

TERMES DE REFERENCE
RECRUTEMENT D'UN CONSULTANT CHARGE DE L'ELABORATION
DE L'ETUDE DU PLAN NATIONAL GEO-SPATIAL D'ELECTRIFICATION DE LA RDCAU MOINDRE
COUT (PNGE-MC) «2021- 2040»

1 INTRODUCTION

Le Gouvernement de la République Démocratique du Congo (RDC) a obtenu de l'Association Internationale de Développement (IDA) un financement afin de couvrir le coût du Projet d'Accès et d'Amélioration des Services Electriques (« PAASE/EASE ») géré par l'Unité de Coordination et de Management des projets du ministère de l'énergie et ressources hydrauliques (UCM), et a l'intention d'utiliser une partie des fonds accordés au titre de don pour financer le contrat d'un cabinet ou d'un groupement de cabinets (le «Consultant») en charge de l'élaboration *d'une étude d'un Plan national géo-spatial d'électrification au moindre coût (le « Plan ») à l'horizon 2040, assortie d'une stratégie d'électrification et d'un prospectus d'investissement à court terme.*

Cette étude entre dans le cadre des études de planification et de développement des investissements portant sur les thèmes suivants :

- Atlas et priorisation de l'exploitation du potentiel hydroélectrique de la RDC (financement IDA)
- Electrification de 14 chefs-lieux de province par systèmes solaires (financement IDA)
- Plans provinciaux d'électrification (financement de la Banque africaine de développement)

La mise en cohérence et la coordination de l'ensemble de ces études de planification, y compris celle faisant l'objet des présents termes de référence, seront assurées par un ingénieur-conseil spécialement recruté à cet effet.

Le bénéficiaire de l'étude est le gouvernement de la RDC. Le ministère en charge de l'énergie et des ressources hydrauliques (MERH) en est le promoteur et en a confié l'exécution à UCM.

2 CONTEXTE ET JUSTIFICATION

La RDC est dotée de ressources énergétiques naturelles abondantes et variées (hydroélectricité, biomasse, solaire, hydrocarbures gazeux, résidus agricoles, etc.). A lui seul, le potentiel hydroélectrique est estimé à plus de 100 000 MW dont seuls 2 500 MW sont installés, avec une disponibilité d'environ 1 000 MW.

De ce fait, la situation du secteur de l'électricité est très alarmante et les résultats directs observés particulièrement critiques : un très faible taux de couverture géographique, des taux disparates de pénétration et d'accès à l'électricité au détriment des catégories socioéconomiques les plus défavorisées, un faible effet d'entraînement sur l'économie nationale, etc.

A ce jour, seuls 9 % des ménages ont accès à l'électricité, ce qui est faible par rapport à la moyenne africaine de 31 %.

Ce taux présente des disparités notables entre les différentes provinces et entre les zones urbaines (Cfr. *Annexe 1*), les zones économiques comprenant les sites industriels et miniers (35 %) et les centres ruraux et périurbains (1%).

Il s'ensuit que plus de la moitié des entreprises opérant sur le territoire national ont recours à des groupes électrogènes pour couvrir au moins 50 % de leurs besoins en énergie électrique.

Pour une croissance économique partagée, soutenue et réduisant l'extrême pauvreté en RDC, le développement du secteur de l'énergie est primordial, à travers la mise en valeur du potentiel énergétique et le déploiement des réseaux électriques alimentés par hydroélectricité, au profit des ménages et de l'activité

économique des cinq (5) zones économiques spéciales (Cfr. *Annexe 2*) localisées dans les 26 provinces résultant du découpage administratif du territoire national.

A court terme, le Gouvernement souhaite intensifier l'électrification du pays et accroître l'accès à l'électricité, en commençant par l'alimentation des vingt-six (26) capitales provinciales et des soixante-sept (67) grandes agglomérations urbaines et semi-urbaines à forte densité démographique dénommées villes.

A moyen et long termes, il s'agira, à travers l'interconnexion des réseaux isolés alimentés par hydroélectricité, d'accroître la couverture en électricité de l'ensemble du territoire et partant, de couvrir la demande en énergie électrique des cinq (5) zones économiques spéciales « ZES ». L'amélioration de cette couverture permettra au pays de réduire la pauvreté et de progresser sur la voie de l'atteinte des objectifs de croissance économique grâce aux effets d'entraînement du secteur de l'électricité sur l'activité économique.

L'analyse géo-spatiale pour le déploiement des réseaux électriques existants permettra d'apprécier l'opportunité économique de raccorder les localités à forte demande d'électricité à un réseau interconnecté ou à un mini-réseau alimenté par des sources d'énergie renouvelable et disposant de surplus d'énergie, lorsque ces localités sont situées à proximité immédiate. L'électrification des localités à faible densité de charge pourra se réaliser par des systèmes autonomes individuels.

Par ailleurs, la société nationale d'électricité (SNEL SA), à l'instar de nombreuses compagnies africaines d'électricité, connaît un retard dans la mise à jour de la cartographie de ses infrastructures de transport et de distribution.

