environ 225 km au sud-ouest de la capitale de Kinshasa). Ce site est idéal pour la production hydroélectrique car il est situé à environ 50 kilomètres en amont de l'embouchure du fleuve Congo, la deuxième plus grande embouchure du monde en termes de volume d'eau (après le fleuve Amazone). Actuellement, le fleuve Congo connaît une chute d'altitude de près de 96 mètres dans une série de cascades et de rapides sur une distance d'environ 14,5 kilomètres.<sup>10</sup> Différentes études de faisabilité ont estimé le potentiel hydroélectrique du site à 39,000–50,000 MW. Sur la base d'une récente étude de faisabilité réalisée par EDF-AECOM de 2011 à 2013, la mise en œuvre proposée du projet Grand Inga se déroulera en six phases distinctes. Dans un premier temps, un projet d'électricité Inga III de 4 800 MW (Phase A de Grand Inga) est proposé pour mise en œuvre.<sup>11</sup> Le projet Grand Inga est conçu pour fournir de l'électricité à d'autres pays de la région via un réseau de lignes de distribution électrique à haute tension. La République d'Afrique du Sud (RSA) a signé un traité avec la RDC pour développer conjointement le projet d'énergie Inga III. Dans le cadre de cet accord, l'Afrique du Sud devrait acheter 2,500 MW de la production totale de cette centrale électrique. Le projet Inga III est toujours en cours de développement, mais l'ensemble du projet (y compris les lignes de distribution électrique vers les centres de charge) devrait coûter environ 12 milliards de dollars.<sup>10</sup>

En plus du projet Inga III proposé, il existe d'autres projets de centrale hydroélectrique en cours dans le pays. Les principaux projets hydroélectriques comprennent des centrales Zongo II, Katende, Kakobola, Matebe, Virunga et Busanga.<sup>12</sup>

- En 2011, la Banque de Chine EXIM Bank et Sinohydro Corp ont signé un accord de 360 millions de dollars pour construire une centrale hydroélectrique (Zongo II) à Zongo dans la province du Bas-Congo. Ce projet de 150 MW est terminé et la première centrale devrait être mise en ligne en juin 2017.<sup>13</sup>
- Un projet hydroélectrique de 10,5 MW à Kakobola dans la province de Kikwit est l'un des deux projets électriques financés par Exim Bank of India et le Gouvernement de la RDC. La centrale hydroélectrique est en chantier pour un coût total de 57,4 millions de dollars, dont 42 millions de dollars sont financés par le Gouvernement indien (GI) et 15,4 millions de dollars sont financés par le Gouvernement de la RDC.<sup>14</sup> Actuellement, il y a des propositions pour construire trois lignes de distribution électrique à Idiofa, Gungu et Kikwit. Les lignes de distribution électrique reliant le projet hydroélectrique aux centres de charge devraient coûter 40 millions de dollars, dont 34,5 millions de dollars sont financés par le Gouvernement indien et 5,5 millions de dollars sont financés par la RDC.<sup>14</sup> Les lignes de transmission proposées sont une ligne de 33 kV de Kakobola

<sup>7</sup> Kadiayi, Alex. (2013). Aperçu du secteur de l'électricité en République Démocratique du Congo.

<sup>8</sup> SNEL. (2012). Plan d'entreprise.

<sup>9</sup> Observatoire mondial de l'énergie. <http://globalenergyobservatory.org>

<sup>10</sup> International Rivers. Projet hydroélectrique du Grand Inga: Aperçu. <https://www.internationalrivers.org/resources/grand-inga-hydroelectric-project-an-overview-3356>

<sup>11</sup> Les soumissionnaires de la concession Inga III ont proposé de construire Inga III à 11,000 MW en une seule étape, au lieu des phases proposées par l'étude de faisabilité EDF-AECOM.

<sup>12</sup> Hydroworld. L'Inde accorde un prêt pour la centrale hydroélectrique de Kakobola au Congo.

<http://www.hydroworld.com/articles/2010/10/india-provides-loan.html>

<sup>13</sup> La communication personnelle avec le personnel de SNEL à Kinshasa.

<sup>14</sup> Communication personnelle avec Kala Eber (Coordinateur - GCK)

à PK600, des lignes de 66 kV de PK600 à Kikwit et de PK600 à Idiofa et une ligne de 33 kV de Kakobola à Gungu.

- Une deuxième centrale hydroélectrique en chantier grâce à l'aide de l'Inde est située à Katende dans la province de Kasai (Occidental). Cette centrale de 64 MW, qui est achevée à 95%, est en train d'être construite pour un coût total de 280 millions de dollars, dont 250 millions de dollars sont financés par le Gouvernement indien via sa banque Exim Bank et 30 millions de dollars sont financés par le Gouvernement de la RDC.<sup>14</sup> Actuellement, deux lignes de distribution électrique de 132 kV sont envisagées pour relier la centrale aux centres de charge de Kananga et Mbuji Mayi. Les lignes de distribution électrique reliant le projet hydroélectrique aux deux centres de charge devraient coûter 120 millions de dollars, dont 109,5 millions de dollars sont financés par le Gouvernement indien et 10,5 millions de dollars sont financés par la RDC.<sup>15</sup> Une fois terminées, la propriété et l'exploitation des centrales hydroélectriques de Kakobola et Katende seraient données en concession à des entreprises privées en vertu de la loi de 2014.<sup>14</sup>
- En 2015, une centrale hydraulique de 13,6 MW a été construite dans le Parc national de Virunga grâce à l'aide de la Howard G. Buffet Foundation (HGB). HGB a investi 19,7 millions de dollars pour ce projet. La centrale hydroélectrique se trouve dans la ville de Matebe au Nord-Kivu et fournit 2,1 MW à environ 2 200 clients de la région de Rutshuru. HGB prévoit également d'investir 13 millions de dollars pour un second projet de 12,8 MW à Lubero. HGB a investi 26 millions de dollars (75% du coût) dans un troisième projet, de 27-

### Développement hydroélectrique au Parc national des Virunga



La région de Virunga au Nord-Kivu compte huit sites hydroélectriques potentiels dont le potentiel estimé est 100 MW. Deux de ces sites (Matebe de 13,8 MW et Mtwanga de 0,38 MW ) sont actuellement aménagés et opérationnels. La plus petite centrale hydroélectrique de Mtwanga fournit de l'électricité à une usine de savon locale et assure 400 emplois. Un troisième site à Lubero est en train d'être aménagé avec une capacité hydroélectrique de 12,8 MW. Ces projets appartiennent à Virunga Sarl, la société qui construit et exploite des centrales hydroélectriques et des systèmes de distribution dans la région du parc des Virunga. La société offre des subventions aux clients commerciaux / industriels (moyenne tension) et résidentiels (basse tension). Ces subventions comportent un paiement forfaitaire pour la première année (292 dollars pour la moyenne tension et 223 dollars pour la basse tension) et un tarif réglementé pour les années suivantes (20,26 cents / kWh pour des clients moyenne tension et 21,50 cents / kWh pour des clients basse tension).

Source : Communication personnelle avec Ephrem Balole de Virunga Sarl et Laura Parker de HGB.

<sup>15</sup> Parc national des Virunga. Coup de projecteur sur Virunga au moment où le Président inaugure deux centrales hydroélectriques à l'Est du Congo. <https://virunga.org/news/spotlight-on-virunga-as-the-president-inaugurates-two-hydroelectric-power-plants-in-eastern-congo>

33 MW, à 15 km en amont de Matebe, à Rwanguba. Les travaux d'excavation ont débuté en décembre 2016 et se terminent en 2020.

- En 2016, Sinohydro Corp. et China Railway Group Ltd. ont conclu un accord pour financer et construire la centrale hydroélectrique de Busanga de 240 MW dans la province du Katanga. Cette centrale hydroélectrique devrait fournir 170 MW pour l'exploitation des mines de cuivre de Sicomine, une entreprise commune entre la Chine et la RDC. Le reste de la production de la centrale hydroélectrique devrait être récupéré par le réseau national.<sup>16</sup>
- La réhabilitation des centrales hydrauliques existantes comme Nsekem, Zongo I, Koni et Mwadingusha a également été signalée ces dernières années.

### 1.2.2. Ressources de biomasse existantes et potentielles

La biomasse est une importante source d'énergie primaire pour la RDC. Malgré l'énorme disponibilité de ressources en biomasse dans le pays, il n'existe actuellement aucune centrale capable de produire de l'électricité à partir de la biomasse. On estime que la biomasse représente près de 95% de la consommation d'énergie primaire dans le pays,<sup>3</sup> les dépenses annuelles de charbon de bois à Kinshasa étant estimées à 1 milliard de dollars. La biomasse est principalement utilisée pour la production de chaleur dans les secteurs domestique et commercial. Les statistiques de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) montrent que la biomasse génère près de 1.1 million de TJ (tera-joules) d'énergie pour la production de chaleur dans le pays.<sup>17</sup>

### 1.2.3. Energie solaire disponible et potentielle

Le potentiel de ressources solaires de la RDC est immense avec une moyenne d'irradiation allant de 3.5 à 5.5 kWh/m<sup>2</sup>/jour. La carte du potentiel de l'énergie solaire au niveau national est présentée à l'Annexe 3. Actuellement, il existe 836 systèmes d'énergie solaire décentralisés, d'une puissance totale de 83 kW, situés dans l'ancien Equateur, au Katanga, au Nord-Kivu, dans les deux provinces du Kasai et les provinces du Bas-Congo.<sup>18</sup> Au cours des dernières années, plusieurs propositions ont été faites pour développer un réseau des centrales solaires en RDC.

Enerdeal, une société basée en Belgique, a signé un contrat avec Forrest International Group pour aménager une centrale solaire de 1 MW avec un stockage de batterie de 3 MWh à Manono dans la province de Tanganyika, en RDC. Une fois achevé, ce projet serait la plus grande centrale solaire hors réseau en RDC et l'une des plus grandes centrales solaires hors-réseau en Afrique. Situé dans une région sans accès à l'électricité, ce projet est en train d'être couplé à plusieurs km de lignes de distribution électrique moyenne et basse tension, afin d'alimenter des éclairages publics et des foyers et d'améliorer le développement de nouvelles petites et moyennes industries de la région.

<sup>16</sup> Hydroworld. La RDC octroie un contrat de 660 millions de dollars américains pour un projet hydroélectrique de Busanga de 240 MW en Afrique. <http://www.hydroworld.com/articles/2016/06/drc-awards-us-660-million-contract-for-240-mw-busanga-hydroelectric-project-in-africa.html>

<sup>17</sup> L'Agence Internationale de l'Energie. Les statistiques: Indicateurs de la RDC pour 2014. <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2014&country=CONGOREP&product=Indicators>

<sup>18</sup> Norton Rose Fulbright. (2012). Renforcement des énergies renouvelables en Afrique: République Démocratique du Congo. <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/58927/scaling-up-renewable-energy-in-africa-democratic-republic-of-congo>

En 2015, Megatron Federal, une société sud-africaine, a formé un partenariat public-privé avec SNEL pour construire une centrale solaire de 3 MW près de la ville de Kananga.<sup>19</sup> La production de la centrale devait alimenter en électricité le système d'éclairage public de la ville et des clients résidentiels de SNEL. À ce jour, seulement 750 kW d'énergie solaire ont été installés, et le reste a été complété par le diesel, ce qui en fait un système PV/diesel hybride. Selon les rapports, la composante solaire de la centrale ne fonctionne pas.<sup>20</sup>



Le gouvernement égyptien propose également de construire deux centrales solaires de 1 MW chacune.<sup>21</sup> Ces centrales solaires devraient être situées à Kinshasa. Un organisme sans but lucratif basé aux États-Unis a installé un réseau électrique local à base d'énergie solaire au Parc National de Virunga, à l'Est de la RDC.<sup>22</sup>

Il existe également une initiative pilote proposée par le Département pour le développement international (DFID) du Royaume-Uni pour développer des micro réseaux de distribution d'électricité solaire pour cinq villes en RDC.<sup>23</sup> Trois projets pilotes devraient être présentés en 2017, suivis de 5 à 10 projets en 2018-19 et de 10 à 20 projets en 2020-21. Chaque projet devrait être achevé dans un délai de 1 à 2 ans après l'attribution. L'initiative pilote devrait être mise en œuvre par des entités privées avec des concessions de 15 à 20 ans auprès du Gouvernement provincial concerné (conformément à la Loi de 2014 sur l'électricité). Les tarifs seront fixés par le promoteur respectif et approuvés par l'Autorité de régulation de l'électricité du pays (ARE). Chacun de ces projets devrait fournir de l'électricité à au moins 100 000 habitants dans chaque ville.

<sup>19</sup> <http://kasaidirect.net/wordpress/?p=1705>

<sup>20</sup> Conversation avec le Ministère de l'Énergie et Ressources hydrauliques, Mr. Mbafumoya Tchomba

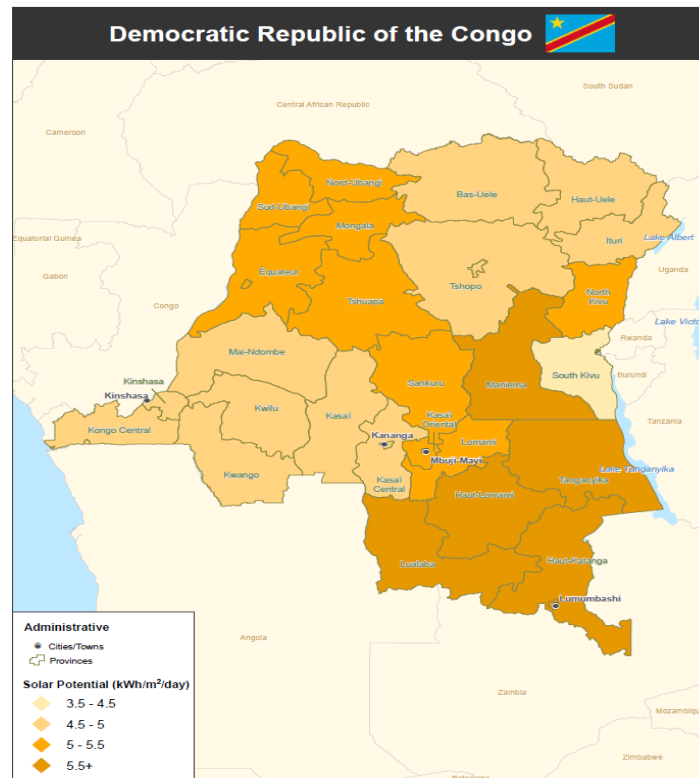
<sup>21</sup> Wind Energy and Electric Vehicle Review. L'Égypte va construire 2 centrales solaires au Congo.

<http://www.ewind.es/2015/05/30/egypt-to-build-2-solar-energy-plants-in-congo/52469>

<sup>22</sup> Cité Solaire. La fondation GivePower lance le programme mondial de micro réseaux de distribution électrique pour alimenter les communautés des pays en développement. <http://www.solarcity.com/newsroom/press/givepower-foundation-launches-global-minigrid-program-power-communities-developing>

<sup>23</sup> Essor-UK Aid. (2016). *Essor—Access to electricity—Solar powered mini-grids in the DRC.*

### Annexe 3 Potentiel de l'énergie solaire en RDC



Sources: Atlas du PNUD sur la RDC et ICF.

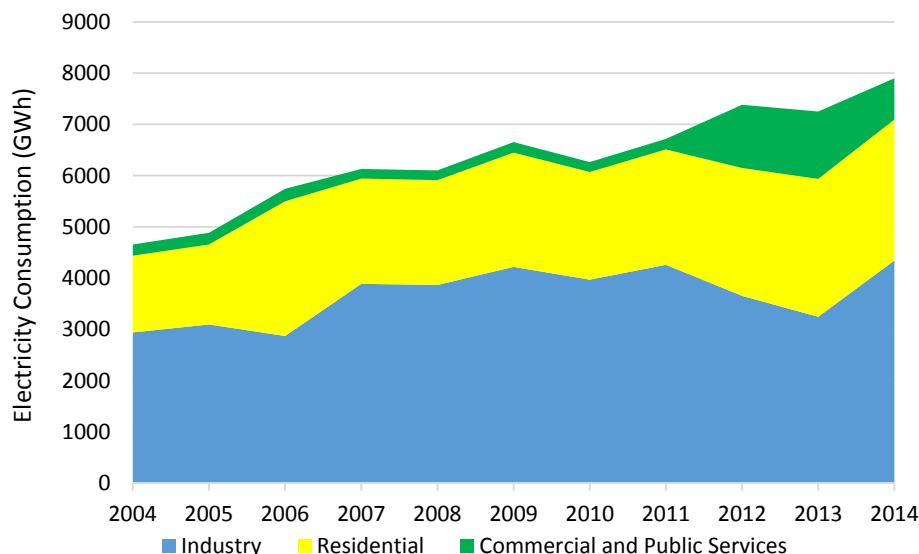
#### 1.2.4. Énergie éolienne potentielle

Comme pour la plupart d'autres régions d'Afrique, les vitesses du vent sont relativement faibles pour la production d'énergie éolienne à l'échelle du réseau. Néanmoins, la RDC, avec son immense territoire, est dotée de sites de ressources éoliennes adéquates pour développer un mini réseau de distribution électrique ou des réseaux d'électricité mis en circulation avec des centrales éoliennes. La vitesse moyenne du vent pour le pays varie entre 2 et 4 m/s<sup>3</sup>. À ce jour, l'utilisation de l'énergie éolienne pour la production d'électricité dans le pays est encore limitée. Un nombre important de turbines éoliennes sont utilisées pour pomper l'eau plutôt que pour produire de l'électricité dans les collectivités rurales.

#### 1.3. Aperçu de l'histoire de la consommation d'électricité en RDC

En 2014, le pays a généré 8,627 millions de kWh d'électricité.<sup>20</sup> Selon les statistiques des Nations Unies (ONU), les pertes de distribution représentent près de 643 millions de kWh d'électricité.<sup>20</sup> En 2014, l'énergie consommée était de 7 899 millions de kWh, dont 4 342 millions de kWh ont été consommés par les industries (y compris les mines) et 3 557 millions de kWh ont été consommés par les clients résidentiels et commerciaux.<sup>20</sup> Le gouvernement de la RDC s'est fixé un objectif ambitieux d'électrification de près de 60% de la population d'ici 2025 (à partir du taux actuel de 9%), conformément aux objectifs de développement durable (ODD). L'objectif repose sur une augmentation annuelle de 16% du taux d'électrification dans les zones rurales et une augmentation annuelle moyenne de 7% dans les zones urbaines.