L'information énergétique disponible chez SNEL SA et autres opérateurs privés œuvrant dans le secteur est partielle, dispersée, anachronique et difficile d'accès. Elle est sous formats techniques incompatibles avec les nouvelles technologies de l'information et de Communication (NTIC) et ne permet pas de procéder à des évolutions temporelles.

Les informations énergétiques ne sont pas toutes disponibles ni accessibles sous des formats exploitables permettant de guider le choix des décideurs nationaux dans la planification des investissements.

En particulier, ces informations concernent les infrastructures électriques (les centrales de production d'électricité, les lignes HT, les sous-stations, les postes, les réseaux de distribution MT et BT) ; elles auraient dû permettre notamment :

- la bonne connaissance et le management des actifs existants
- la visualisation des zones de faiblesse et des pertes
- la prévision et le suivi de leur entretien, maintenance et renouvellement
- l'adéquation de l'offre à la demande
- la mise à jour et le suivi des évolutions des réseaux et des besoins de réorganisation ou décentralisation des unités techniques et commerciales qui peuvent en découler
- à terme, la localisation des consommateurs de tailles diverses et l'amélioration des services rendus.

3 ZONE GEOGRAPHIQUE DE L'ETUDE

L'étude couvre l'ensemble du territoire national avec un focus particulier sur les villes listées en annexe 1 et situées soit totalement, soit partiellement dans les zones d'influence des lignes HT et MT des réseaux interconnectés et des réseaux isolés, soit en dehors de ces zones. Il s'agit des vingt-six (26) capitales de province et des soixante-sept (67) grandes agglomérations urbaines à forte densité démographique.

L'étude couvre également les sites miniers et industriels localisés dans les cinq (5) zones économiques spéciales ressortant de la loi 14/022 du 07 juillet 2014 fixant le régime des zones économiques spéciales en RDC.

4 OBJECTIF DE L'ETUDE

4.1 Objectif général

L'objectif général de l'étude est d'élaborer un Plan National d'Electrification au moindre coût, à l'horizon 2040, assorti d'une stratégie de mise en œuvre et d'un prospectus d'investissements pour le premier quinquennat « 2021-2025 », qui serve de cadre et de guide à l'intensification et l'accélération de l'électrification coordonnée du territoire national.

4.2 Objectifs spécifiques

L'étude vise particulièrement à :

- 1) entreprendre une analyse géo-spatiale basée sur l'utilisation d'un logiciel de planification exploitant les fonctionnalités du Système d'Information Géographique (SIG) en vue de :

- (i) visualiser et étudier les possibilités de déploiement des réseaux électriques existants alimentés au départ de centrales hydroélectriques ou de centrales thermiques susceptibles d'être substituées par l'hydroélectricité.

Parmi les options technologiques d'électrification, c'est-à-dire les modalités d'alimentation en électricité au moindre coût des agglomérations urbaines et des zones économiques visées, l'étude envisagera entre autres :

- la rénovation et l'extension des infrastructures en place
- le soutirage à partir de postes sources ou de lignes proches
- l'extension de lignes HT ou MT situées à proximité
- l'implantation de réseaux isolés alimentés par système solaire ou mix énergétique (solaire-autre énergie renouvelable)
- l'aménagement de sites hydroélectriques de petite ou moyenne envergure, parmi ceux figurant sur la liste en annexe ou sur la liste des sites hydroélectriques prometteurs qui seront identifiés par l'étude géo-spatiale menée en parallèle par Energy Sector Management Assistance Program de la Banque mondiale, «ESMAP» ;
- etc.

- (ii) esquisser les contours d'un Programme National d'Accès et d'Amélioration des Services Electriques au moindre coût, à partir de nouvelles sources d'énergie identifiées dans le cadre de l'étude géo spatiale des sites hydroélectriques de moyenne envergure à mener par un autre Consultant recruté sur financement de la Banque mondiale à travers le programme ESMAP.

Pour tenir compte à court terme, de la priorité accordée par le Gouvernement à l'électrification des nouvelles capitales provinciales avec la participation du secteur privé, le 1^{er} prospectus d'investissement « 2021-2025 » inclura les projets d'électrification de ces provinces classés prioritaires et économiquement justifiés. Ces projets seront présentés aux promoteurs, développeurs, investisseurs, bailleurs de fonds et prêteurs.

- 2) définir le champ d'intervention du Plan, à savoir les agglomérations ciblées, qui devra allier à la fois les impératifs d'accès et d'amélioration des services électriques, et le développement économique et social
- 3) définir le cadre programmatique du Plan, qui devra préciser :
 - les objectifs nationaux d'accès à l'électricité à l'horizon 2025
 - les résultats attendus
 - les options et les activités à mettre œuvre pour y parvenir
 - les moyens à mobiliser
 - les étapes et le calendrier prévisionnel de réalisation
 - les budgets

- les promoteurs étatiques et privés ainsi que les bailleurs, investisseurs et prêteurs potentiels, de manière à tirer parti des financements publics et privés de toutes provenances ; et
 - le renforcement des capacités d'UCM et ou du MERH à assurer ensuite la programmation régulière des activités d'électrification.
- 4) mettre à la disposition des décideurs et planificateurs, des outils géo spatiaux de mesure et d'analyse des disparités de l'accès des populations aux services électriques.

Le plan d'électrification au moindre coût (ou *Least Cost Electrification*) permettra :

- (i) d'identifier les zones déficitaires en services électriques et d'indiquer les niveaux de disparité
- (ii) d'identifier les zones de demande géo-localisées
- (iii) de recueillir les données sur les infrastructures électriques existantes, les projets en cours d'exécution ou en cours d'étude et les zones de demande projetées, pour créer la base de données SIG
- (iv) d'évaluer la demande à chaque emplacement à partir des projections démographiques
- (v) de comparer les coûts des options (réseaux interconnectés, mini-réseaux, systèmes solaires individuels, ...) sur le long-terme pour choisir les technologies de production d'électricité au coût optimal pour chaque zone
- (vi) de fournir une indication sur le niveau des coûts et le niveau des tarifs qui garantissent aux promoteurs un retour satisfaisant sur investissement
- (vii) de proposer les mesures d'accompagnement financier ou autres nécessaires, le cas échéant, pour rendre les tarifs accessibles aux populations
- (viii) d'élaborer un Plan de déploiement séquentiel optimal des réseaux électriques.

5 RESULTATS ATTENDUS

Les résultats directs attendus de l'étude sont les suivants :

- (1) un Plan National Géo-spatial d'Electrification au Moindre Coût «2021-2040» est élaboré
- (2) une Stratégie Nationale de mise en œuvre du Plan «2021-2040» est élaborée;
- (3) les quatre Programmes quinquennaux d'Investissement «2021-2025», «2026-2030», «2031-2035» et «2036-2040» sont disponibles
- (4) le Prospectus d'Investissement pour le premier quinquennat (« 2021-2025 ») est disponible et comprend :
 - le nombre de branchements planifiés à partir d'extensions des réseaux existants ou à construire et les solutions individuelles d'électrification
 - les dépenses en capital requises pour les infrastructures de transport (HT et MT) et de distribution (MT et BT) pour chacune des cinq (5) premières années
 - les dépenses en capital associées aux nouveaux branchements
 - les coûts d'exploitation et de maintenance
 - le besoin en financements concessionnels initiaux ; et
 - l'échéancier d'amortissement des capitaux investis
- (5) une base de données géo référencée et digitalisée des services électriques est créée, accessible et déployée dans les serveurs appropriés (web, cartes et données),
- (6) un portail web d'accès, de consultation et de diffusion des données sur les services électriques à l'échelle nationale est créé et structuré,

Toute la documentation nécessaire pour l'utilisation et la gestion de la base de données et du portail web d'accès et de consultation sera transférée à UCM

- (7) une base de données géo référencée et digitalisée des réseaux existants sous un format utilisable séparément par SNEL et autres opérateurs privés est créée et disponible

Les résultats connexes attendus sont les suivants :

- (1) un manuel de procédures de gestion du portail web est élaboré et mis à la disposition (en versions imprimée et électronique) des utilisateurs désignés par UCM, en collaboration avec le Comité Technique Interministériel-SIG.
- (2) les utilisateurs désignés sont formés à l'utilisation et à la gestion adéquates de la base de données géo spatiales et sont capables, entre autres, de :
 - organiser et de structurer les données géo spatiales ;
 - alimenter convenablement la base de données ;
 - maîtriser les normes et standards en matière de diffusion de données géo spatiales ;
 - maîtriser les bonnes pratiques de gestion des bases de données géo spatiales et des serveurs y afférents.
- (3) les utilisateurs désignés sont formés à l'utilisation et à la gestion adéquates du portail web d'accès et de consultation de données et sont capables, entre autres, de :
 - comprendre la structuration et le fonctionnement du portail web ;
 - modifier la structure du portail en vue d'insérer de nouvelles composantes ;
 - mettre à jour et restaurer le contenu du portail web en cas d'incident.

6 APERÇU DE L'ETENDUE DES PRESTATIONS DU CONSULTANT

Le Consultant (un bureau d'études ou un groupement de bureaux d'études) spécialisé dans l'élaboration de plans géo-spatiaux d'électrification au moindre coût (PNGE-MC) conduira, en étroite collaboration avec UCM, l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité (ARE), l'Agence Nationale des Services Energétiques en milieu Rural et périurbain (ANSER) et SNEL, l'étude visant l'élaboration du Plan à l'horizon 2040 assortie d'une stratégie nationale d'électrification, de programmes quinquennaux d'investissement et d'un prospectus d'investissement pour le premier quinquennat.

Il assurera la formation « sur le tas » des cadres d'UCM, Secrétariat général à l'énergie, ARE, ANSER, CNE, CATE et SNEL aux procédures de planification, de programmation, d'utilisation et de maintenance des outils développés. L'approche proposée en matière de formation sera un critère important de sélection.