#### Annexe 4 Aperçu des tendances de la consommation d'électricité en RDC



Source: Agence internationale de l'énergie. DRC Les statistiques.<sup>24</sup>

#### 1.4. Aperçu des infrastructures de distribution

La RDC est actuellement en manque d'un réseau de distribution d'électricité interconnecté au niveau national.<sup>25</sup> Il existe toutefois trois réseaux interprovinciaux / régionaux: A l'Ouest (entre le Congo central et Kinshasa / Inga), à l'Est (Nord et Sud Kivu) et au Sud (Haut-Katanga et Lualaba). Ces réseaux sont exploités par la SNEL. Ces réseaux de distribution d'électricité sont à leur tour reliés aux réseaux de distribution d'électricité des pays voisins, facilitant ainsi le commerce d'électricité. Le réseau à l'Ouest du pays est interconnecté avec la République du Congo (Brazzaville); le réseau à l'Est avec le Rwanda et le Burundi ; et celui du Sud avec la Zambie. Suite à la dérégulation du secteur de l'électricité (voir Loi sur l'électricité, 2014), quelques concessionnaires de distribution locaux ont également émergé grâce à des partenariats public-privé. On estime que seulement 1% de la population rurale et 19% de la population urbaine du pays ont accès à l'électricité, avec un taux d'électrification moyen d'environ 9% au niveau national. L'approvisionnement irrégulier d'électricité, les baisses de courant prolongées, et en général une faible fiabilité de l'alimentation sont monnaie courante dans le pays. Les retards accumulés des investissements dans les infrastructures électriques, l'absence de mécanismes viables de recouvrement des tarifs et des revenus, la dégradation et le manque d'entretien des actifs existants et la mauvaise gestion chronique de l'exploitation ont entraîné une infrastructure électrique délabrée dans le pays.<sup>21</sup> Le faible niveau d'accès à une énergie fiable constitue également un obstacle majeur à la croissance économique et à la prospérité de la société.

La RDC compte environ 5,510 km de lignes de distribution d'électricité à haute tension reliant les grandes centrales électriques du Bas-Congo (c'est-à-dire les centrales hydroélectriques d'Inga) aux provinces du centre et du sud-est du pays. De plus, elle compte 4 484 km de lignes à moyenne tension et 12,133 km de lignes à basse tension. Un diagramme circulaire des actifs de distribution d'électricité en RDC et une carte des lignes de distribution d'électricité existantes sont présentés à l'Annexe 5. Un certain nombre de projets de transport et distribution d'électricité en cours (T & D) sont entre autres : une deuxième ligne

<sup>24</sup> L'Agence Internationale de l'Energie. Les statistiques: Électricité et chaleur en RDC pour 2014.

<https://www.iea.org/statistics/statisticsearch/report/?country=CONGOREP&product=ElectricityandHeat&year=2014>

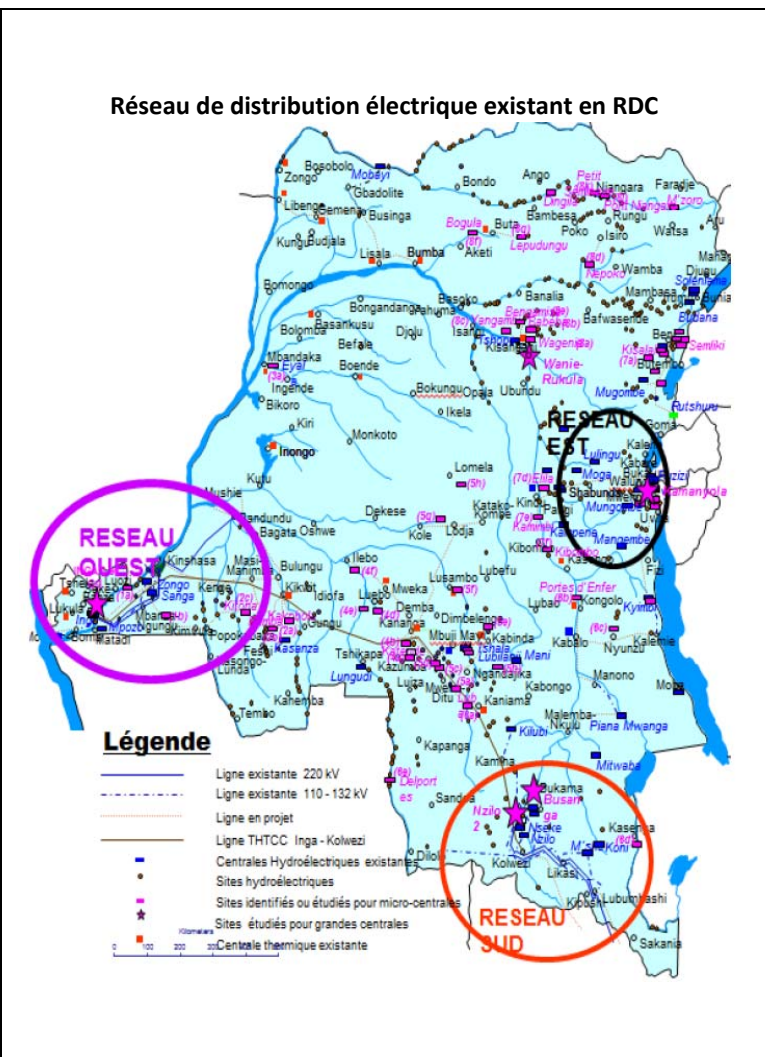
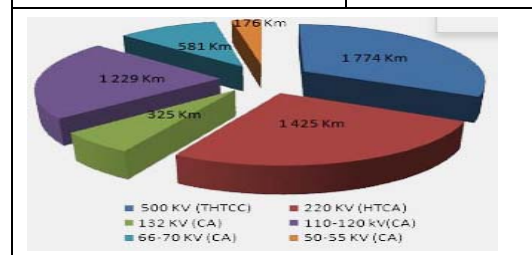
<sup>25</sup> Les discussions de ce paragraphe sont tirées de : Essor-UK Aid. (2016). *Essor – accès à l'électricité – les mini-réseaux électriques alimentés par l'énergie solaire en RDC*, pp.13–15.



de distribution d'électricité de 400 kV pour Inga-Kinshasa; une deuxième ligne de distribution d'électricité de 220 kV pour l'exportation vers le Pool énergétique d'Afrique Australe (SAPP) via la Zambie ; la réhabilitation et l'extension du réseau de distribution de Kinshasa; et l'électrification rurale de cinq provinces de la RDC. En 2015, la deuxième ligne de distribution d'électricité Inga-Kinshasa 400 kV a été achevée. Cette ligne a été installée en plus de la ligne 220 kV existante entre Inga et Kinshasa. <sup>26</sup> Un projet de distribution d'électricité du Corridor électrique de l'Ouest (WEPAC) a été proposé pour fournir de l'énergie à partir du projet hydroélectrique Inga III proposé en RDC pour fournir de l'énergie à l'Angola, à la Namibie, au Botswana et à l'Afrique du Sud. Le projet consistait à construire une ligne HVAC de 400 kV reliant Inga III à la centrale de Cabinda en Angola. A partir d'Angola, des lignes CCHT ont été proposées pour fournir de l'électricité à d'autres pays. En 2009, le projet semble avoir été abandonné en raison du manque de consensus sur les modalités de financement. <sup>27</sup>

**Annexe 5 Inventaire des biens de transport d'électricité en RDC**

Principales lignes de distribution électrique	Niveau de tension
Inga–Boma Monanda	132 kV
Inga–Kinshasa	132 kV
Inga–Kinshasa	400 kV
Inga–Kananga-Kolwezi	500 kV (CCHT)
Kinshasa–Kikwit	132 kV
Kananga–Mbuji Mayi	220 kV
Mbuji Mayi–Mweni-Ditu	220 kV
Mweni-Ditu–Kaniama	220 kV
Kaniama–Kamina	220 kV
Kilubi–Kamina	70 kV
Kolwezi–Kisanga	132 kV
Kolwezi–Lubumbashi	132 kV
Mwadingusha–Likasi	132 kV
Lubumbashi–Kitwe	132 kV



<sup>26</sup> Africa News. 2ème ligne Inga-Kinshasa : SNEL accomplit sa mission. <http://www.africanewsrcd.com/societe/2015/08/26/2eme-ligne-inga-kinshasa-snel-accomplit-sa-mission.html>  
<sup>27</sup> Wikipedia. Western Power Corridor. [https://en.wikipedia.org/wiki/Western\\_Power\\_Corridor](https://en.wikipedia.org/wiki/Western_Power_Corridor)



Sources: SNEL (2015)<sup>28</sup> pour le diagramme circulaire, USAID-SNEL pour la carte, et entrevues avec SNEL pour la liste des grandes lignes de distribution d'électricité.<sup>29</sup>

---

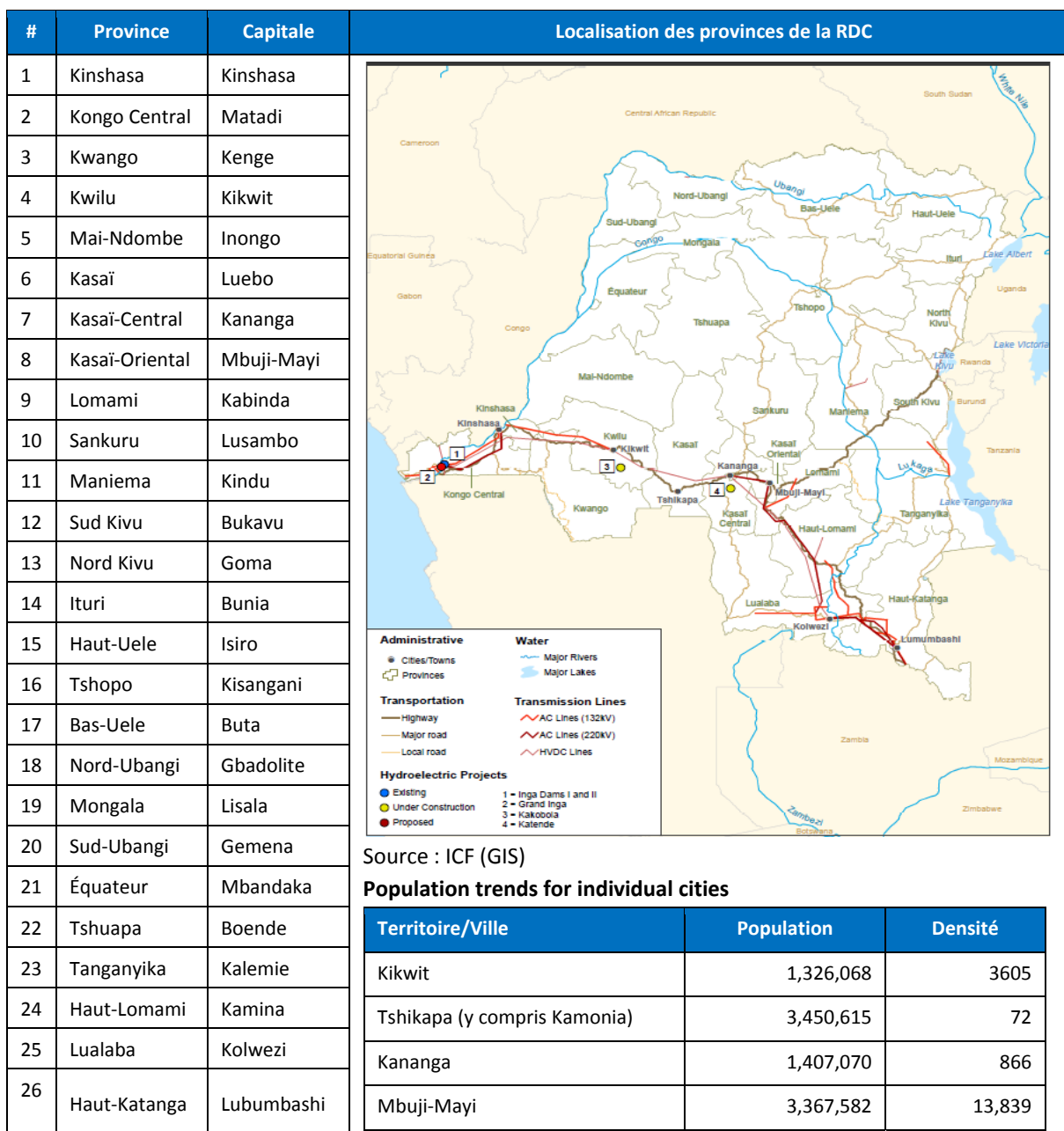
<sup>28</sup> SNEL. (2016). Chiffres clés. <http://www.snel.cd/stats/chiffres.php>

<sup>29</sup> ArcGIS. Democratic Republic of Congo electricity transmission network. <http://www.arcgis.com/home/item.html?id=3cb1e7c0461f449aadaaf00091075f2f>

## 2. Projections de la demande concernant les villes / agglomérations ciblées

La RDC est composée par 25 provinces et la capitale de Kinshasa. Dans le cadre de la portée du projet, le présent rapport se concentre sur l'identification de projets énergétiques appropriés qui pourraient améliorer l'électrification pour les agglomérations / centres de charge suivants : Kikwit (Kwilu), Kananga (Kasaï-Central), Tshikapa (Kasaï-Central), and Mbuji-Mayi (Kasaï-Oriental). La liste des provinces et la répartition estimée de la population entre les provinces sont présentées à l'Annexe 6. Les tendances de la demande sont expliquées en détail dans cette section pour chaque agglomération.

### Annexe 6 Cartes des Provinces de la RDC



## 2.1. Projections d'accès à l'énergie

L'un des principaux objectifs de l'USAID dans la mise en œuvre de ce projet est d'identifier des solutions qui peuvent améliorer l'accès à l'énergie des villes de l'arrière-pays en RDC. Cependant, il n'existe pas de définition universellement acceptée ou adoptée de « l'accès à l'énergie ». Les institutions internationales ont adopté différentes mesures et approches pour définir ce terme. L'AIE définit l'accès à l'énergie en fonction du seuil de consommation d'électricité des ménages. Le seuil initial de consommation d'électricité pour les ménages ruraux est supposé être de 250 kWh par an ; pour les ménages urbains, il est de 500 kWh par an.<sup>30</sup> Le seuil le plus élevé pour les zones urbaines reflète les modes de consommation typiques observés dans les zones urbaines. IEA estime la taille de ménage typique à cinq. Cela traduirait le seuil de consommation d'électricité par habitant à 50-100 kWh / habitant / an. Plusieurs arguments ont été avancés contre ce seuil, car il est trop faible pour avoir un impact significatif.<sup>31</sup> L'initiative Énergie Durable pour Tous (SE4ALL) des Nations Unies, une initiative mondiale sur l'accès à l'énergie, ne vise pas explicitement un seuil de consommation mais se concentre plutôt sur le déploiement de technologies énergétiques propres.<sup>32</sup> La Banque mondiale encourage l'utilisation d'un mécanisme à cinq niveaux pour modéliser l'accès à l'énergie (voir Annexe 7).<sup>33</sup> L'initiative SE4ALL des Nations Unies utilise ce cadre pour mesurer l'accès à l'énergie dans les pays en développement.

### Annexe 7 Différents niveaux d'accès à l'énergie (tels que définis par la Banque mondiale)

#### USE OF ELECTRICITY SERVICES

TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
None	Task lighting AND phone charging (or radio)	General lighting AND television AND fan (if needed)	Tier 2 AND any low-power appliances	Tier 3 AND any medium- power appliances	Tier 4 AND any high-power appliances

Source: Banque mondiale (2013)<sup>34</sup>

ICF a utilisé l'indicateur d'écart de demande d'électricité (ou demande non satisfaite) de l'Atlas de l'énergie renouvelable du PNUD (2014) pour calculer la demande réelle de l'électricité (Voir annexe 1). En 2014, la demande non satisfaite pour le pays s'estimait à 2,926MW, tandis que la capacité disponible était de 1222 MW. Nous utilisons la formule suivante pour calculer la demande non satisfaite et la demande d'électricité prévue (pour une année donnée, disons, 2035)<sup>35</sup>:

$$\text{Current Unmet Demand}(2014) = \frac{(\text{2014 Population} * \% \text{Without elec. access}) * 250 \text{ kWh}}{(24 \text{ hrs.} * 365 \text{ days}) * 1000 * \text{Load Factor}} * 1.2 \text{ (Reserves)}$$

<sup>30</sup> L'Agence Internationale de l'Énergie. Perspectives mondiales en matière énergétique Définir et modéliser l'accès à l'énergie.

<http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/definingandmodellenergyaccess>

<sup>31</sup> Un seuil de 100 kWh/habitant serait à peu près l'équivalent d'une seule ampoule de 60 W allumée pendant 4.5 heures chaque jour dans une année donnée, Voir : Moss et Gleave (2013). How much power does power Africa Really Need? Centre pour le développement mondial.

[http://www.cgdev.org/blog/how-much-power-does-power-africa-really-need#\\_ftn1](http://www.cgdev.org/blog/how-much-power-does-power-africa-really-need#_ftn1)

Nordhaus, T. (2016). Accès à l'énergie sans développement. Brookings Institution. <http://thebreakthrough.org/index.php/voices/ted-nordhaus/energy-access-without-development>

<sup>32</sup> Nations Unies. Énergie durable pour tous. <http://www.se4all.org>

<sup>33</sup> Bhatia, M., et Angelou, N. (2013). Comprendre l'aspect pluridimensionnel de l'accès à l'énergie. Le Groupe de la Banque mondiale.