Le Consultant communiquera et partagera également les données et les informations pertinentes avec les études complémentaires menées en parallèle :

- 1) les études de plans provinciaux d'électrification en milieu rural et périurbain sur financement de la Banque Africaine de Développement
- 2) l'étude géo spatiale des sites hydroélectriques sur financement d'ESMAP
- 3) l'étude d'électrification des nouvelles capitales de province sur financement de l'IDA

Le Consultant produira des livrables dans le délai, et cela, en conformité avec les règles de l'art, internationalement reconnues, à travers une bonne préparation et un bon déroulement des tâches conduisant à la réalisation de l'étude.

Les présents Termes de Référence (TdR) décrivent, de façon générale, le périmètre de l'étude, ainsi que les attentes du Client.

Pour autant, ils ne présentent pas toutes les tâches et activités dans les moindres détails. Il est donc sous-entendu que le Consultant mettra en œuvre toute son expertise, son expérience et son savoir-faire pour aboutir à une étude complète, menée selon les règles de l'art.

Si le Consultant le juge nécessaire, il est autorisé à faire les commentaires sur les Termes de référence et à suggérer les ajustements ou les adaptations qu'il juge appropriés.

Le Consultant organisera ses prestations dans le cadre de cette étude en suivant les tâches, les résultats et les livrables tels que décrits ci-dessous.

Tâche 1:Collecte de données et préparation de couches d'information géo-référencées et numérisation du réseau HT/MT

Sous-Tâche 1.1 : Collecte de données et préparation de couches d'information géo-référencées

Le but de cette tâche est de collecter les données SIG (vectorielles et raster) existantes et disponibles, d'en évaluer la qualité, le degré de précision et la validité pour effectuer une analyse préliminaire de haut niveau permettant d'identifier les grandes tendances spatiales et les contours indicatifs (échelle, étendue, activités préparatoires, coûts d'investissements, visualisation) qu'un déploiement des réseaux pour l'électrification au niveau national pourrait adopter.

Sous réserve de leur disponibilité, les couches de données engloberont sans s'y limiter :

- (1) la localisation du milieu bâti (bâtiments de l'état et résidentiels, éclairage public, écoles et hôpitaux/centres de santé, bâtiments commerciaux et industriels pour obtenir des informations précieuses sur les besoins énergétiques de base d'une zone ;
- (2) la localisation des ménages connectés et non connectés incluant la localisation des emplacements des autres bénéficiaires potentiels, tels que les prestataires de services énergétiques prioritaires (Agriculture, Santé, Education...), de services publics (Centres administratifs) et les principaux centres de charge productive connus (tels que les mines et les industries manufacturières).
- (3) la localisation des voies de communication (infrastructures routières, ferroviaires et fluviales) et l'information sur le coût de transport pour(i)faciliter le transport du matériel pour les projets, et (ii) donner un aperçu du potentiel de développement d'une zone spécifique et une indication de ses besoins énergétiques futurs
- (4) la localisation des industries extractives et manufacturières et les sites miniers majeurs de production publique et/ou privée des cinq (5) zones économiques identifiés par le gouvernement et dotées d'un potentiel d'extension de l'accès à l'électricité pour les populations environnantes et pour lesquelles des caractéristiques et données géo-référencées sont disponibles
- (5) la représentation numérisée des lignes de transport HT (>30kV) et des lignes MT (entre 6,6, 15, 20 et 30 kV) existantes des réseaux de transport pour chacun des trois (3) réseaux interconnectés plus les principaux points de livraison HT/MT existants et prévus, ainsi que de leur capacité installée, telle que définie à la sous-tâche 1.2
- (6) la localisation des centrales hydroélectriques existantes et des sites hydroélectriques de moyenne envergure ou de toute autre puissance situés à proximité du milieu bâti et l'adéquation de leur capacité présente ou future à satisfaire la demande d'électricité dans la zone du projet
- (7) les données sur la dépense énergétique (coût de production d'électricité, solvabilité des usagers et dépense énergétique actuelle) et l'estimation des niveaux potentiels de consommation

S'appuyant sur son expérience, le Consultant effectuera un examen et une évaluation rapide de (i) la disponibilité et (ii) la qualité des données SIG à partir de sources d'informations potentielles, accessibles dans le pays auprès des organismes nationaux :

- Société Nationale d'Electricité (SNEL)
- Régie de Distribution d'eau (REGIDESO)
- Autres sociétés nationales disposant d'informations utiles Institut National de Statistiques (INS)
- Institut Géographique du Congo (IGC)

- Bureau d'études et d'Aménagement Urbain (BEAU)
- Bureau du Cadastre Minier (CAMI)
- Fonds pour la Promotion de l'Industrie (FPI)
- Cellule Infrastructures du ministère des Travaux Publics et Reconstruction
- les ministères nationaux en charge de l'Energie, la Décentralisation, la Santé, l'Education, l'Agriculture, le Développement rural, les Mines, l'Industrie, le Transport et les voies de communication, etc.
- la Primature qui dispose de la cartographie et des données des installations de l'agrobusiness, et ou de sources extérieures.
- les données qui pourraient être disponibles dans le cadre des activités précédentes de la Banque Mondiale et autres agences de développement ou de coopération seront aussi consultées.