<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/18677/886990BRI0Live00Box385194B00PUBLIC0.pdf;sequence=4>

<sup>34</sup> Banque mondiale. (2013). Global tracking framework. World Bank Sustainability for All Program. <http://trackingenergy4all.worldbank.org>

<sup>35</sup> Adaptation de Tallapragada et al. (2009). Monitoring performance of electric utilities: Indicators and benchmarking in Sub-Saharan Africa. [https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/P099234\\_AFR\\_Monitoring%20Performance%20of%20Electric%20Utilities\\_Tallapragada\\_0.pdf](https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/P099234_AFR_Monitoring%20Performance%20of%20Electric%20Utilities_Tallapragada_0.pdf)

$$\text{Future Demand (2035)} = \text{Unmet Demand (2014)} + \frac{(\text{2035 Pop.} - \text{2014 Pop.}) * 425 \text{ kWh}}{(24 \text{ hrs} * 365 \text{ days}) * 1000 * \text{Load Factor}} * 1.2 \text{ (Reserves)}$$

Une autre complication dans la détermination de la demande d'électricité future consiste à définir le seuil de consommation d'énergie par habitant. Étant donné que la population du pays en 2014 était estimée à 76 millions, le seuil de la demande d'électricité par habitant dans le pays est estimé à environ 244 kWh/personne/an. En comparaison, la moyenne mondiale de la demande d'électricité par habitant pour 2014 est d'environ 3 100 kWh / personne / an.<sup>36</sup> Pour les provinces dans la région du Centre de la RDC, le seuil de la demande d'électricité par habitant en 2014 est estimé à 172 kWh / personne / an. Le seuil d'estimation de la demande par habitant est probablement conservatif, puisqu'il ne considère pas la demande industrielle, commerciale, et d'autres services publics. Généralement, avec l'augmentation de l'électrification et la croissance économique, la demande d'électricité par habitant est susceptible d'augmenter. De plus, l'augmentation des taux d'électrification pourrait modifier le choix des combustibles utilisés dans différents secteurs et entraînerait probablement le déplacement de la biomasse dans les ménages vers d'autres sources d'énergie. L'augmentation de l'électrification entraînerait aussi le déplacement des ressources combustibles non-électriques pour les secteurs commerciaux et industriels. Nous ne tenons pas compte de ces complications pour le moment. Nous envisageons la demande d'électricité attendue en utilisant les seules estimations de la population. Pour la projection actuelle, nous commençons par une consommation par habitant estimée à 350 kWh / habitant / an pour toutes les villes / centres de population en 2016. Cela correspondrait à un schéma de consommation de niveau 3 (voir l'annexe 7). L'augmentation de la consommation par habitant est estimée à 525 kWh / habitant / an d'ici 2035, qui correspondraient approximativement à un schéma de consommation de niveau 5 (voir l'annexe 7).<sup>37</sup>

Nous nous basons sur les estimations de CAID pour les estimations actuelles de la population des villes.<sup>38</sup> Les projections de la population pour le pays sont supposées augmenter à un taux annuel de 2.8% sur base de la dernière projection de la Banque mondiale. On suppose également le même taux de croissance pour chacune des villes. On suppose aussi un taux de croissance démographique uniforme pour les 20 ans à venir, malgré que le taux de croissance pourraient très probablement baisser suite les progrès dans les soins de santé, éducation, et une prospérité économique croissante. En outre, quand on projette la demande future, nous supposons un facteur de charge annuel de 0.55. Un Facteur de charge est la charge d'électricité moyenne à un pic de charge d'électricité sur un intervalle de temps spécifié. Nous ignorons les exigences de capacité de réserve à des fins de simplification. Si les exigences en capacité de réserve sont comptabilisées, la demande de pointe prévue serait supérieure de 10 à 20% selon les hypothèses.

<sup>36</sup> Banque mondiale. La consommation d'énergie électrique (kWh par habitant). <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>

<sup>37</sup> La percée. Electricité pour tous : Ce que l'accès universel à l'électricité coûtera. <http://thebreakthrough.org/index.php/voices/roger-pielke-jr/electricity-for-all>

<sup>38</sup> Cellule d'Analyses des Indicateurs de Développement (CAID) – See <https://www.caid.cd/> Il existe un écart considérable entre les estimations de la population de la CAID et de l'Atlas du PNUD 2014. Les données de l'Atlas ont été jugées trop basses par les responsables de la RDC, alors que les estimations de la CAID sont beaucoup plus élevées. Nous avons utilisé les estimations de la CAID pour l'analyse, car il s'agit d'une source de la RDC.

## 2.2. Kikwit <sup>39</sup>

Kikwit est une ville d'environ 1,3 millions d'habitants dans la province de Kwilu (autrefois avec Bandundu) en 2016. Kikwit fait partie du territoire de Bulungu et forme un sous-district urbain. L'ancienne province de Bandundu possède l'un des taux d'électrification les plus faibles du pays d'environ 0.6% (en 2014), avec une demande de pointe non satisfaite d'environ 346 MW et une capacité disponible de 13 MW en 2014. Les besoins en électricité prévus pour Kikwit est le produit d'électricité prévue par habitant et de la population projetée. La demande de pointe prévue tient compte du facteur de charge et des réserves obligatoires. La demande d'électricité prévue et la demande de pointe en électricité pour la ville de Kikwit est indiquée à l'Annexe 8. La demande en électricité prévue devrait augmenter de 464 124 MWh en 2016 à 1 176 506 MWh en 2035. La demande de pointe prévue pour chacune des villes est estimée à l'aide d'une hypothèse du facteur de charge de 0.55 pour toutes les villes. La demande de pointe prévue pour Kikwit devrait augmenter de 116 MW en 2014 à 293 MW en 2035.

### Annexe 8. Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Kikwit

Kikwit	Population prévue	Demande unitaire d'électricité par habitant (kWh / an)	Demande en électricité prévue (MWh / an)	Demande de pointe prévue (MW)
2014	1,326,068	350	464,124	116
2020	1,480,943	387	572,891	143
2025	1,700,215	433	736,014	183
2030	1,951,953	479	934,883	233
2035	2,240,964	525	1,176,506	293

Sources: Atlas du PNUD sur la RDC 2014, Données de la Banque mondiale et Projections ICF.

## 2.3. Kananga <sup>39</sup>

Kananga est une ville dans la province du Kasai-Occidental. Depuis 2014, sa population est estimée à environ 1,2 millions d'habitants, avec une densité urbaine de 866 habitants/km<sup>2</sup>. La province du Kasai-Occidental possède l'un des taux d'électrification les plus bas dans le pays à moins de 1%. La province a une demande d'électricité non satisfaite de 229 MW et une capacité disponible d'environ 4 MW en 2014. La demande d'électricité prévue et la demande de pointe pour Kananga sont indiquées à l'Annexe 9. La demande de pointe prévue pour Kananga augmente de 111 MW en 2016 à 281 MW en 2035.

### Annexe 9 Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Kananga

Kananga	Population prévue	Demande unitaire d'électricité par habitant (kWh / an)	Demande en électricité prévue (MWh / an)	Demande de pointe prévue (MW)
2016	1,271,704	350	445,096	111
2020	1,420,229	387	549,405	137
2025	1,630,512	433	705,840	176
2030	1,871,930	479	896,556	223
2035	2,149,093	525	1,128,274	281

Sources: Atlas du PNUD sur la RDC 2014, CAID, Données de la Banque mondiale et Projections ICF.

## 2.4. Tshikapa <sup>39</sup>

Tshikapa est une ville dans la province du Kasai-Occidental. Depuis 2016, sa population est estimée à 3,45 millions d'habitants, ce qui inclut également le sous-district plus étendu de Kamonia. La projection de la

<sup>39</sup> Les estimations de 2014 (pour la population et la demande d'électricité) utilisées dans cette section proviennent de l'Atlas du PNUD sur la RDC 2014 sauf mention contraire. Voir [http://www.cd.undp.org/content/rdc/en/home/library/environment\\_energy/atlas-interactif-2014.html](http://www.cd.undp.org/content/rdc/en/home/library/environment_energy/atlas-interactif-2014.html) (pp.77-29).

demande d'électricité et la demande de pointe en électricité pour la région de Tshikapa est indiquée à l'Annexe 10. La demande de pointe prévue pour Kikwit devrait augmenter de 301 MW en 2016 à 762 MW en 2035.

#### Annexe 10. Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Tshikapa

Tshikapa	Population prévue	Demande unitaire d'électricité par habitant (kWh / an)	Demande en électricité prévue (MWh)	Demande de pointe prévue (MW)
2016	3,450,615	350	1,207,715	301
2020	3,853,621	387	1,490,743	371
2025	4,424,198	433	1,915,212	477
2030	5,079,256	479	2,432,696	606
2035	5,831,304	525	3,061,435	762

Sources: Atlas du PNUD sur la RDC 2014, CAID, Données de la Banque mondiale et Projections ICF.

#### 2.5. Mbuji-Mayi<sup>39</sup>

Mbuji-Mayi est un grand centre urbain de la province de Kasai-Oriental avec une population d'environ 1.86 millions en 2014. À partir de 2014, la province du Kasai-Oriental a une large demande non satisfaite de 303 MW et une alimentation disponible de 11 MW. La demande en électricité prévue et la demande de pointe en électricité pour la ville de Mbuji-Mayi est indiquée à l'Annexe 11 La demande de pointe prévue pour Mbuji-Mayi devrait augmenter de 294 MW en 2016 à 744 MW en 2035.

#### Annexe 11. Tendances de la demande prévue pour la zone urbaine de Mbuji-Mayi.

Mbuji Mayi	Population prévue	Demande unitaire d'électricité par habitant (kWh / an)	Demande en électricité prévue (MWh / an)	Demande de pointe prévue (MW)
2016	3,367,582	350	1,178,654	294
2020	3,760,890	387	1,454,871	362
2025	4,317,737	433	1,869,126	466
2030	4,957,033	479	2,374,158	591
2035	5,690,984	525	2,987,767	744

Sources: Atlas du PNUD sur la RDC 2014, CAID, Données de la Banque mondiale et Projections ICF.

### 3. Identification des ressources d’approvisionnement pour les villes/agglomérations ciblées

Dans cette section, on évalue des ressources potentielles du côté d'offre qui pourraient satisfaire la demande locale d'électricité pour chacune des villes. La liste des sites potentiels se base sur l'Atlas du PNUD sur la RDC 2014. L'Atlas est le résultat de l'étude des sites hydroélectriques potentiels dans tout le pays. L'Atlas a identifié jusqu'à 780 sites avec un potentiel hydroélectrique total d'environ 100 000 MW. Le site Inga représente près de la moitié du potentiel hydroélectrique inexploité de 44 000 MW. Le reste du potentiel provient des ressources hydroélectriques de taille moyenne et à petite échelle à travers le pays. La plupart de ces sites ont été évalués à l'aide d'études documentaires se servant des renseignements sur chaque site, les caractéristiques hydrologiques des rivières/cours d'eau et sur le potentiel estimé et les besoins énergétiques locaux. L'Atlas présente également toutes les autres ressources renouvelables en RDC telles que l'énergie solaire, éolienne, la biomasse dans toutes ses composantes, ainsi que les ressources thermiques et de gaz méthane. La Banque mondiale finance actuellement une étude de faisabilité pour évaluer le potentiel des centrales hydroélectriques de taille moyenne dans le pays.

#### 3.1. Kikwit

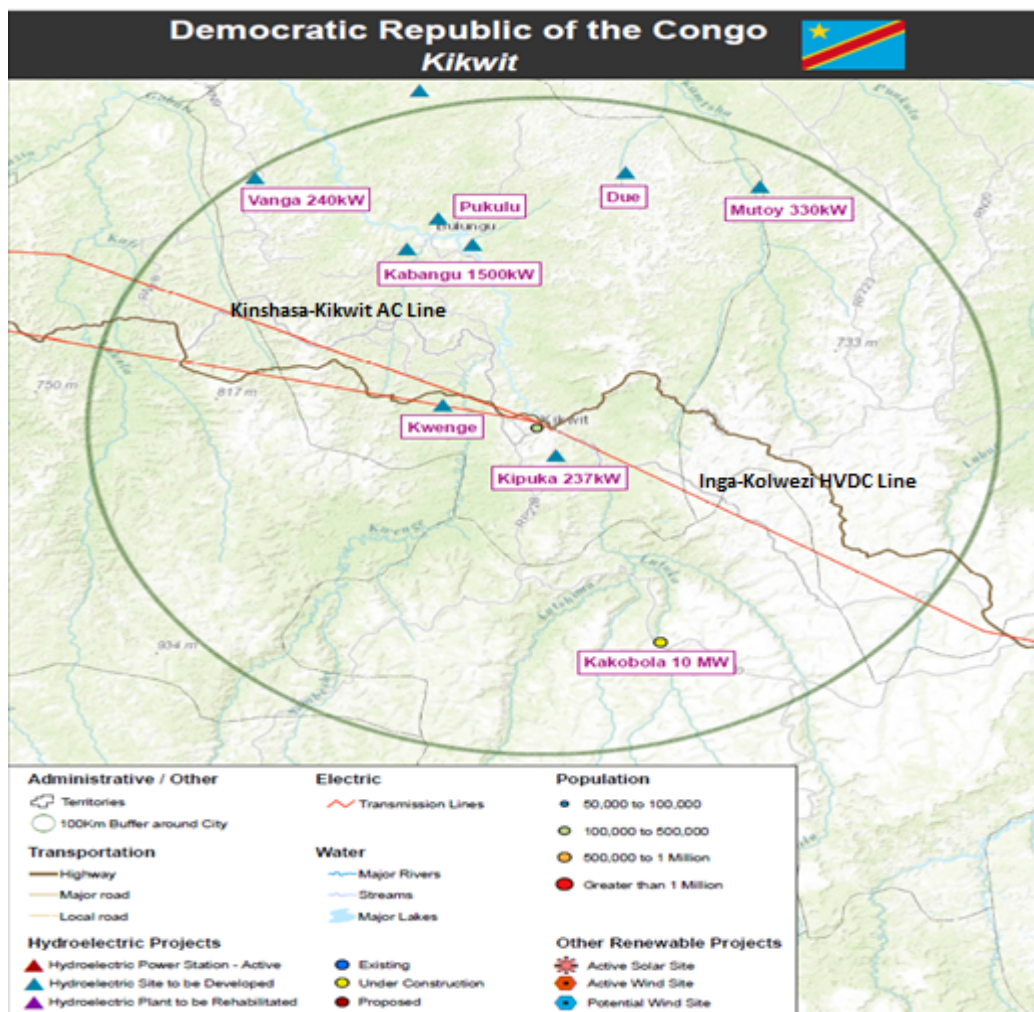
La ligne de 500 kV Inga–Kolwezi (CCHT) passe également par Kikwit. Il n'y a pas d'autres lignes de distribution électrique CA reliant Kikwit à d'autres réseaux de distribution électrique dans le pays. Actuellement, la ville de Kikwit dispose de deux groupes électrogènes alimentés au diesel évalués à 1,2 MW chacun. Une centrale hydroélectrique de 10,5 MW est en chantier à Kakobola, environ à 150 km de Kikwit.<sup>40</sup> Sur la production totale de la centrale hydroélectrique de Kakobola, 4,5 MW sont destinés à répondre à la demande de Kikwit et 2 MW pour le traitement de l'eau de REGIDESCO. Certains des sites locaux potentiels près de la ville incluent: Kabangu (1.5 MW); Vanga (0.2 MW); Kipuka (0.2 MW); Mutoy (0.3 MW), Libidi, Kwenge, Due, et Pukulu. Au total, les centrales hydroélectriques locales peuvent fournir jusqu'à 2.2 MW d'électricité pour satisfaire à la demande d'électricité de Kikwit.

---

<sup>40</sup> Hydroworld. L'Inde fournit un prêt pour la centrale hydroélectrique de Kakobola au Congo.  
<http://www.hydroworld.com/articles/2010/10/india-provides-loan.html>



## Annexe 12 Carte de la région métropolitaine de Kikwit et des ressources de production potentielles



Sources: Atlas du PNUD sur la RDC et ICF.

### 3.2. Kananga

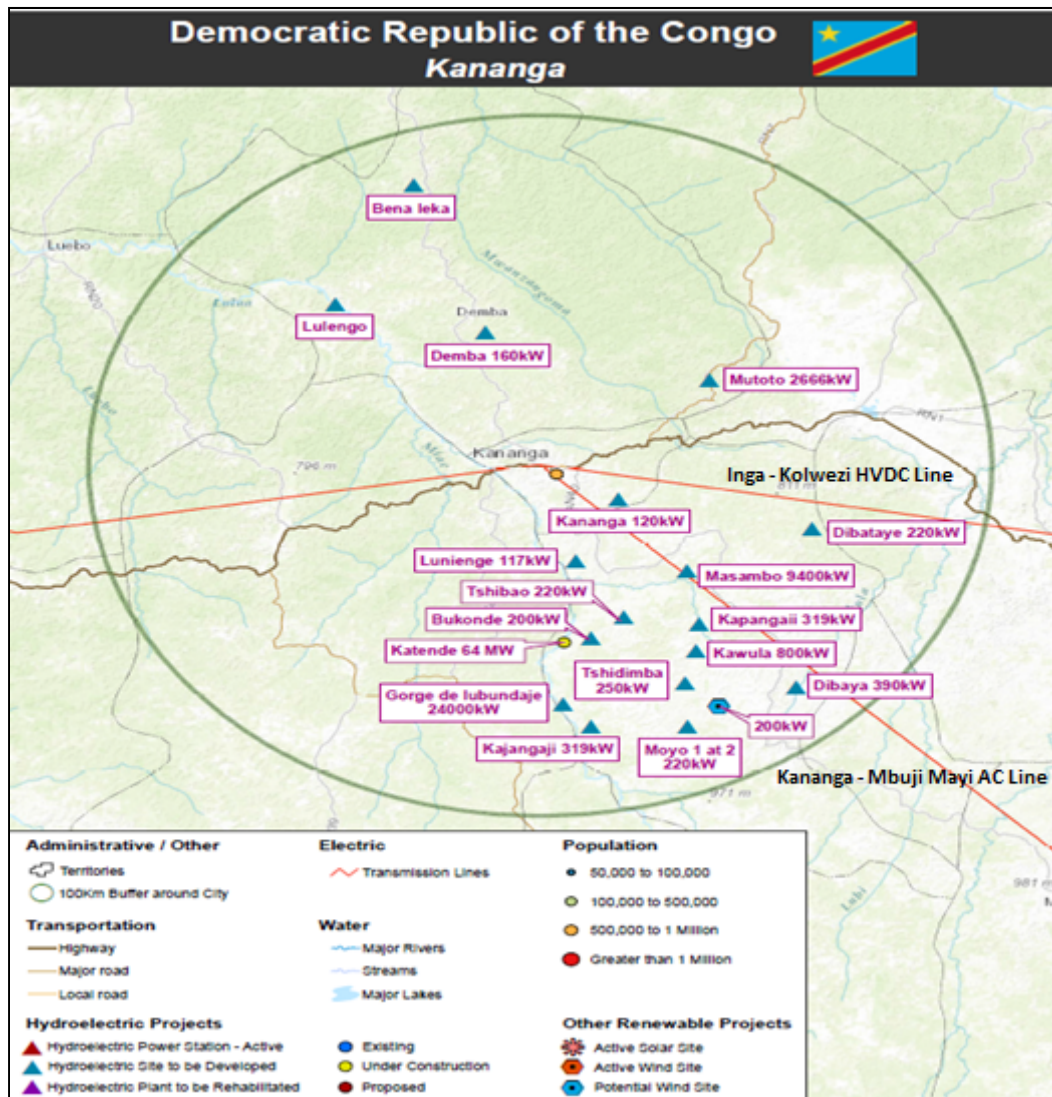
La ville de Kananga est actuellement alimentée par les lignes de transmission de 220 kV Kananga – Mbuji-Mayi. De plus, la ligne de 500 kV Inga – Kolwezi (CCHT) passe également par Kikwit.<sup>29</sup> Tel que mentionné plus haut, une centrale hydroélectrique de Katende de 64 MW va bientôt être construite en province du Kasaï-Central.<sup>41</sup> Une centrale de panneaux solaires photovoltaïques de 2.5 MW est actuellement en chantier par un consortium du secteur privé pour alimenter la ville de Kananga.<sup>42</sup> En outre, il y a également des sites locaux potentiels dans un rayon de 100 km de la ville : Gorge de Lubundaje (24 MW) ; Masambo (9.4 MW) ; Kawula (0.8 MW) ; Dibaya (0.4 MW) ; Kajangaji (0.3 MW) ; Dibataye (0.2 MW) ; Tshibao (0.2 MW) ; Bukonder (0.2 MW) ; Tshidimba (0.25 MW) ; et Moyo (0.2 MW). Au total, les sites hydroélectriques locaux potentiels près de Kananga peuvent fournir jusqu'à 36 MW de capacité installée. En outre,

<sup>41</sup> Hydroworld. L'Inde fournit des prêts pour la centrale hydroélectrique de Kakobola au Congo.  
<http://www.hydroworld.com/articles/2010/10/india-provides-loan.html>

<sup>42</sup> Essor-UK Aid. (2016). *Essor—Access to electricity—Solar powered mini-grids in the DRC.*

l'alimentation en électricité des centrales électriques de Katende (une fois achevées) peut également répondre aux besoins en électricité de la ville.

### Annexe 13 Carte de la région métropolitaine de Kananga et la production des ressources potentielles



Sources: Atlas du PNUD sur la RDC et ICF.

### 3.3. Tshikapa

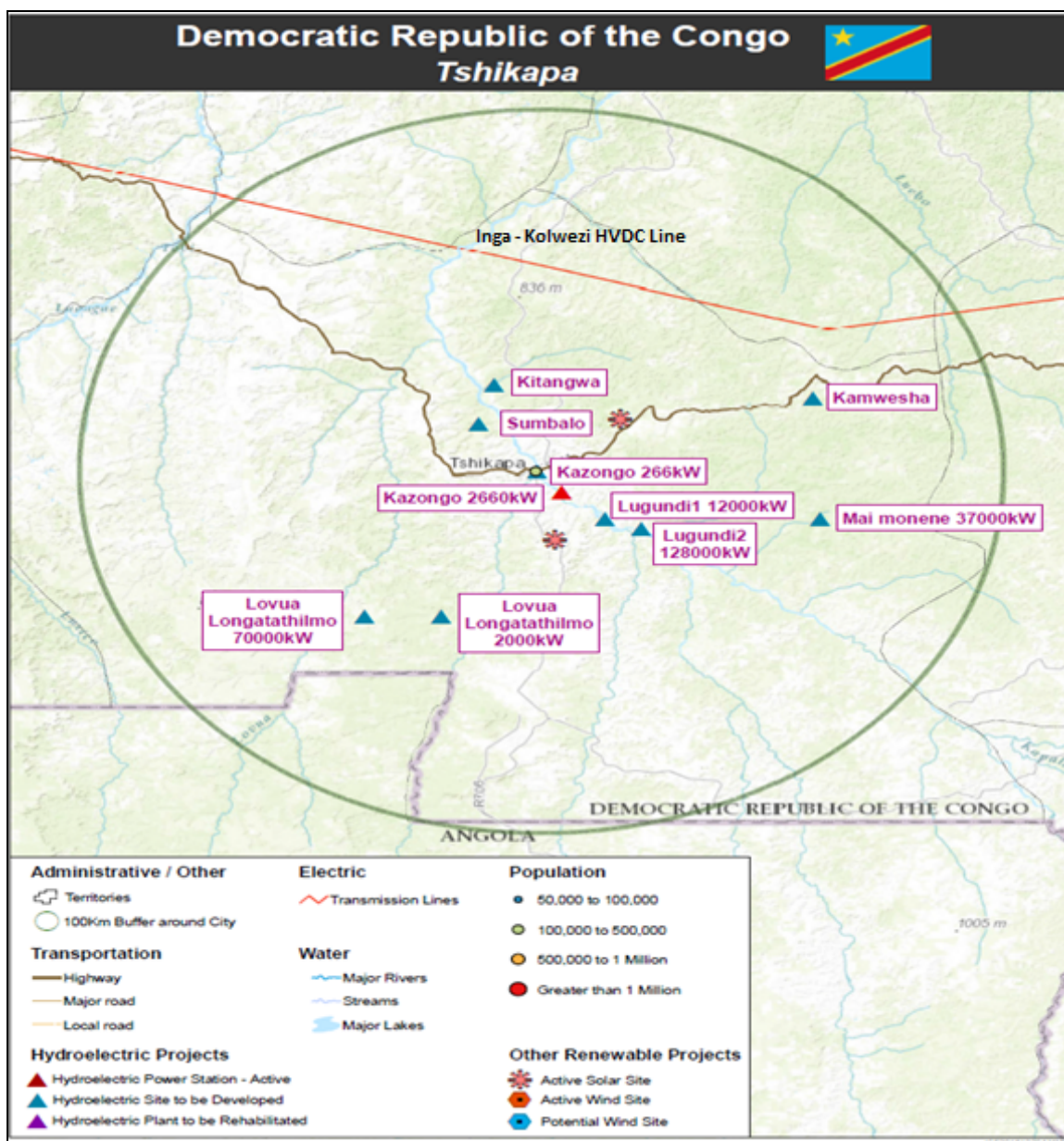
Actuellement, Tshikapa n'est pas alimenté par aucune des lignes de transmission des centrales électriques. La ville est plutôt desservie par un micro-réseau local. Il n'y a que deux centrales hydroélectriques en exploitation dans la région : La centrale hydroélectrique de 2.6 MW de Kazongo et la centrale hydroélectrique de 1.5 MW de Lungudi. La centrale hydroélectrique de 1.5 MW de Lungudi a été récemment améliorée par une société privée et fournit l'électricité à plus de 3000 abonnés dans la ville.<sup>43</sup> En plus, il existe d'autres sites hydroélectriques potentiels dans la région, tels que : Lungudi 1 (expansion) (12 MW) ; Lungudi (128 MW) ; Lovua Longatathilmo (70 MW) ; Lovua Longatathilmo 2 (2 MW) ; Mai Monene (37 MW) ; Sumabalo ; Kitangwa ; et Kamweshwa. La capacité nominale de ces centrales électriques

<sup>43</sup> Essor-UK Aid. (2016). *Essor—Access to electricity—Solar powered mini-grids in the DRC.*



locales potentielles est d'environ 250 MW. Une entreprise brésilienne envisage d'aménager le site hydroélectrique de Mai Monene.<sup>44</sup>

**Annexe 14 Carte de la région métropolitaine de Tshikapa et la production des ressources potentielles**



Sources: Atlas du PNUD sur la RDC et ICF.

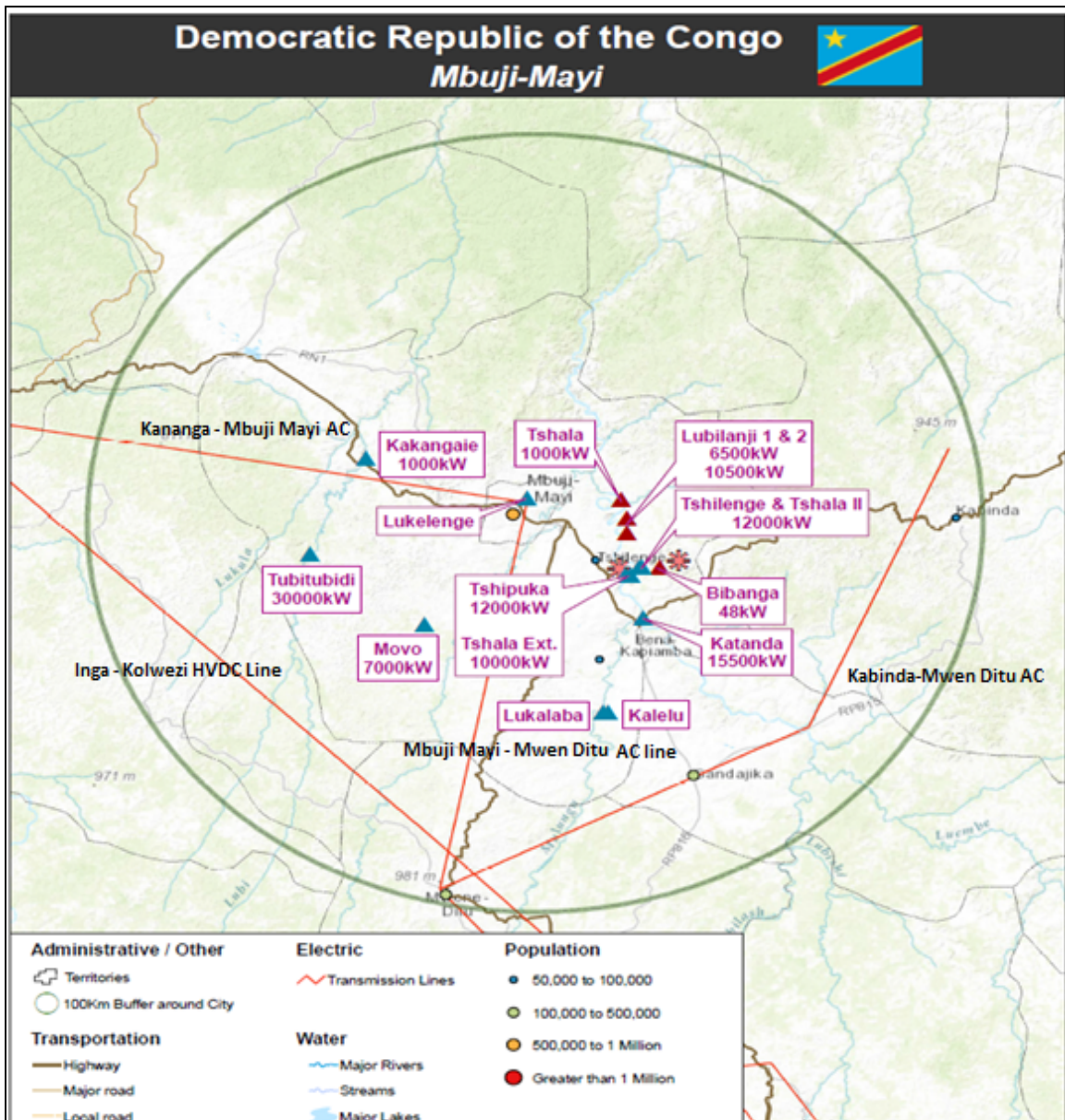
**3.4. Mbuji-Mayi**

Mbuji-Mayi est alimenté par des lignes électriques de 220 kV Mbuji Mayi-Mweni-Ditu et 220 kV Kananga-Mbuji Mayi. Actuellement, les centrales hydroélectriques suivantes répondent aux besoins en électricité de la ville : Lubilanj 1 (6.5 MW) ; Lubilanj 2 (10.5 MW) ; Tshala (1 MW) ; et Bibanga (0.05 MW). En plus, il existe d'autres sites hydroélectriques potentiels tels que : Tshipuka (12 MW) et l'extension de Tshipuka (10 MW) ; Tubitubidi (30 MW) ; Katanda (15.5 MW) ; Movo (7 MW) ; et Kakangaie (1 MW). La capacité

<sup>44</sup> Communication personnelle avec Albert Mbafumoya Tchomba

nominale totale de tous ces sites potentiels est d'environ 75 MW. L'alimentation en électricité des centrales électriques de Katende en chantier (64 MW) peut également répondre à la demande en électricité de la ville.

**Annexe 15 Carte de la région métropolitaine de Mbuji-Mayi et des ressources de production potentielles**



Sources: Atlas du PNUD sur la RDC et ICF.

## 4. Évaluation des projections de l'offre et de la demande pour les quatre villes/ agglomérations ciblées

Dans cette section, nous discutons des approches potentielles pour développer des solutions conceptuelles pour satisfaire aux besoins en électricité prévus pour les quatre agglomérations présélectionnées. Nous comparons les ressources d'approvisionnement disponibles (à la fois locales et de distribution) à la demande de pointe prévue et nous développons une approche pour obtenir les résultats d'accès à l'électricité souhaités. Notre analyse suppose deux grands scénarios.

**Scénario 1 : Développement des ressources locales :** Ce scénario suppose que l'accent est mis sur le développement des ressources d'approvisionnement locales pour satisfaire aux besoins en énergie des quatre agglomérations. Nous définissons les ressources d'approvisionnement locales comme des sites énergétiques potentiels (principalement, des sites hydroélectriques) dans un rayon de 100 kilomètres autour de différentes villes / agglomérations. En plus des ressources locales, ce scénario suppose que le reste du courant électrique requis est fourni par les lignes électriques CA existantes aux agglomérations. Le reste du courant électrique requis sera probablement approvisionné par les grands projets des centrales électriques comme Zongo 2, Katende et Kakobola.<sup>45</sup> D'après ce scénario, nous supposons que les agglomérations atteindront leurs objectifs d'accès à l'électricité d'ici 2020.

**Scénario 2 : Développement d'Inga III :** Ce scénario suppose le développement du projet hydroélectrique Inga III de 4800 MW. On prévoit alors que l'électricité générée par ce projet est fournie aux agglomérations de l'arrière-pays par l'augmentation des lignes électriques CA et CCHT. D'autres projets du courant électrique existants (comme Zongo 2, Katende et Busanga, et Kakobola) sont supposés être mis en œuvre dans un proche avenir. D'après ce scénario, nous supposons que les agglomérations atteindront leurs objectifs d'électricité d'ici au moins 2025.

Pour déterminer les coûts estimatifs, nous nous basons sur les estimations des coûts unitaires des infrastructures pour les projets électriques basés sur un rapport préparé par Africon pour la Banque mondiale en 2008.<sup>46</sup> Le rapport a échantillonné 58 projets du secteur de l'électricité dans les pays d'Afrique subsaharienne pour calculer des coûts unitaires des infrastructures. Les estimations des coûts unitaires des infrastructures sont résumées à l'Annexe 16. Les estimations des coûts ont été initialement publiées en dollars américains de 2006. Les estimations sont actualisées en utilisant la moyenne du PIB / facteur de déflation et inflation pour la région.<sup>47</sup> Le facteur de déflation est d'environ 6% pour les 10 dernières années dans les pays d'Afrique subsaharienne. La synthèse des estimations de coûts se trouve à l'Annexe 16. Lors de la visite de l'équipe de ICF en RDC, différentes parties prenantes ont indiqué que ces estimations étaient trop basses. Par conséquent, nous avons conclu de ne pas nous fier à ces estimations pour la budgétisation des projets. Nous avons plutôt utilisé les estimations de coûts réelles des projets en cours comme l'interconnexion de Katende et Kakobola. Pour d'autres projets conceptuels abordés dans la fiche technique du projet, nous avons utilisé une estimation de coût de 300 000 dollars

<sup>45</sup> Voir la Section 1.2 pour plus de détails sur les projets existants.

<sup>46</sup> Africon. (2008). Diagnostic des infrastructures nationales en Afrique : Coûts unitaires des projets d'infrastructures en Afrique subsaharienne. <http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/attachments/library/aicd-background-paper-11-unit-costs-summary-en.pdf>

<sup>47</sup> Banque mondiale Data. Inflation, déflateur du PIB (% annuel). <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.KD.ZG?end=2015&locations=CD&start=1961&view=chart>



par km pour le transport à haute tension (supérieure à 66 kV), 500 000 USD / MVA pour les sous-stations (jusqu'à 100 MVA) et 50 000 dollars par km pour les réseaux de distribution.

#### Annexe 16 Coûts unitaires des infrastructures pour les projets d'infrastructures électriques dans les pays d'Afrique subsaharienne

Type	Unité	Quartile inférieure	Médiane	Quartile supérieure
Production : Diesel à régime élevé	USD / MW	762,214	1,390,211	2,304,171
Distribution (inférieure à 66 kV)	USD / km de lignes électriques	8,253	13,986	16,233
Transmission (supérieure à 66 kV)	USD / km de lignes électriques	34,558	46,684	54,013
Sous-stations (inférieures à 50 MVA)	USD / MVA	300,634	347,495	396,627
Sous-stations (supérieures à 50 MVA)	USD / MVA	81,896	116,346	186,123
Raccordement au service d'utilité public	US \$/raccordement	1,232	1,362	2,450
Raccordement au service d'utilité public avec éclairage public	US \$/raccordement	833	1,029	1,112
Eclairage public	US \$/raccordement	2,130	2,985	4,102

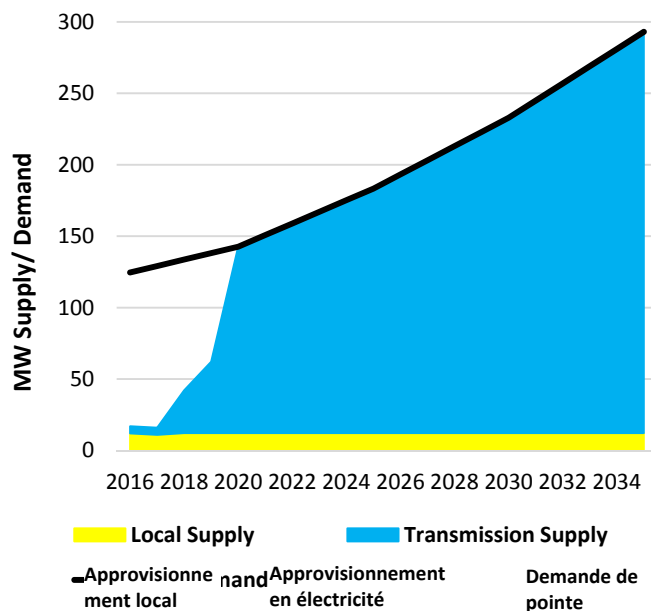
Source : Africon (2006). Les estimations de coûts sont gonflées à 2015 USD en utilisant un facteur d'inflation annuel moyen de 6%.

### 4.1. Projections de l'offre et de la demande sous le Scénario 1 : Développement des ressources locales

#### 4.1.1. Kikwit

Les projections de l'offre et de la demande sous le scénario 1 pour les différentes agglomérations figurent à l'Annexe 17. Les projections annuelles de la demande de pointe sont indiquées par la ligne noire. L'alimentation prévue à partir des ressources locales est indiquée par la pile jaune et l'alimentation de la transmission externe est indiquée par la pile bleue. La somme de la pile bleue et jaune indique la pile totale d'approvisionnement pour la ville/agglomération considérée dans une année. La pile d'approvisionnement totale est conçue pour correspondre à la demande de pointe prévue d'ici 2020 dans le cadre du Scénario 1. Actuellement, l'agglomération Kikwit est alimentée par une ligne électrique de 132 kV raccordée à Kinshasa. À l'heure actuelle, une centrale hydroélectrique de 10.3 MW à Kakobola devrait être terminée au cours de l'année prochaine. Une ligne de transmission reliant Kakobola à Kikwit est nécessaire pour alimenter la ville en électricité. Nous supposons que Kakobola (10.5 MW) et d'autres sites potentiels locaux (2.2 MW) seront développés d'ici 2020. Les sites hydro-électriques locaux comprennent Kabangu (1.5 MW) ; Kipuka (0.2 MW) ; Mutoy (0.3 MW) ; et Vanaga (0.24 MW). Le reste de la demande de pointe devrait être satisfait par les importations d'électricité de la ville de Bandundu (probablement de Zongo I et II, Inga I et II, et d'autres centrales près de la capitale). La ville de Bandundu est reliée par la ligne de distribution électrique de 220 kV Kinshasa-Bandundu.. En utilisant une combinaison de ressources locales et d'approvisionnement en ligne de distribution électrique, la demande de pointe prévue pour l'agglomération sera atteinte d'ici 2020. La demande croissante des années ultérieures sera vraisemblablement comblée par une augmentation de la fourniture en électricité de la ligne de distribution électrique. La projection d'approvisionnement dont il est question ici suppose que seuls des sites hydroélectriques locaux ayant une capacité nominale sont en cours de développement (d'après l'Atlas du PNUD sur la DRC 2014). Cependant, il est également possible de développer d'autres ressources (comme des centrales hydroélectriques non classées et des centrales solaires photovoltaïques) pour satisfaire à la demande locale prévue. Si l'une de ces ressources non notées est développée à l'avenir, la proportion de l'alimentation en électricité diminuera en conséquence.