Sous réserve de leur disponibilité, le Consultant examinera également et utilisera les données appropriées fournies par les gouvernements (central et provinciaux) ainsi que les autorités locales en charge de l'élaboration de plans de développement de l'infrastructure pour leurs zones et qui peuvent fournir des statistiques spécifiques.

Quant aux données provenant des sources internationales de données SIG fiables et valides pour la RDC (telles que les images Google Earth/open streetmap/EU global human settlement), le Consultant examinera les données primaires et secondaires d'imageries de sources satellitaires ou d'imagerie de survol accessibles qui peuvent être facilement utilisées pour spécifier les modes d'organisation spatiale de la population comme intrant dans la Planification Géo spatiale de l'Electrification au Moindre Coût à entreprendre dans les tâches ultérieures.

A cet effet, le Consultant utilisera une combinaison de bases de données provenant de l'imagerie satellitaire du Landsat de la NASA et de Terra / Aqua MODIS de l'ESA ainsi que d'autres sources d'imagerie satellitaire.

Le Consultant indiquera dans sa proposition comment il abordera les problèmes techniques tels que la pertinence des données disponibles et applicables, pour ce qui est de leur validité, leur exactitude, leur qualité et leur niveau de résolution.

Dans les cas où plusieurs sources de données sont accessibles, le Consultant indiquera comment il compte trianguler, traiter et rassembler les diverses données SIG pour obtenir une couche de données précise et valide permettant d'effectuer l'analyse attendue.

Lorsque des écarts importants existent dans la disponibilité des données géo-spatiales critiques pour les variables clés essentielles à l'analyse, le Consultant indiquera comment il propose de traiter la situation en fonction de ses expériences antérieures et en tenant compte des considérations de temps et de budget

Sous-tâche 1.2 : Numérisation du réseau HT/MT

L'activité vise à produire une représentation numérisée et géo-référencée des lignes de transport HT (>30kV) et des lignes MT (entre 6,6 à 30 kV) existantes pour chacun des trois (3) réseaux interconnectés [Ouest (Kinshasa), Sud (Katanga) et Est (nord et sud Kivu)] ainsi que des points de transformation et de livraison HT, MT et BT sous gestion de SNEL. L'étude portera sur les équipements existants et ceux prévus et déjà budgétisés à court terme. Les réseaux HT et MT des opérateurs privés existants seront également inclus dans l'étude.

Le Consultant proposera le contour global de sa méthodologie, dont les détails seront affinés lors de la réunion de démarrage de sa mission.

Le Consultant aura la responsabilité de produire lui-même les données terrain enidentifiant, recrutant et formant la main-d'œuvre locale nécessaires pour ce faire. Cela devra se faire en collaboration avec les équipes techniques de SNEL, UCM, Cellule Infrastructures du ministère des Travaux Publics et Reconstruction et des opérateurs privés qui collaboreront a cette collecte des données de terrain Mais avec un rôle de conseil et validation plus que de production active.

Le Consultant devrait considérer l'option de recruter un bureau d'étude local qui travaillera en étroite collaboration avec la SNEL pour numériser le réseau HT/MT.

Pour cette tâche, le Consultant fournira un service de conception, de coordination, de formation à la collecte de données, et de vérification et traitement des données.

Cette activité sera conduite parallèlement avec le travail de préparation des couches de données géo-référencées pour la planification de l'électrification au moindre coût, dont elle doit fournir une couche indispensable. Le Consultant proposera donc un séquençement des tâches de cette activité permettant de concilier :

- (i) les besoins d'obtention rapide des informations indispensables au travail de planification stratégique, et
- (ii) les besoins de collecte plus approfondie des informations spécifiques et détaillées qui auront été identifiées avec les exploitants du réseau pour leurs propres besoins et qui pourront faire l'objet d'une couche de données supplémentaire.

Pour une bonne préparation de la collecte de données et la mise à niveau des équipes techniques, le Consultant établira le calendrier de formation sur les logiciels ouverts (open source) et plateformes d'accès partagés¹ tels qu'OSM (open street map) et ses sous-composantes (OSMTracker, OSMAAnd, JOSM etc.). Il élaborera par la suite le protocole pour la mise en œuvre sur terrain.

La formation sera adaptée à chaque niveau d'intervenants et comprendra l'installation et la configuration des logiciels, la compréhension des informations nécessaires, les modalités d'utilisation et de résolution des problèmes, le test terrain pratique de collecte, le téléchargement des données collectées, les modalités de révision et validation des données, d'agrégation et de production en couche de données.

Les utilisateurs désignés seront formés à l'utilisation, l'interrogation et la mise à jour de la base de données et cartes afférentes pour leur futur enrichissement.