### Annexe 17 Projections de l'offre et de la demande pour Kikwit d'après le Scénario 1



MW	Approvisionnement local	Approvisionnement en électricité	Demande de pointe
2016	12.0	5.0	124.6
2020	12.2	130.5	142.7
2025	12.2	171.1	183.3
2030	12.2	220.6	232.8
2035	12.2	280.8	293.0

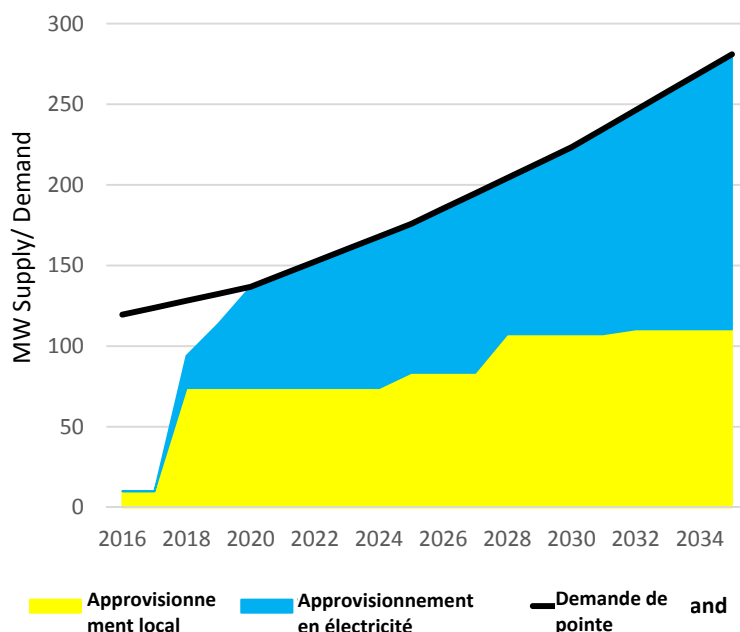
Source : ICF projections.

#### 4.1.2. Kananga

Les projections de l'offre et de la demande pour l'agglomération de Kananga sont présentées à l'Annexe 18. Actuellement, la ville de Kananga est alimentée par les lignes de distribution électrique 220 kV Kananga-Mbuji-Mayi. En outre, le projet hydroélectrique Katende de 64 MW qui est actuellement en chantier est également situé à moins de 50 kilomètres de l'agglomération urbaine. Nous supposons que l'unité électrique de Katende de 64 MW sera mise en service d'ici 2018. Cela nécessiterait également la construction d'une ligne de distribution reliant la centrale hydroélectrique à la ville / agglomération et la ligne de distribution électrique 220 kV existante Kananga-Mbuji-Mayi. Puisque la centrale hydroélectrique est située à 70-80 kilomètres du centre de charge, les pertes sur la ligne de transmission devraient être faibles. Au-delà de 2025, nous supposons que le développement d'autres ressources hydroélectriques locales va satisfaire à la demande de pointe croissante. Nous avons supposé que l'aménagement d'un projet hydroélectrique de Masambo de 9.4 MW en 2025 pourra satisfaire aux exigences croissantes de la demande. De plus, ce site est idéalement situé à proximité de la ligne de distribution électrique 220 kV Kananga-Mbuji-Mayi. En outre, il est également possible de développer d'autres projets micro-hydroélectriques comme Kawula, Diabya, Kajangaji, Dibataye, Tshidimba, Moyo et Bukonde avant 2030 pour rajouter au réseau d'approvisionnement local. D'ici 2030, nous avons également pensé que le développement d'un projet Gorge du Lubundaje de 24 MW pourra satisfaire à la demande croissante. Ces projets locaux nécessiteraient leurs propres lignes de transmission pour les relier au centre de charge à Kananga. L'unité électrique pourrait également être raccordée au réseau de transmission en allongeant la ligne de transmission de l'unité électrique de Katende. Dans le cadre de ce scénario, la ville de Kananga pourrait exiger une offre de transmission externe (d'ici 2024) pour satisfaire à toute la demande prévue. D'ici 2035, nous estimons qu'une combinaison de 110 MW de ressources d'approvisionnement locales et de 171 MW d'approvisionnement en électricité serait nécessaire pour satisfaire à la demande de pointe prévue du système.



## Annexe 18 Projections de l'offre et de la demande pour Kananga dans le cadre du Scénario 1



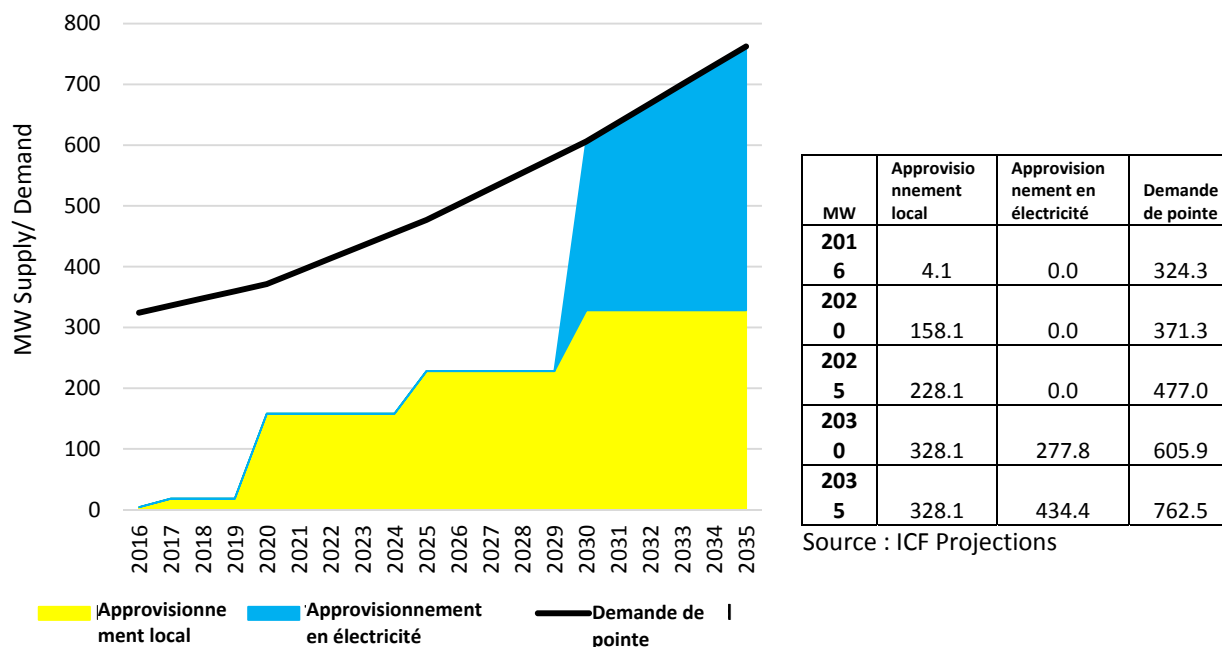
MW	Approvisionnement local	Approvisionnement en électricité	Demande de pointe
2016	10.0	0.0	119.5
2020	74.0	62.8	136.8
2025	83.4	92.4	175.8
2030	107.4	115.9	223.3
2035	110.4	170.6	281.0

Source : ICF projections.

#### 4.1.3. Tshikapa

La ville de Tshikapa n'est pas actuellement raccordée au réseau de lignes de distribution du pays. En conséquence, la ville connaît un degré élevé de demande non satisfaite. Dans le cadre de ce scénario, nous supposons que la ville de Tshikapa n'est pas également raccordée au réseau de transmission dans un proche avenir. Au contraire, nous envisageons de développer des ressources locales pour satisfaire aux exigences de la demande de la ville / agglomération. Au cours des deux ou trois prochaines années, nous supposons que des projets hydroélectriques à petite échelle comme Lungudi 1 et Lovua Longatathilmo peuvent être mis en ligne pour satisfaire à la demande en électricité. Pour atteindre l'objectif universel d'accès à l'électricité, le projet d'extension Lungudi de 128 MW devrait être mis en service d'ici 2020. D'ici 2025, nous avons pris en charge la mise en service du projet d'expansion Lovua Longatathilmo de 70 MW. D'ici 2030, il est également nécessaire de mettre en œuvre le projet Mai Monene de 100 MW. Toutes ces grandes centrales hydroélectriques nécessitent des lignes de distribution pour se raccorder aux centres de charge de Tshikapa. Nous supposons que Tshikapa serait ultérieurement raccordé au réseau de distribution électrique du pays d'ici 2030. Grâce à ces projets en place, la ville de Tshikapa devrait être en mesure de satisfaire la demande de pointe prévue de près de 762 MW d'ici 2035. Il convient également de souligner que d'autres projets locaux tels que les projets micro-hydroélectriques et les installations solaires photovoltaïques peuvent également être explorés pour répondre à la demande croissante. Pour les années postérieures à 2030, la ville aurait besoin de l'approvisionnement en électricité externe pour satisfaire sa demande de pointe prévue. D'ici 2035, nous estimons qu'une combinaison de 265 MW d'approvisionnement local et 91 MW d'approvisionnement externe seraient nécessaires pour satisfaire la demande de pointe prévue du système.

## Annexe 19. Projections de l'offre et de la demande pour Tshikapa dans le cadre du Scénario 1

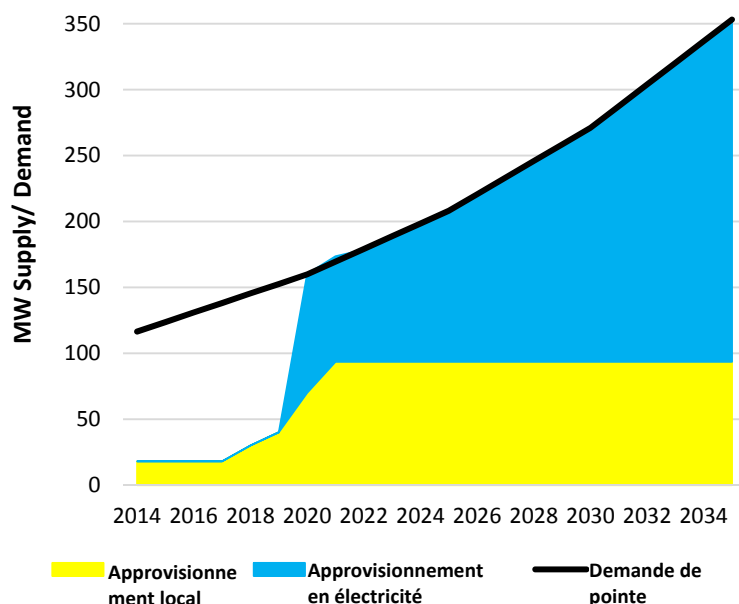


## 4.1.4. Mbuji-Mayi

Mbuji-Mayi est actuellement desservie par un total de 18 MW de capacité de production d'électricité existante des centrales comme Lubilanj 1 et 2 et Tashala. En outre, la ville est également raccordée au réseau de transmission du pays par deux lignes électriques : les lignes de 220 kV Mbuji-Mayi-Mweni-Ditu et de 200 kV Kananga-Mbuji-Mayi. De plus, il existe d'autres sites hydroélectriques locaux comme Tshikapa (12 MW + 10 MW) ; Tubitubidi (30 MW) ; Katanda (15.5 MW) ; et Movo (7 MW). La capacité nominale totale de tous ces sites potentiels est estimée à environ 75 MW. Pour satisfaire la demande de pointe prévue du système de distribution local, il est nécessaire de développer Tshikapa 1 et 2 d'ici 2019 et Tubitubidi d'ici 2020. À partir de 2020, la demande résiduelle sera probablement satisfaite par l'alimentation des lignes de distribution. Les unités électriques situées dans les provinces du sud du Katanga (comme le prochain projet de Busanga<sup>48</sup> de 240 MW) sont susceptibles d'alimenter la ville / centre de population à travers la ligne de 220 kV Mbuji-Mayi-Mweni-Ditu, tandis que des unités électriques comme Katende, Zongo et Inga I Et II peuvent alimenter la ville par la ligne 220 kV Kananga-Mbuji-ligne de Mayi. En raison de l'absence de production locale à grande échelle, la ville devrait compter sur l'électricité fournie par les lignes de distribution. On estime que près de 260 MW d'alimentation en électricité seraient nécessaires d'ici 2035 pour satisfaire à la demande de pointe prévue de la ville. Inutile de dire que le développement d'autres ressources locales (comme les microcentrales hydroélectriques ou les centrales solaires photovoltaïques distribuées) pourrait réduire la dépendance à l'égard de l'approvisionnement en électricité dans l'avenir.

<sup>48</sup> Hydroworld. La RDC octroie un contrat de 660 millions de dollars américains pour un projet hydroélectrique de Busanga de 240 MW en Afrique. <http://www.hydroworld.com/articles/2016/06/drc-awards-us-660-million-contract-for-240-mw-busanga-hydroelectric-project-in-africa.html>

## Annexe 20 Projections de l'offre et de la demande pour Mbuji-Mayi dans le cadre du Scénario 1



MW	Approvisionnement local	Approvisionnement en électricité	Demande de pointe
2016	18.1	0.0	316.5
2020	70.1	292.3	362.4
2025	93.6	372.0	465.5
2030	93.6	497.8	591.3
2035	93.6	650.6	744.2

Source : ICF projections.

### 4.2. Projections de l'offre et de la demande dans le cadre du Scénario 2 : Développement du Grand Inga

D'après ce scénario, nous envisageons le développement du projet hydroélectrique Inga III de 4 800 MW d'ici 2025. Nous supposons alors que l'approvisionnement en électricité des villes de l'arrière-pays sera effectué par l'augmentation des lignes CA et CCHT de la centrale Inga III proposée. Le scénario prévoit l'achèvement des infrastructures de distribution d'ici 2025 pour alimenter les villes de l'arrière-pays du sud et du centre de la RDC. En outre, les projets locaux en chantier (comme Katende et Kakobola) devraient également être en service avant 2020. Ces projets encouragent une plus grande fiabilité du système puisqu'ils ont une base locale évitent également des pertes de distribution. Les prévisions relatives à l'offre et à la demande pour les quatre villes sont examinées dans cette section en utilisant ces hypothèses. Dans le cadre de ce scénario, les projets locaux de micro-hydroélectrique ou de production d'énergie solaire distribuée sont ignorés à des fins de simplification. Si de telles ressources sont développées, l'approvisionnement en électricité devrait être réduit proportionnellement. Aucun projet majeur de production locale<sup>49</sup> comme l'extension de Lungudi et Lovua Longatathilmo pour Tshikapa et Tshiluba et Tubitubidi pour Mbuji-Mayi n'est pris en considération dans ce scénario.

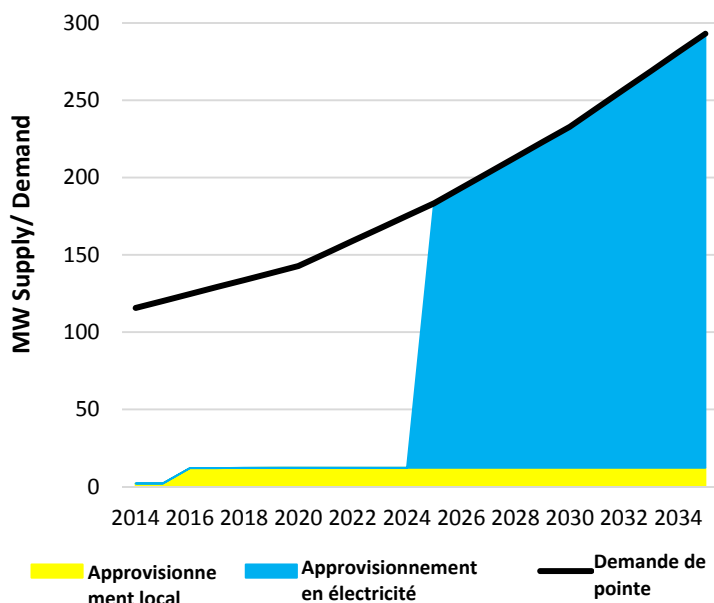
#### 4.2.1. Kikwit

Les projections de l'offre et de la demande pour Kikwit sont présentées à l'Annexe 21. Contrairement au Scénario 1, la rampe d'approvisionnement en électricité devrait se produire en 2025 lorsque le grand projet Inga sera mis en service. Le rendement de l'électricité devrait être fourni par l'augmentation des lignes du CA de Kinshasa ou par la ligne CCHT rénovée avec les stations de conversion à Kikwit. En outre, la centrale électrique de Kakobola de 10,5 MW devrait alimenter l'agglomération d'ici 2020. Étant donné

<sup>49</sup> Nous supposons que les projets / sites hydroélectriques potentiels dépassant la capacité nominale de 25 MW sont des projets majeurs de production.

qu'aucune autre ressource hydroélectrique locale majeure n'est proposée dans le cadre de ce scénario, l'offre locale devrait être constante tout au long du projet.

#### Annexe 21 Projections de l'offre et de la demande pour Kikwit dans le cadre du Scénario 2



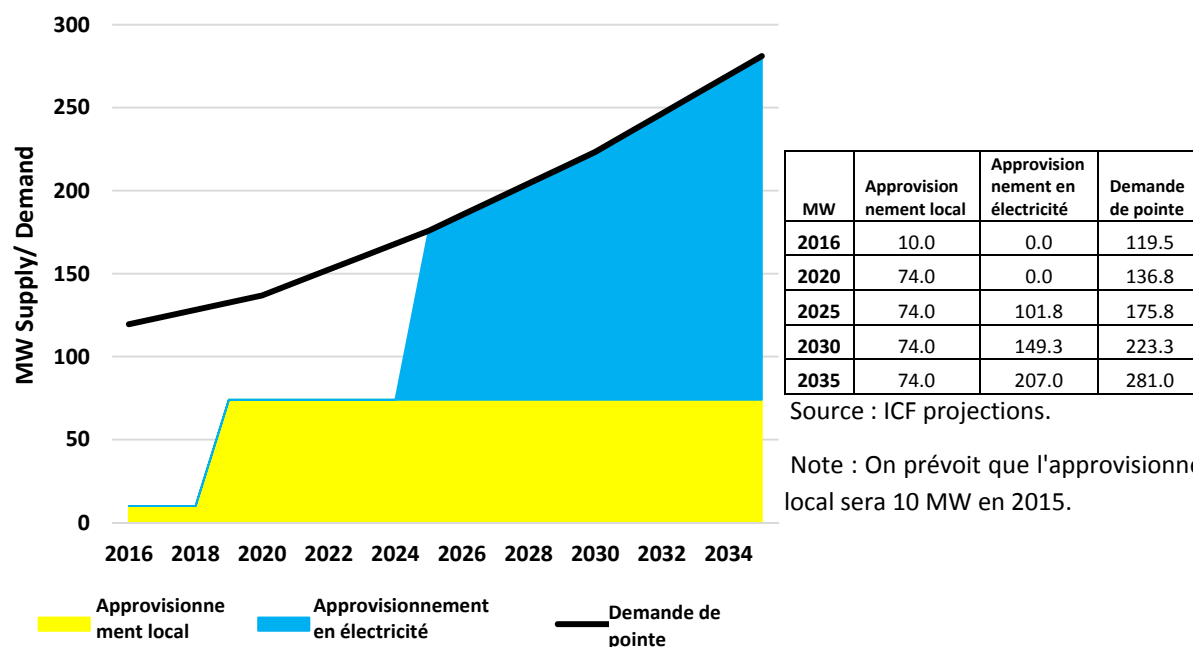
MW	Approvisionnement local	Approvisionnement en électricité	Demande de pointe
2016	12.0	0	124.6
2020	12.2	0	142.7
2025	12.2	171.1	183.3
2030	12.2	220.6	232.8
2035	12.2	280.8	293.0

Source : ICF projections.

#### 4.2.2. Kananga

Les projections de l'offre et de la demande dans le cadre du Scénario 2 pour l'agglomération de Kananga sont présentées à l'Annexe 22. Le projet Katende est en chantier et devrait être terminé en 2019. On prévoit satisfaire pleinement la demande locale pendant ses premières années d'exploitation. Au cours des dernières ultérieures, Kananga nécessiterait l'approvisionnement de sources de production extérieures par l'intermédiaire de lignes de distribution électrique CA ou CCHT existantes ou potentielles. Aucune autre ressource locale majeure (comme Gorge de Lubundaje et Masambo) n'est supposée être développée dans le cadre de ce scénario. D'ici 2035, une combinaison de 74 MW de ressources locales et de 207 MW d'approvisionnement en électricité est prévue pour Kananga.

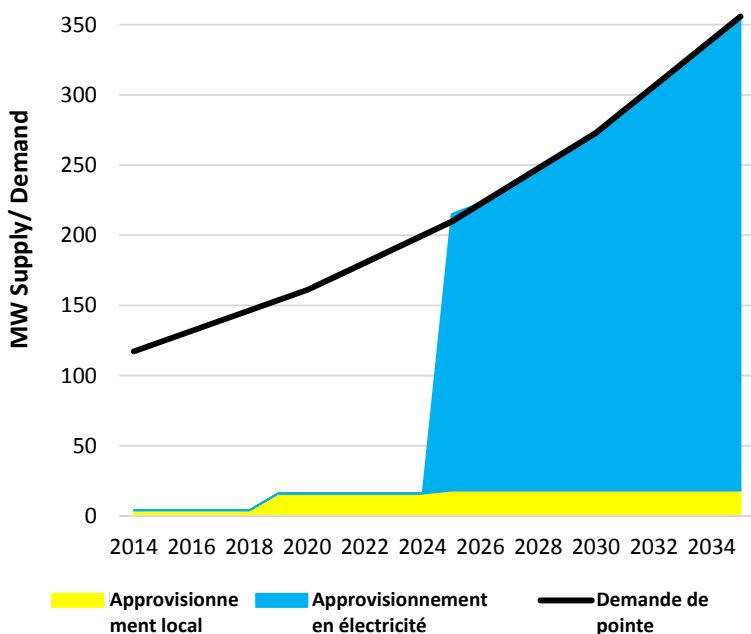
## Annexe 22. Projections de l'offre et de la demande pour Kananga dans le cadre du Scénario 2



### 4.2.3. Tshikapa

Étant donné que Tshikapa est une grande agglomération qui n'est pas actuellement raccordée au réseau de lignes de distribution électrique dans le pays, selon les calculs d'ICF, elle a une importante demande non satisfaite. La capacité existante de production d'électricité pour la ville est estimée à 4 MW. On prévoit que de petits projets hydroélectriques locaux seront développés pour satisfaire une certaine partie de la demande non satisfaite pour la période antérieure à 2025. Après 2025, on prévoit que l'alimentation électrique des lignes de distribution électrique augmentées satisfera la demande prévue pour l'agglomération. Les prévisions en matière d'offre et de demande dans le cadre de ce scénario sont présentées à l'Annexe 23. On prévoit que la majeure partie de la demande future sera satisfaite par l'approvisionnement en électricité de la ligne de distribution électrique CA ou CCHT augmentée du site d'Inga III. D'ici 2035, une combinaison d'approvisionnement local de 18 MW et d'approvisionnement en électricité de 774 MW serait indispensable afin de satisfaire la demande de pointe prévue.

**Annexe 23 Prévisions en matière d'offre et de demande pour Tshikapa dans le cadre du scénario 2**



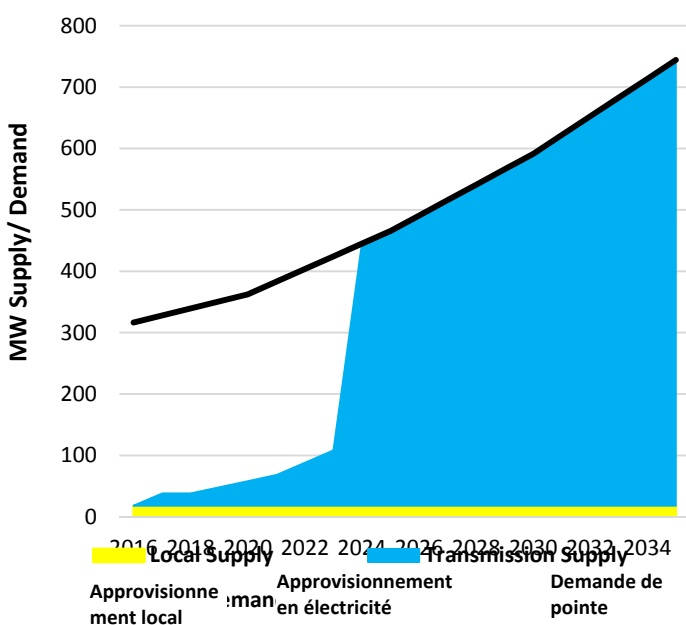
MW	Approvisionnement local	Approvisionnement en électricité	Demande de pointe
2016	4.1	0.0	324.3
2020	16.1	0.0	371.3
2025	18.1	458.9	477.0
2030	18.1	587.8	605.9
2035	18.1	744.4	762.5

Source : ICF projections.

**4.2.4. Mbuji-Mayi**

Pour Mbuji-Mayi, on prévoit que la production locale sera fixée au niveau existant de 18.5 MW. En outre, on prévoit que les lignes CA/CCHT augmentées desserviront la ville à partir de 2019. À partir de 2025, la demande en électricité de Mbuji-Mayi devra probablement être entièrement satisfaite grâce aux approvisionnements en électricité du projet Grand Inga. Les prévisions en matière d'offre et de demande pour Mbuji-Mayi sont présentées à l'Annexe 24. D'ici 2035, près de 726 MW d'approvisionnement en électricité seraient nécessaires pour satisfaire la demande de pointe prévue.

**Annexe 24 Prévisions en matière d'offre et de demande pour Mbuji-Mayi dans le cadre du scénario 2**



MW	Approvisionnement local	Approvisionnement en électricité	Demande de pointe
2015	18.1	0.0	305.0
2020	18.1	40.0	362.4
2025	18.1	447.5	465.5
2030	18.1	573.3	591.3
2035	18.1	726.1	744.2

Source : ICF projections.

## 5. Compilation des fiches techniques du projet

Sur la base des discussions menées jusqu'ici, nous avons identifié cinq solutions de transmission pouvant améliorer la provision en électricité fiable à long terme pour les villes/agglomérations ciblées de Kikwit, Kananga, Tshikapa et Mbuji-Mayi. Les solutions sont groupées dans deux cadres de scénario. En effet, les deux cadres s'excluent mutuellement, car le premier comporte le développement des ressources hydroélectriques locales et le second comporte le développement du projet hydroélectrique Inga III. Les fiches conceptuelles du projet figurant dans cette section ont pour objet de susciter l'intérêt des donateurs, des investisseurs du secteur privé, et d'autres partenaires pour le développement de ces projets.

### Scénario comportant le développement des ressources hydroélectriques locales pour différentes villes d'ici 2020<sup>50</sup>:

- **Projet 1** : Réseau de transport collecteurs locaux pour chaque ville
- **Projet 2** : Réseau des concessions de distribution pour Kikwit
- **Projet 3** : Ligne de distribution électrique CA de 220 kV entre Kikwit, Kananga, Tshikapa, et Mbuji-Mayi

### Scénario impliquant le développement du Projet hydroélectrique Inga III de 4 800 MW d'ici 2025 :

- **Projet 4** : Augmentation de la ligne CCHT d'Inga-Kolwezi
- **Projet 5** : **Projet** « réseau fédérateur » CA pour la RDC (Grand Inga-Kinshasa-Mbuji-Mayi-Lubumbashi)

---

<sup>50</sup> Note : Le cadre du Scénario 1 prévoit le développement de grands projets de production pour Kananga (Katende, Gorge de Lubundaje) ; Tshikapa (extension de Lungudi et Lovua Longatathilmo) ; et Mbuji Mayi (Tshipuka et Tubitubidi) d'ici 2020 pour satisfaire la demande locale.



# Projet 1 : Fiche d'information

## Réseau de transport collecteur local pour différentes villes

### Description détaillée du projet

Le projet consiste à construire un réseau de transport électrique collecteur pour différentes individuelles afin de fournir de l'électricité des projets hydroélectriques locaux aux centres urbains. Le système collecteur peut également faire partie du « réseau fédérateur » des lignes de distribution électrique CA proposé pour le pays.

Ce « réseau fédérateur » devrait relier de grands chantiers hydroélectriques et des centrales en construction aux centres urbains. Le projet impliquerait également la construction des sous-stations à des emplacements appropriés pour faciliter l'intégration de l'électricité produite par des micro-sites hydroélectriques le long des corridors de transport électrique. Les projets locaux sont des sites hydroélectriques potentiels identifiés dans l'Atlas PNUD 2014 des énergies renouvelables en RDC et sont en général situés dans un rayon de 50 km du centre-ville.

### Avantages potentiels du projet

Les projets de transport électrique amélioreront l'accès à l'électricité pour les quatre villes mais également la fiabilité globale du réseau. Étant donné que les ressources d'approvisionnement se trouvent au niveau local, cela permet également d'éviter d'importantes pertes de distribution. Les micro-sites hydroélectriques permettent également d'éviter les impacts environnementaux associés aux grands projets hydroélectriques.

### Coût budgétaire et calendrier de mise en œuvre

Étant donné que les projets relient un certain nombre de sites de production locale à différentes villes/agglomérations, une estimation détaillée du coût du projet dépend des spécifications réelles du projet. En outre, des sites de production locale seraient développés au fil des ans. En général, un système collecteur de 50 milles (environ 80 km) ayant deux sous-stations principales (à 100 MVA chacune) et quatre sous-stations mineures (à 25 MVA chacune) devrait coûter environ 50 millions de dollars (2015 \$).

### Obstacles potentiels

Certains principaux obstacles à la mise en œuvre du projet comprennent : le manque de données précises pour la planification du projet ; le manque de structure tarifaire viable pour récupérer les coûts relatifs à l'investissement fixe ; les estimations des coûts d'immobilisation incertaines et le manque d'intégration à un réseau de distribution électrique centralisé dans le pays.

### Référence

ICF (2017).

### Sommaire du projet

Le projet implique la construction d'un réseau de transport électrique collecteur pour relier les sites des centrales locales aux centres urbains. Le réseau collecteur devrait être une ligne de 220 kV et ferait partie du futur réseau « fédérateur » CA pour la RDC.

### Démographie, utilisation des terres, infrastructures électriques et économie

**Kikwit :** Kikwit est la plus grande ville et la capitale de la province de Kwilu (partie de l'ancienne province du Bandundu). Kikwit fait partie du territoire de Bulungu et constitue un sous-district urbain. L'économie de cette ville repose sur la production agricole et le commerce de l'huile de palme, du manioc, du caoutchouc, de l'arachide et du maïs. Kikwit dispose également des industries alimentaires et d'un aéroport. La ville de Kikwit a une population estimée à 0.33 millions et une demande en électricité prévue de 123,366 MWh/an en 2014. La ville de Kikwit est actuellement desservie par une ligne de 132 kV entre Kinshasa et Kikwit. En outre, la ligne 500 kV Inga-Kolwezi (CCHT) passe également par Kikwit.

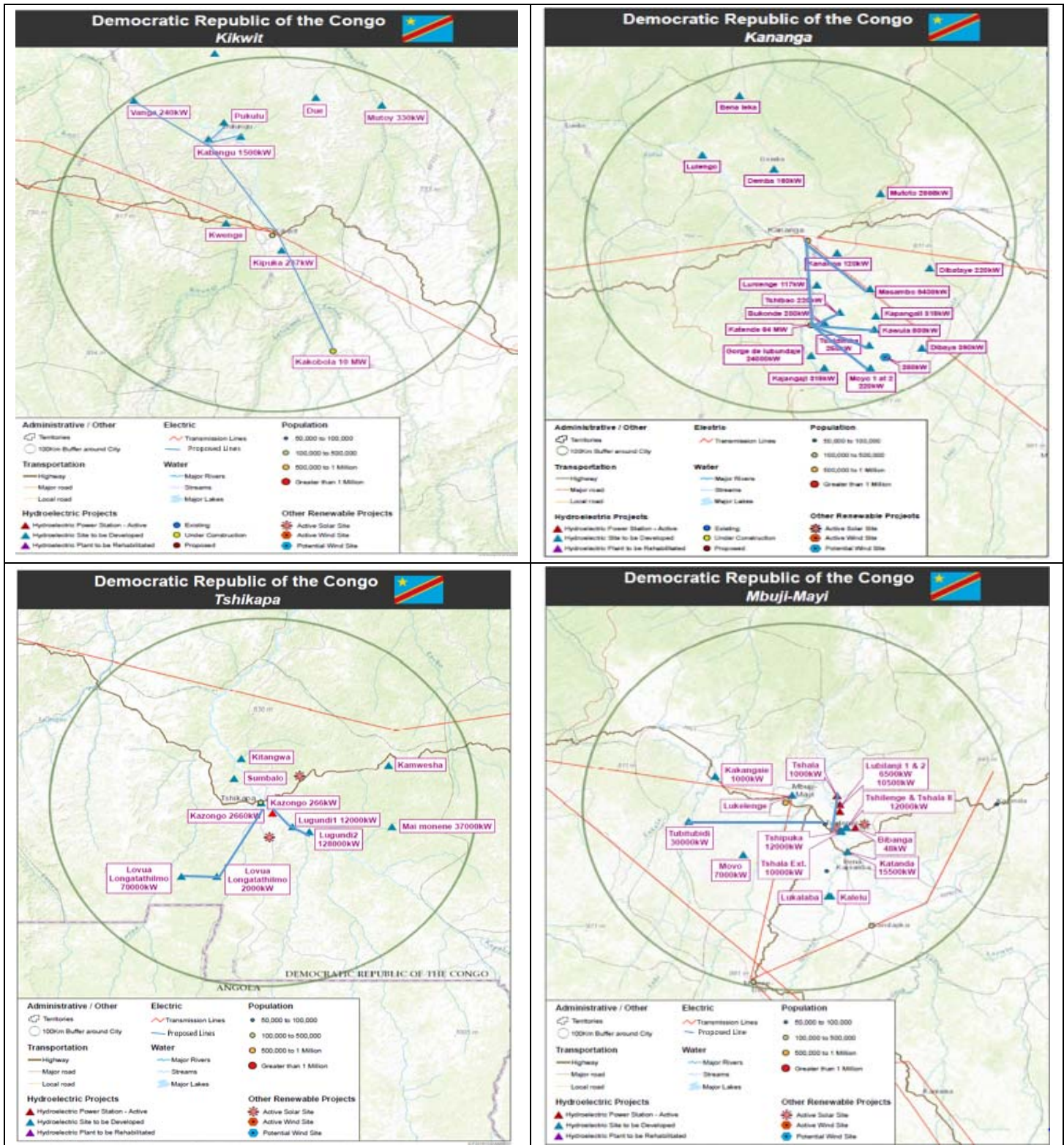
**Kananga :** Kananga (anciennement Luluabourg) est une ville de la province de Kasai-Occidental. Depuis 2014, sa population est estimée à environ 643,388 habitants, avec une densité urbaine de 866 personnes/km<sup>2</sup> en 2014. Cette ville se trouve le long du réseau ferroviaire Ilebo-Lubumbashi. La demande en électricité prévue pour la ville en 2014 est de 239,340 MWh/an.

**Tshikapa :** Tshikapa est une ville de la province de Kasai-Occidental. Depuis 2014, sa population est estimée à 1.83 millions d'habitants, ce qui inclut également le sous-district plus étendu de Kamonia. Tshikapa n'est actuellement pas desservie par le réseau central du pays. La ville est plutôt desservie par un micro-réseau local. Il n'y a que deux centrales hydroélectriques opérationnelles dans la région—une centrale de Kazongo de 2.6 MW et une centrale de Lungudi de 1.5 MW.

**Mbuji-Mayi :** Mbuji-Mayi est un grand centre urbain de la province de Kasai-Oriental avec une population d'environ 1.86 millions en 2014. C'est la troisième plus grande ville du pays. Mbuji-Mayi est actuellement desservie par un total de 18 MW de capacité de production d'électricité existante des centrales comme Lubilanji 1 et 2 et Tashala. En outre, la ville est également raccordée au réseau de distribution électrique par deux liaisons de transport électrique : Lignes de 220 kV Mbuji-Mayi-Mweni-Ditu et de 200 kV Kananga-Mbuji-Mayi.

# Projet 1 : Fiche d'information

Carte schématique des réseaux de transport électrique collecteur pour les quatre villes/agglomérations



# Projet 2 : Fiche d'information

## Réseau des concessions de distribution pour Kikwit



Image Source: Central African Business

### Description détaillée du projet

Ce projet permettrait de construire un réseau de distribution (11-33kV) émergeant du système collecteur local de la ville (Projet 1). En tant que réseau pilote, ce réseau aurait 20 lignes x 400 volts avec 500 raccordements par ligne. Au total, le réseau de distribution devrait desservir 10 000 connexions dans la ville. Le projet devrait être repris par une entité privée une fois mis en œuvre par le contrat de concession décrit dans la loi de l'électricité de la RDC de 2014.