Pour la géolocalisation des actifs électriques définis dans cette sous-tâche 1.2, le Consultant supervisera la mobilisation des équipes nécessaires pour la phase terrain en fonction de la zone à couvrir, et supervisera les équipes techniques formées dans la collecte de données sur terrain en tant qu'« arpenteurs » et procédera à la vérification de leurs résultats. Il aura également en charge par l'intermédiaire d'un bureau d'études locale qu'il aura identifié et recruté, la couverture séquentielle du terrain, en collaboration avec les équipes des bénéficiaires concernés.

La production de la base de données et des couches des données SIG adéquates exigera du Consultant :

- la vérification, le nettoyage, le téléchargement et la mise à jour des données collectées
- l'identification et la correction des erreurs et des incohérences par croisement avec d'autres sources complémentaires
- la finalisation des couches de données qui se fera sur un serveur web, la détermination des niveaux d'accès et de modification et l'extraction des informations sous formats et contenus adéquats en fonction des besoins des différents utilisateurs
- le transfert des données finalisées aux équipes utilisatrices pour l'intégration dans leurs propres logiciels, y compris à l'équipe UCM.

Tâche 2 : Caractérisation spatiale et cartographie des zones de concentration de peuplements, de leur schéma d'évolution temporelle et de la demande qui en résulte

Pour cette tâche, le Consultant effectuera une analyse appropriée de données SIG pour identifier et définir les caractéristiques et les représentations spatiales les plus utiles du terrain en cohérence avec les couches de données disponibles préparées à la sous-tâche 1.1 relative aux schémas de localisation et de concentration des ménages au sein des zones habitées.

¹ L'utilisation de logiciels ouverts et gratuits, compatibles avec les téléphone portables ou tablettes, permet de réduire les coûts, accélérer la formation et permet l'intégration des résultats a d'autres plateformes GIS sectorielles pouvant être développées en concomitance en RDC. Ce a permet en outre la compatibilité avec un travail similaire dans d'autres pays pouvant être en interconnexion avec la RDC.

Le résultat clé de cette tâche sera la création de la base de données géo-référencée déterminant la densité démographique par localité identifiée par rapport à la distance qui sépare celle-ci du réseau routier et la proximité des infrastructures de transport et de distribution d'électricité en place.

Le Consultant procèdera à des projections d'effectifs de populations, de densité de la population et de la demande dans les zones d'influence définies par la capacité de couverture maximale de l'infrastructure du réseau de transport et de distribution HT, MT et MT/BT existants (base 2017) et ce, pour les différents horizons, par période quinquennale «2021-2025», «2026-2030», «2031-2035» et «2036-2040».

Seront concernés :

- (a) les trois (3) réseaux interconnectés exploités (les réseaux Ouest, Sud et Est)
- (b) les réseaux isolés alimentant les capitales provinciales (Chefs-lieux de province) et les agglomérations urbaines (villes) non incluses dans les réseaux interconnectés, et
- (c) les sites économiques compris dans les zones d'influence des lignes de transport et de distribution HT et MT/BT existantes.

Tâche 3 : Analyse du déploiement des extensions et des connexions sur les trois réseaux interconnectés

Le Consultant effectuera une analyse de planification spatiale simplifiée de l'évolution au moindre coût de chacun des trois (3) réseaux interconnectés.

Cette analyse a pour but d'identifier et de circonscrire la couverture maximale des réseaux de transport HT et MT existants et les zones pouvant être desservies par ces capacités additionnelles.

Le Consultant examinera également la possibilité d'électrification ponctuelle d'une localité donnée au départ d'un réseau de pays voisin lorsque cette perspective est susceptible de représenter une solution technique au moindre coût.

Cette analyse fournira pour chaque possibilité :

- (i) les estimations des coûts d'investissement et d'exploitation afférents
- (ii) la demande induite par les différents scénarii d'évolution de l'électrification en termes de puissance et d'énergie électrique
- (iii) la délimitation spatiale des localités comprises dans les zones d'influence des réseaux actuels et futurs

Tâche 4 : Analyse spatiale pour l'augmentation des branchements dans chaque localité alimentée par un réseau isolé

Le Consultant effectuera une analyse de planification spatiale simplifiée similaire à celle effectuée sous la tâche 3.

Cette analyse a pour but d'identifier les options au moindre coût et les mieux adaptées pour l'alimentation par extension des réseaux MT ou par implantation de nouveaux réseaux MT, des consommateurs localisés dans :

- (i) les capitales de province et les grandes agglomérations urbaines insuffisamment électrifiées ou non électrifiées, non prises en charge par les réseaux interconnectés après leur extension et
- (ii) les zones économiques spéciales

L'analyse indiquera pour les choix techniques proposés :

- (i) les coûts d'investissement et d'exploitation
- (ii) les normes de service : puissance (kW) et énergie (kWh) garanties par branchement, disponibilité quotidienne et saisonnière, fiabilité minimale, structure tarifaire, et
- (iii) les modalités de configuration, dimensionnement et conception des systèmes envisagés.

Le Consultant examinera également la possibilité d'électrification ponctuelle d'une localité donnée au départ d'un réseau de pays voisin lorsque cette perspective est susceptible de représenter une solution technique au moindre coût.