### Avantages potentiels du projet

Les projets amélioreront grandement l'accès à l'électricité au niveau des ménages. Des projets comme ceux-ci sont essentiels pour atteindre le «dernier kilomètre» d'accès à l'électricité pour le pays. Des systèmes similaires de concession de la distribution pourraient également être mis en œuvre dans d'autres villes. Lorsque des projets comme celui-ci sont mis en œuvre dans d'autres villes, les taux d'électrification nationaux augmenteraient également.

### Sommaire du projet

Le projet porte sur la construction des lignes de transmission reliant la centrale de Katende de 64 MW en cours de construction à la ville de Kananga et la centrale de Kakobola de 10,2 MW à la ville de Kikwit. Le projet porte sur la construction d'une ligne de 220 kV Katende-Kananga et d'une ligne de 132 kV Kakobola-Kikwit.

### Démographie, utilisation des terres, infrastructures électriques et économie

**Kikwit :** Kikwit est la plus grande ville et la capitale de la province de Kwilu (partie de l'ancienne province du Bandundu). Kikwit fait partie du territoire de Bulungu et constitue un sous-district urbain. L'économie de cette ville repose sur la production agricole et le commerce de l'huile de palme, du manioc, du caoutchouc, de l'arachide et du maïs. Kikwit dispose également des industries alimentaires et d'un aéroport.

La ville de Kikwit a une population estimée à 0,33 millions et une demande en électricité prévue de 123 366 MWh/an en 2014. Cette demande se traduit par une demande de pointe prévue de 26 MW (en supposant un facteur de charge de 0,55 et une consommation unitaire de l'électricité par habitant de 372 kWh/an). D'ici 2035, on prévoit que la demande prévue devrait être de 220 319 MWh/an avec une demande de pointe de 46 MW. La ville de Kikwit est actuellement desservie par une ligne de 132 kV entre Kinshasa et Kikwit. En outre, la ligne 500 kV Inga-Kolwezi (CCHT) passe également par Kikwit.

### Obstacles potentiels

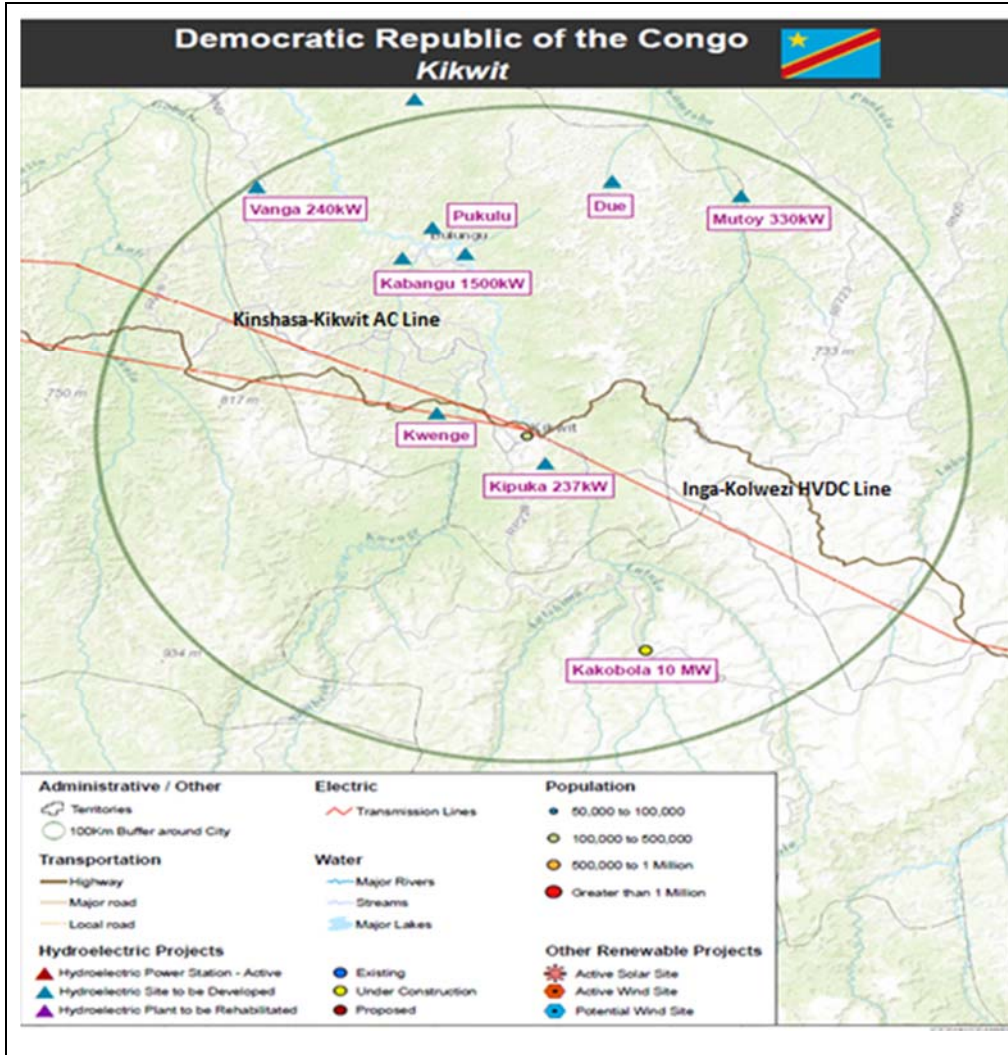
Certains principaux obstacles à la mise en œuvre du projet comprennent : le manque de données précises pour la planification du projet ; le manque de structure tarifaire viable et de pouvoir d'achat des clients pour récupérer les coûts relatifs à l'investissement fixe ; les estimations des coûts d'immobilisation incertaines et une charge fiscale élevée sur les acteurs concessionnaires privés de ce marché.

### Coût budgétaire et calendrier de mise en œuvre

Le projet ne peut être mis en œuvre qu'après la mise en place du système de capteurs de transmission pour distribuer de l'énergie à la ville. Sur la base des discussions avec les intervenants du pays, l'ICF estime le coût des réseaux de distribution basse tension à \$50 000 / km. En outre, le coût de l'interconnexion de l'utilisateur final est estimé à environ \$500 par connexion.



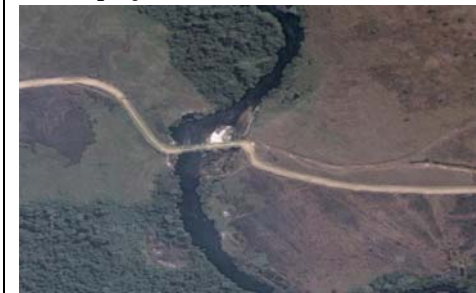
### Réseau des concessions de distribution pour Kikwit



Itinéraire proposé de la ligne de Kakobola-Kikwit



Site du projet de Kakobola



#### Référence

ICF-USAID (2017).

# Projet 3 : Fiche d'information

## Ligne de distribution électrique Kikwit–Tshikapa–Kananga– Mbuji-Mayi



Source d'image : Hydroworld

### Description détaillée du projet

Le projet consiste à construire une ligne de 220 kV CA reliant les villes de Kikwit-Kananga-Tshikapa-Mbuji-Mayi. La ligne de distribution électrique devrait être de 400 milles (environ 650 km). La ligne de distribution électrique ferait partie du « réseau fédérateur » CA proposé pour le pays. Le projet devrait être construit le long de la ligne CCHT existante d'Inga-Kolwezi. La ligne de distribution électrique vers la ville de Tshikapa exigerait un léger détournement de l'emprise existante de la ligne Inga-Kolwezi. De plus, le projet nécessiterait également la construction des sous-stations dans les quatre villes pour exploiter cette ligne.

### Avantages potentiels

Un « réseau fédérateur » de distribution électrique CA devrait améliorer l'accès à l'électricité et la fiabilité pour l'ensemble du pays. Elle sert également de réseau régional pour distribuer l'électricité produite dans les provinces centrales. Étant donné que le projet devrait être conforme aux emprises existantes, on s'attend à ce que l'implantation et la construction du projet soient plus rapides.

### Sommaire du projet

Ce projet comprend la construction d'une ligne de 220 kV CA reliant Kikwit-Tshikapa-Kananga—Mbuji-Mayi. À l'avenir, cette ligne pourrait devenir une partie du « réseau fédérateur » CA proposé pour les provinces du sud du pays. Il est proposé que cette ligne soit parallèle à la ligne CCHT Inga-Kolwezi existante pour utiliser l'emprise existante. De plus, le projet permettrait également de relier Tshikapa au réseau de distribution électrique du pays.

### Démographie, utilisation des terres, infrastructures électriques et économie

**Kikwit :** Kikwit est la plus grande ville et la capitale de la province de Kwilu (partie de l'ancienne province du Bandundu). Kikwit fait partie du territoire de Bulungu et constitue un sous-district urbain. L'économie de cette ville repose sur la production agricole et le commerce de l'huile de palme, du manioc, du caoutchouc, de l'arachide et du maïs. Kikwit dispose également des industries alimentaires et d'un aéroport. La ville de Kikwit a une population estimée à 0.33 millions et une demande en électricité prévue de 123,366 MWh/an en 2014. La ville de Kikwit est actuellement desservie par une ligne de 132 kV entre Kinshasa et Kikwit. En outre, la ligne 500 kV Inga-Kolwezi (CCHT) passe également par Kikwit.

**Kananga :** Kananga (anciennement Luluabourg) est une ville de la province de Kasai-Occidental. Depuis 2014, sa population est estimée à environ 643,388 habitants, avec une densité urbaine de 866 personnes/km<sup>2</sup> en 2014. Cette ville se trouve le long du réseau ferroviaire Ilebo-Lubumbashi. La demande en électricité prévue pour la ville en 2014 est de 239,340 MWh/an.

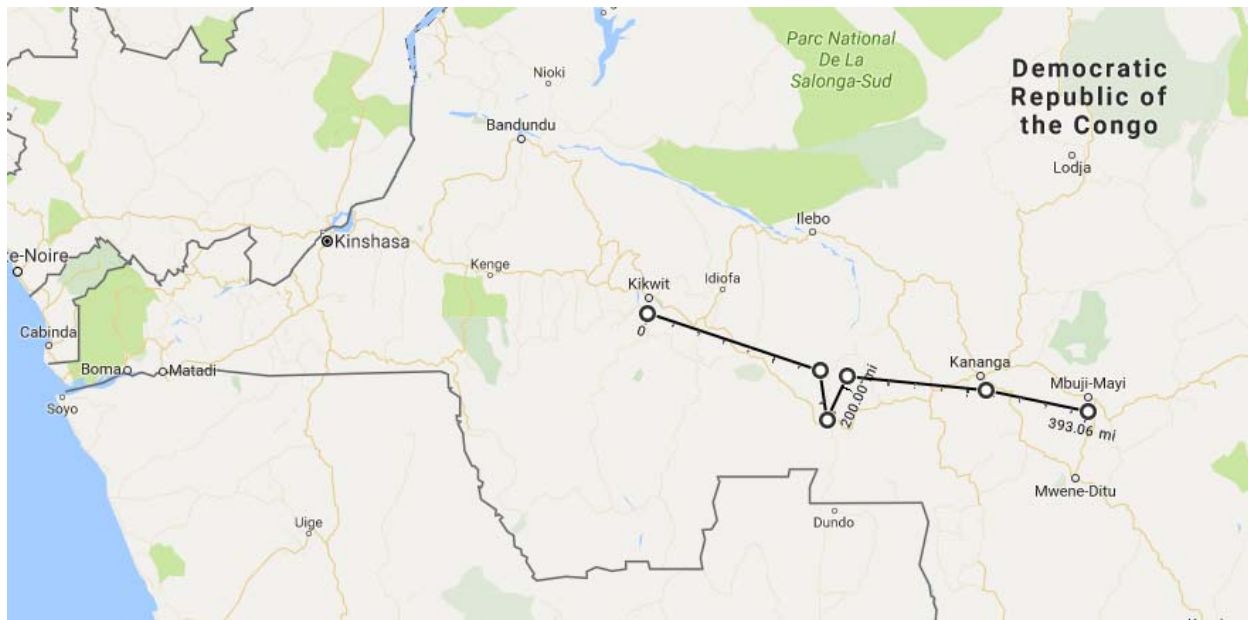
**Tshikapa :** Tshikapa est une ville de la province de Kasai-Occidental. Depuis 2014, sa population est estimée à 1.83 millions d'habitants, ce qui inclut également le sous-district plus étendu de Kamonia. Tshikapa n'est actuellement pas desservie par le réseau central du pays. La ville est plutôt desservie par un micro-réseau local. Il n'y a que deux centrales hydroélectriques opérationnelles dans la région— une centrale de Kazongo de 2.6 MW et une centrale de Lungudi de 1.5 MW.

**Mbuji-Mayi :** Mbuji-Mayi est un grand centre urbain de la province de Kasai-Oriental avec une population d'environ 1.86 millions en 2014. C'est la troisième plus grande ville du pays. Mbuji-Mayi est actuellement desservie par un total de 18 MW de capacité de production d'électricité existante des centrales comme Lubilanji 1 et 2 et Tashala. En outre, la ville est également raccordée au réseau de distribution électrique par deux liaisons de transport électrique : Lignes de 220 kV Mbuji-Mayi-Mweni-Ditu et de 200 kV Kananga-Mbuji-Mayi.

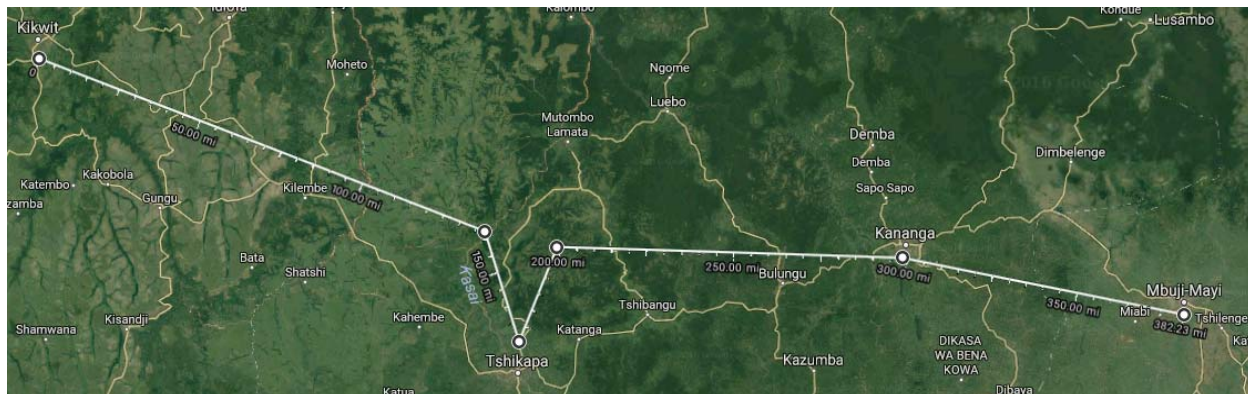


# Projet 3 : Fiche d'information

## Carte schématique de la Ligne de distribution électrique Kikwit–Tshikapa–Kananga–Mbuji-Mayi



## Carte aérienne de la Ligne de distribution électrique Kikwit–Tshikapa–Kananga–Mbuji-Mayi



### Coûts budgétaires et calendrier de mise en œuvre

La ligne de distribution électrique devrait être de 450 milles (soit environ 650 km). Le coût unitaire de la ligne à haute tension est estimé à 0.046 million de dollars/km d'après une récente évaluation de la Banque mondiale des projets d'infrastructure du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne. Cela se traduirait par un coût du projet de 30.34 millions de dollars (2015 \$) pour la ligne de distribution électrique et des pylônes uniquement. Les quatre sous-stations de 100 MVA dans chacune des villes devraient coûter 46.53 millions de dollars. Le budget total du projet est estimé à 80.7 millions de dollars (2015 \$), avec une provision de 5% d'imprévus d'autres dépenses (comme des contrats, coûts d'importation, coûts de main-d'œuvre supplémentaires et l'acquisition des terrains). Le projet peut être mis en œuvre dans un délai de 4-5 ans, puisqu'il repose principalement sur l'emprise existante.

### Obstacles potentiels

Certains principaux obstacles à la mise en œuvre du projet comprennent: le manque de données précises pour la planification du projet, les difficultés à obtenir les droits de passage et l'accès aux régions reculées pour la construction et l'exploitation, le manque d'accords de marchés de gros viables (notamment des accords de transport) pour récupérer les coûts relatifs à l'investissement fixe et les coûts d'exploitation des lignes, les estimations des coûts d'immobilisation incertaines et le manque de réseau de distribution électrique centralisé dans le pays.

### Référence

ICF- USAID (2017)

# Projet 4 : Fiche d'information

## Augmentation de La ligne CCHT Inga–Kolwezi



Source d'image : Huffington Post

### Description détaillée du projet

Le projet implique la construction d'une deuxième ligne CCHT parallèle à la ligne Inga-Kolwezi existante en RDC. Les spécifications techniques de la ligne devraient être finalisées sur la base d'un rapport de faisabilité technique. Cette ligne devrait doubler la capacité de transfert du site d'Inga vers les villes des provinces du centre et du sud de la RDC. En outre, avec des stations de conversion intermédiaires, le projet pourrait fournir de l'électricité aux villes de l'arrière-pays comme Tshikapa et Mbuji-Mayi.

### Avantages potentiels

Le projet offre un moyen rentable de fournir de l'électricité aux villes de l'arrière-pays. Le projet peut également faciliter l'exportation de l'électricité vers d'autres pays du SAPP comme la Zambie et l'Afrique du Sud. Étant donné que le projet sera mis en œuvre le long de l'emprise existante, on s'attend à ce que l'implantation et la construction des lignes soient plus rapides. Les lignes CCHT réduisent également les pertes de distribution.

### Sommaire du projet

Le projet prévoit l'ajout d'une deuxième ligne CCHT entre le site du projet Grand Inga et le site de Kolwezi dans le sud de la RDC. Actuellement, la ligne CCHT a une capacité de 1200 MVA, avec des stations de conversion sur les sites d'Inga et Kolwezi. Ce projet impliquerait également l'ajout des stations de conversion à Tshikapa et Mbuji-Mayi pour exploiter l'alimentation de la ligne CCHT. La ligne devrait être en place lorsque le projet hydroélectrique Grand Inga sera achevé en 2025.

### Démographie, utilisation des terres, infrastructures électriques et économie

La République démocratique du Congo (RDC) est le deuxième plus grand pays d'Afrique avec une superficie totale d'environ 2.3 millions de km<sup>2</sup>, soit un peu moins d'un quart de la taille des États-Unis. La population du pays est estimée à environ 81.3 millions à partir de 2016. En dépit du fait que la RDC soit dotée des richesses hydroélectriques et d'autres ressources renouvelables, il existe une importante demande en électricité non satisfaite. Le pays a l'un des taux de consommation d'électricité les plus faibles à 0.11 MWh/habitant.

Actuellement, la capacité de production totale des centrales électriques du pays est estimée à 2 590 MW, dont 2 472 MW proviennent de l'hydroélectricité et 34 MW proviennent des combustibles. Seulement environ la moitié de cette capacité est prête pour la mise en circulation à tout moment. Le pays cherche à exploiter le potentiel hydroélectrique du site d'Inga (près de 225 km au sud-ouest de la capitale de Kinshasa). Ce site est idéal pour la production hydroélectrique car il est situé à environ 50 km en amont de l'embouchure du fleuve Congo.

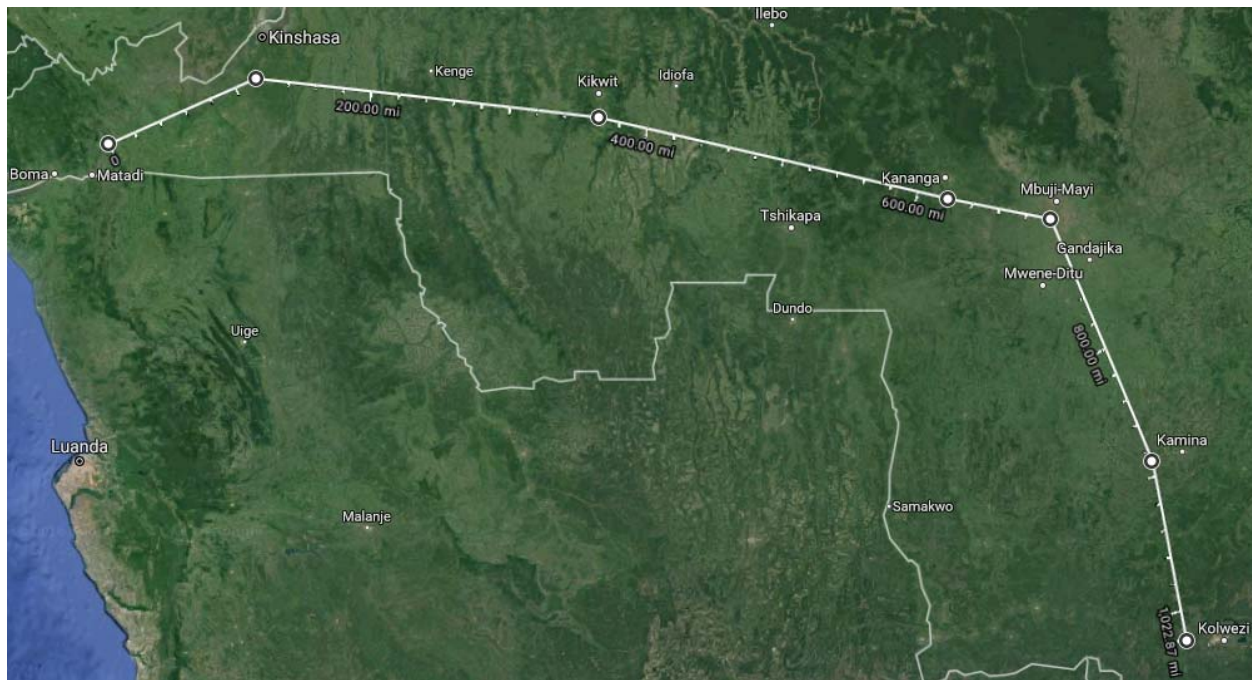
Sur la base d'une étude de faisabilité récente, il est proposé de mettre en œuvre le projet Grand Inga en six phases distinctes. Dans un premier temps, on propose de construire une unité III d'Inga de 4 500 MW. Le projet devrait fournir de l'électricité à d'autres pays de la région. La construction devrait débuter en 2016 et l'ensemble du projet (y compris les lignes de distribution électrique vers les centres de charge) devrait coûter environ 80 milliards de dollars.

La RDC compte environ 5 510 km de lignes de distribution électrique à haute tension reliant les grandes centrales électriques du Bas-Congo (c'est-à-dire les centrales hydroélectriques d'Inga) aux provinces du centre et du sud du pays. La ligne CCHT existante entre Inga-Kolwezi est principalement utilisée pour répondre à la demande des provinces du Sud. Actuellement, la capacité de la ligne est d'environ 600 MW. ABB est en train de rénover cette ligne actuellement et d'ici la fin de l'année prochaine, la capacité totale de la ligne devrait doubler à 1,200 MW. Cependant, cette capacité ne sera pas suffisante pour récupérer la capacité du projet de Grand Inga III proposé. Par conséquent, il est nécessaire d'augmenter la capacité de la ligne CCHT avec des stations de conversion intermédiaires pour les villes de l'arrière-pays.



# Projet 4 : Fiche d'information

## Carte de la ligne CCHT proposée Grand Inga–Kolwezi



### Informations budgétaires et calendrier

Le coût unitaire de la ligne à haute tension est estimé à 0,46 million de dollars/km d'après une récente évaluation de la Banque mondiale des projets d'infrastructure du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne. Étant donné que la longueur de la ligne devrait être de 1060 milles (soit 1700 km), le coût du projet avec la ligne de distribution électrique uniquement devrait être 794 millions de dollars (2015 \$). Le coût de construction d'une station onduleurs devrait être le double de celui d'une sous-station principale. Le coût d'une station onduleurs CCHT devrait être environ 50 millions de dollars chacun (2015 \$). Étant donné que le projet nécessite la construction de quatre stations onduleurs (au site de Grand Inga, à Tshikapa, Mbuji-Mayi et à Kolwezi), le coût du projet associé aux stations onduleurs devrait être de 200 millions de dollars. Compte tenu d'autres frais accessoires et des dépassements de coût, le coût global du projet devrait s'élever à environ 994 millions de dollars (2015 \$).

### Obstacles potentiels

Certains principaux obstacles à la mise en œuvre du projet comprennent: le manque de données précises pour la planification du projet, les difficultés à obtenir les droits de passage et l'accès aux régions reculées pour la construction et l'exploitation, le manque d'accords de marchés de gros viables (notamment des accords de transport) pour récupérer les coûts relatifs à l'investissement fixe et les coûts d'exploitation des lignes, les estimations des coûts d'immobilisation incertaines et le manque de réseau de distribution électrique centralisé dans le pays.

### Référence

ICF (2017), Rapport (2017)

# Projet 5 : Fiche d'information

## Projet de « réseau fédérateur » CA pour la RDC (Grand Inga-Kinshasa-Mbuji-Mayi-Lubumbashi)



Source d'image : Huffington Pos Description **détaillée du projet**

Le projet consiste à construire une ligne CA de « réseau fédérateur » (de préférence 220 kV) depuis le site du Grand Inga vers les grandes villes comme Kinshasa, Kikwit, Tshikapa, Kananga, Mbuji-Mayi, Kamina, Kolwezi et Lubumbashi. Le projet serait mis en œuvre en deux phases. Dans la première phase, la ligne CA serait étendue de Grand Inga à Mbuji-Mayi. Dans la deuxième phase, la ligne CA serait étendue de Mbuji-Mayi à Lubumbashi.

### Avantages du projet

Le projet permet l'amélioration de la fiabilité et l'accès à l'électricité pour les villes de l'arrière-pays. De plus, en tant que ligne CA, il est plus facile d'exploiter la ligne pour alimenter les principaux centres de charge et agglomérations de l'arrière-pays.

### Informations budgétaires et calendrier

Le coût unitaire de la ligne à haute tension est estimé à 0.046 million de dollars/km d'après une récente évaluation de la Banque mondiale des projets d'infrastructure du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne. Étant donné que la longueur de la ligne allant du site de Grand Inga à Mbuji-Mayi devrait être 750 milles (soit 1250 km), le coût total de la ligne de distribution électrique Phase I est de 58.35 millions de dollars. Étant donné que la longueur de la ligne entre Mbuji-Mayi et Lubumbashi est d'environ 500 milles (soit 805 km), le coût total de la ligne de distribution électrique Phase II est de 37.58 millions de dollars. Le nombre total des sous-stations devrait se situer autour de 12 (correspondant aux principales villes se trouvant le long de l'itinéraire). Avec un coût unitaire des sous-stations de 100 MVA de 11.65 millions de dollars chacune, le coût total de construction des sous-stations uniquement devrait être de 139.6 millions de dollars. Le coût global du projet (pour les deux phases) devrait atteindre environ 250 millions de dollars (tous en 2015 US\$).

### Description du projet

Le projet consiste à construire une ligne CC de « réseau fédérateur » (de préférence 220 kV) depuis le site du Grand Inga vers les grandes villes comme Kinshasa, Kikwit, Tshikapa, Kananga, Mbuji-Mayi, Kamina, Kolwezi et Lubumbashi.

### Démographie, utilisation des terres, infrastructures électriques et économie

La République démocratique du Congo (RDC) est le deuxième plus grand pays d'Afrique avec une superficie totale d'environ 2.3 millions de km<sup>2</sup>, soit un peu moins d'un quart de la taille des États-Unis. La population du pays est estimée à environ 81.3 millions à partir de 2016. En dépit du fait que la RDC soit dotée des richesses hydroélectriques et d'autres ressources renouvelables, il existe une importante demande en électricité non satisfaite. Le pays a l'un des taux de consommation d'électricité les plus faibles à 0.11 MWh/habitant.

Actuellement, la capacité de production totale des centrales électriques du pays est estimée à 2590 MW, dont 2472 MW proviennent de l'hydroélectricité et 34 MW proviennent des combustibles. Seulement environ la moitié de cette capacité est prête pour la mise en circulation à tout moment. Le pays cherche à exploiter le potentiel hydroélectrique du site d'Inga (près de 225 km au sud-ouest de la capitale de Kinshasa). Ce site est idéal pour la production hydroélectrique car il est situé à environ 50 km en amont de l'embouchure du fleuve Congo.

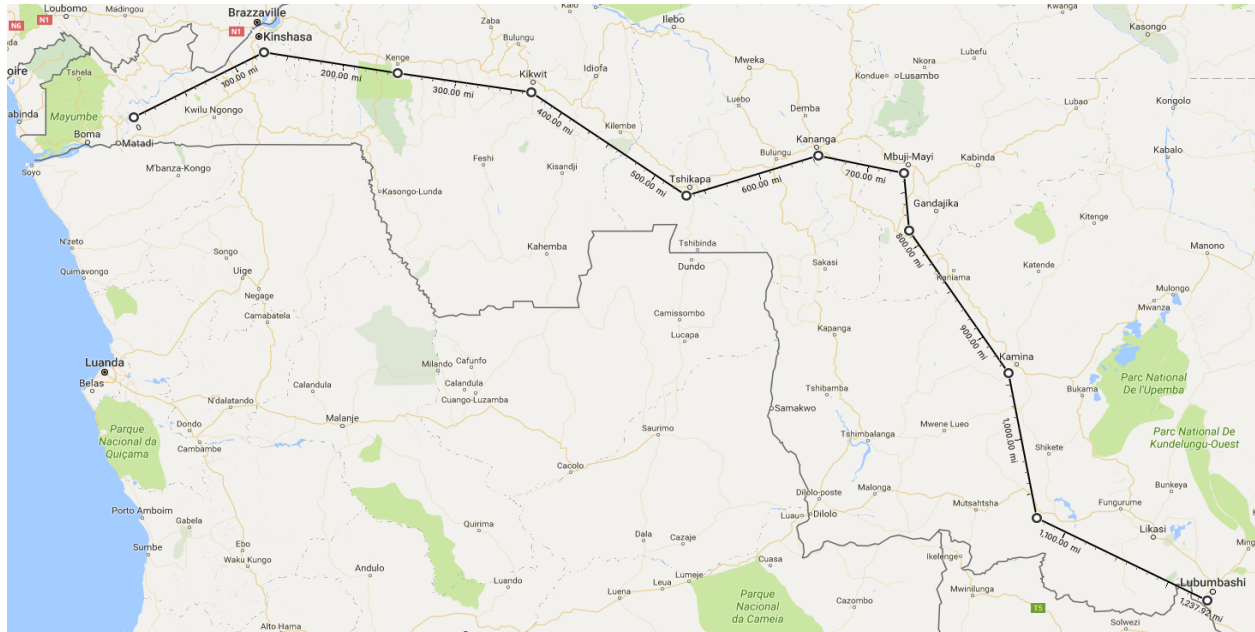
Sur la base d'une étude de faisabilité récente, il est proposé de mettre en œuvre le projet Grand Inga en six phases distinctes. Dans un premier temps, on propose de construire une unité III d'Inga de 4 500 MW. Le projet devrait fournir de l'électricité à d'autres pays de la région. La construction devrait débuter en 2016 et l'ensemble du projet (y compris les lignes de distribution électrique vers les centres de charge) devrait coûter environ 80 milliards de dollars.

La RDC compte environ 5 510 km de lignes de distribution électrique à haute tension reliant les grandes centrales électriques du Bas-Congo (c'est-à-dire les centrales hydroélectriques d'Inga) aux provinces du centre et du sud du pays. Un réseau « fédérateur » CA reliant le Grand Inga à Kinshasa et d'autres grandes villes des provinces du centre/sud améliorerait l'accès à l'électricité et la fiabilité globale du réseau dans le pays. Il permettrait également de relier d'autres grands projets hydroélectriques dans le pays, tels que Zongo 2, Busanga et Katende.

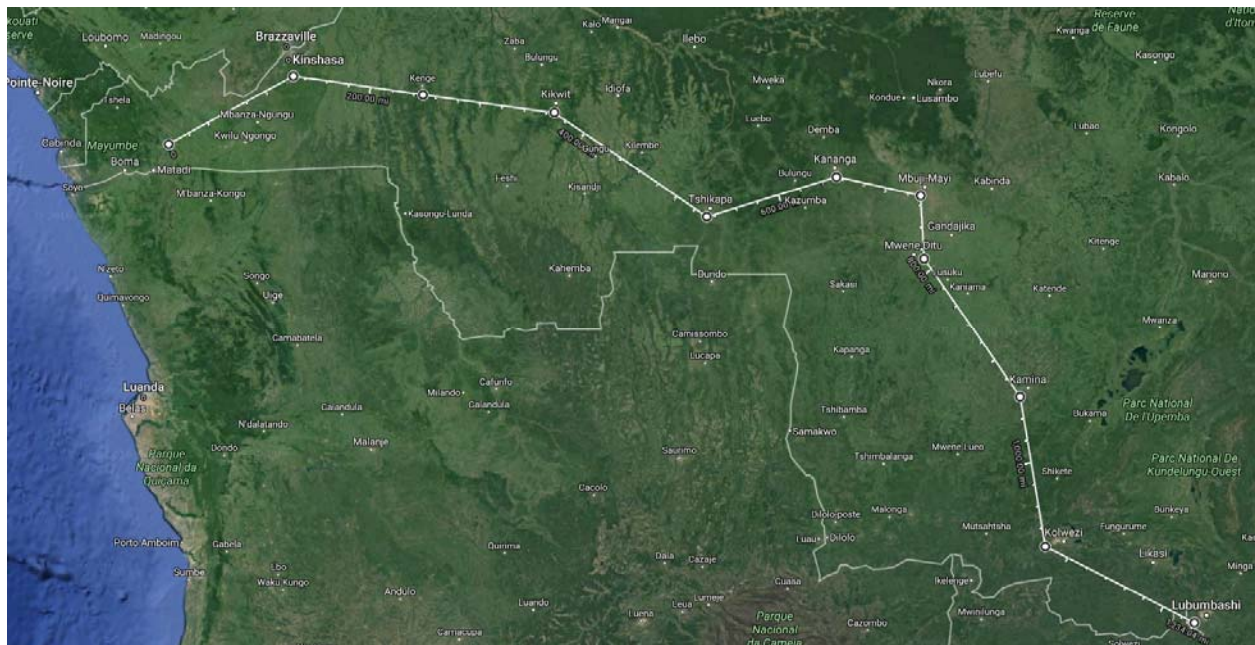


# Projet 5 : Fiche d'information

## Carte du projet « réseau fédérateur » CA proposé pour la RDC



## Carte aérienne du projet « réseau fédérateur » CA proposé pour la RDC



### Obstacles potentiels

Certains principaux obstacles à la mise en œuvre du projet comprennent; le manque de données précises pour la planification du projet, les difficultés à obtenir les droits de passage et l'accès aux régions reculées pour la construction et l'exploitation, le manque d'accords de marchés de gros viables (notamment des accords de transport) pour récupérer les coûts relatifs à l'investissement fixe et les coûts d'exploitation des lignes, les estimations des coûts d'immobilisation incertaines et le manque de réseau de distribution électrique centralisé dans le pays.

### Référence

ICF USAID, Rapport (2017)

## Appendix

### Annexe A-1. Photos du site du projet Katende





**Annexe A-2. Photos du site du projet de Kakobola**





**Annexe A-3. Photos d'une centrale solaire proposée à Manono**



**Annexe A-4 to A-6. Photos de lignes de distribution à Kinshasa, DRC**







*©2017 ICF Resources, Inc. Tous droits réservés*

*Ce rapport a été produit par ICF Resources, LLC (« ICF ») conformément à un accord conclu avec l'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID) (« Client »). L'utilisation du présent rapport par le client est assujettie aux modalités de cet accord.*

#### **REMARQUE IMPORTANTE :**

LA RÉVISION OU L'UTILISATION DU PRÉSENT RAPPORT PAR TOUTE AUTRE PARTIE QUE LE CLIENT CONSTITUE L'ACCEPTATION DES DISPOSITIONS SUIVANTES. Lisez attentivement ces dispositions. Elles constituent un accord contraignant entre vous et ICF Resources, LLC (« ICF »). En révisant ou en utilisant ce rapport, vous acceptez les dispositions suivantes.

Toute utilisation de ce rapport autrement que dans son ensemble et parallèlement à cet avis de non-responsabilité est interdite.

Ce rapport ne peut être copié en tout ou en partie ni distribué à une quelconque personne.

Ce rapport ainsi que les informations et déclarations contenues dans le présent document sont fondées en tout ou en partie sur des informations obtenues de diverses sources. ICF ne donne aucune garantie quant à l'exactitude de ces informations ou des conclusions fondées sur celles-ci. ICF n'est pas responsable des erreurs typographiques, picturales ou d'autres erreurs d'ordre rédactionnel. Le rapport est fourni TEL QUEL.

**AUCUNE GARANTIE, EXPRESSE OU IMPLICITE, Y COMPRIS LES GARANTIES IMPLICITES DE QUALITÉ MARCHANDE ET D'ADAPTATION À UN USAGE PARTICULIER, N'EST FOURNIE OU FAITE PAR ICF EN RAPPORT AVEC LE PRÉSENT RAPPORT.**

Vous utilisez le présent rapport à vos risques et périls. ICF n'est pas responsable des dommages de quelque nature que ce soit résultant de votre utilisation du présent rapport.