Tâche 5: Diagnostic stratégique d'options techniques et technologies d'électrification en réseau ou hors réseau

En dehors de la tension de 500 kV particulière à la ligne à courant continu Inga-Kolwezi, treize (13) niveaux différents de tension sont de pratique dans le réseau de transport national, à savoir : 400kV, 220kV, 132kV, 120kV, 110kV, 70kV, 50kV, 30kV, 20kV, 15 kV, 12 kV, 10 kV et 6,6kV.

Lors des prestations relatives aux tâches 3 et 4, le Consultant aura défini les options techniques et les technologies d'électrification au moindre coût pour couvrir la demande d'une agglomération urbaine ou d'une zone économique donnée lorsque cela représentait une solution technique au moindre coût.

Le Consultant passera en revue, par rapport aux normes internationales, les options techniques et les critères de base en vigueur au sein de SNEL et des autres opérateurs du secteur, en matière de planification et d'exploitation des réseaux électriques.

Cette revue portera notamment sur le niveau de tension, les chutes de tension, les niveaux des courants de courts-circuits et d'isolement, la taille et les spécifications des différents composants des réseaux du niveau HT au niveau des postes de transformation MT/BT.

Il recommandera leur alignement le cas échéant.

Le Consultant établira un bref diagnostic de l'état des réseaux et en dégagera les points forts et les points faibles. Il proposera des solutions susceptibles d'optimiser leur fonctionnement et évaluera les coûts d'investissement requis pour ce faire.

Dans cette optique, il définira les critères de planification relatifs :

- aux équipements (section, type et nature des conducteurs, transformateurs, systèmes de protection, supports, équipements de coupure, niveaux de tension, etc.)
- aux intensités et tensions limites admissibles en régime permanent et en régime d'urgence sur les lignes et les transformateurs
- à la qualité de service (énergie non distribuée, taux de panne, etc.)
- aux coûts unitaires des équipements et ouvrages nécessaires pour la réhabilitation, le renforcement, l'extension et le développement des systèmes de transport et de distribution envisagés.

Le Consultant étudiera la configuration optimale du système d'évacuation d'énergie du parc de production à l'horizon de l'étude réunissant les centres de production aux divers postes et sous-stations de distribution HT/HT, HT/MT et MT/MT. Plusieurs variantes d'options techniques et schémas d'exploitation seront analysées afin d'établir plusieurs alternatives au réseau cible.

Le Consultant précisera les longueurs de lignes aériennes et leurs caractéristiques, l'emplacement et le schéma d'aménagement des nouveaux postes et établira le besoin de réhabilitation de certains postes et lignes et de mise en place des équipements de compensation nécessaires.

Après avoir procédé à une modélisation appropriée du réseau, le Consultant effectuera une simulation des contingences extrêmes sur le réseau et leurs effets sur le comportement du système.

○

Le Consultant procédera donc à :

- un état des lieux et un diagnostic du système de transport d'énergie du parc de production actuel
- la détermination des différentes options de mise à niveau et de développement du système de transport de l'énergie pour satisfaire de façon optimale la demande sur l'horizon de l'étude. Il s'agira de déterminer le programme d'équipements permettant d'atteindre cet objectif. Les séquences et la planification de

- mise en œuvre des différentes infrastructures seront détaillées et mises en relief
- une évaluation des coûts des différents programmes coordonnés avec le plan de production et une comparaison technico-économique des diverses options
- l'élaboration d'un programme prioritaire d'investissement pour le développement et le renforcement du système de transport d'énergie
- une estimation du coût des moyens et équipements ainsi que le programme de leur mise en œuvre

Tâche 6 : Analyse de sensibilité

En concertation avec les parties prenantes, le Consultant effectuera une analyse de sensibilité simplifiée basée sur différents scénarii afin d'examiner la justesse des résultats de l'analyse d'électrification au moindre coût et des implications stratégiques des propositions développées dans les tâches ci-dessus. Les paramètres techniques et les coûts suivants pourront par exemple être considérés sans toutefois s'y limiter : les coûts d'investissement pour les extensions MT (\$/km), de la réticulation BT, des raccordements des ménages ainsi que, dans le cas des trois systèmes de réseaux, de l'impact attendu sur la demande de pointe et les coûts marginaux de la production d'énergie.

Tâche 7 : Suivi de l'étude, transfert de connaissances et familiarisation des utilisateurs à l'entrée de données et l'analyse de planification de réseaux.

Sous-tâche 7.1 : Suivi de l'étude

Le suivi de l'étude sera assuré par UCM assistée, si besoin, d'un consultant qui pourrait être recruté pour faciliter la coordination des études de planification et de développement des investissements. Ces études sont :

- l'étude faisant l'objet des présents termes référence
- l'étude relative à l'élaboration de l'Atlas et à la priorisation du potentiel hydroélectrique de la République Démocratique du Congo
- l'étude relative à l'électrification de 14 chefs-lieux de province
- l'étude des plans provinciaux d'électrification

La validation des livrables attendus du Consultant dans ce présent mandat, sera assurée, au cours d'ateliers organisés à ses frais par le Consultant, par un panel d'experts comprenant : cabinet du Premier ministre, Ministères du plan, de l'Education, de la Santé et des Finances ; Cellule Infrastructures du ministère des travaux publics et reconstruction, Secrétariat Général à l'énergie, Commission Nationale de l'Energie, Cellule d'Appui Technique à l'Energie, Société Nationale d'Electricité, Autorité de Régulation de l'Electricité, Agence Nationale d'Electrification et des services Energétiques en milieu rural et périurbain, Institut national de statistiques, Institut Géographique du Congo et Institutions d'enseignement supérieur et universitaire à caractère technique.

Sous-tâche 7.2 : Transfert de connaissances et familiarisation des utilisateurs à l'entrée de données et l'analyse de planification de réseaux

Pendant toute la durée de sa mission, le Consultant assurera le transfert des compétences et de technologies à une équipe qui lui sera désignée et composée notamment d'ingénieurs et d'économistes de divers horizons, afin de renforcer leurs capacités dans l'utilisation de l'outil informatique, de la télédétection et des systèmes d'informations géographiques (SIG), de la production et de la mise à jour de la couche de données SIG spécifiques pour la cartographie du réseau HT/MT ainsi que de la maîtrise de la planification des systèmes électriques (planification de la demande, du transport et de la distribution) en utilisant des outils informatiques modernes de planification.

Par ailleurs, des institutions d'enseignement supérieur et universitaire à caractère technique organisant des formations en matière du SIG seront identifiées, pour bénéficier de ces formations afin de faciliter le transfert de connaissances vers le milieu éducationnel.

Outre cette formation par compagnonnage, le Consultant organisera une formation spécifique de trois fois sept (3x7) jours à un moment qu'il jugera opportun. Le coût de cette formation sera totalement à la charge du Consultant et intégré dans son offre.

La formation aura pour but de permettre au personnel formé de :

- (i) produire les données vectorielles nécessaires à la création de la couche SIG des réseaux de transport et de distribution HT et MT/BT existants définie en sous-tâche 1.2, par un travail de géolocalisation sur le terrain
- (ii) analyser, interpréter, adapter et mettre à jour les données vectorielles nécessaires, indépendamment de la couche de données spécifique, au fur et à mesure que les extensions seront mises en œuvre

La formation se fera à Kinshasa et portera sur l'utilisation des fonctionnalités du Système d'Informations Géographiques en particulier dans l'analyse géo-spatiale des réseaux électriques en vue de leur déploiement au moindre coût. La formation théorique sera suivie d'une application, la présente étude constituant un cas pratique.

Pour chaque session de formation, le formateur devra avoir une expérience prouvée d'au moins 10 ans dans le domaine concerné par la formation et d'au moins 5 ans en tant que formateur. Le Consultant indiquera la méthodologie détaillée adoptée pour la formation en vue d'assurer une bonne prise en charge de toutes les composantes du SIG.

À la fin de l'étude, le Consultant transférera à UCM toutes les couches d'entrée de données préparées et utilisées ainsi que tous les outils, modèles et logiciels utilisés pour effectuer l'analyse géo-spatiale.

Le Consultant familiarisera les cadres désignés avec les principales fonctionnalités et caractéristiques de la plate-forme utilisée dans le cadre de l'activité de planification géo-spatiale, afin de leur permettre d'acquérir le savoir nécessaire à la gestion des couches de données produites, et ce, durant les phases essentielles de sa mission, à savoir : collecte, vérification, analyse et traitement de données, planification des investissements en tranches quinquennales.

Sous-tâche 7.2 : Table ronde des bailleurs de fonds et des investisseurs

Après la validation finale (i) Plan national géo spatial d'électrification au moindre coût 2021-2040 et (ii) Prospectus d'investissements pour le premier quinquennat (2021-2025) par province, le Consultant préparera un dossier promotionnel qu'UCM/MERH utilisera pour lever du financement nécessaires à la réalisation des projets publics et privés. Le Consultant synthétisera les études et les conclusions du Plan national géo spatial et du Prospectus d'investissement (2021-2025). Il présentera les projets proposés au financement (fiches de projet) et leur justification économique et financière, ainsi que les mesures de mise en œuvre et les actions d'accompagnement.

A la fin de la table ronde des bailleurs de fonds, le consultant présentera les résultats de la table ronde et les modifications à prendre en compte dans le Plan national géo spatial d'électrification au moindre coût. Ces éléments seront intégrés dans l'édition définitive du Plan National géo spatial. Le Consultant organisera la table ronde dont il assumera à la fois la facilitation et la rédaction du rapport final dans un pays européen à déterminer. Le choix du pays hôte sera dicté par deux objectifs à savoir :

- 1) garantir une grande participation des bailleurs de fonds et des investisseurs
- 2) permettre une large diffusion des conclusions issues de cette rencontre internationale.

7 METHODOLOGIE

Le Consultant travaillera en étroite collaboration avec UCM et les parties prenantes.

La méthodologie de son étude tiendra compte des phases suivantes :

- la collecte et l'analyse des différentes données disponibles auprès de toutes parties prenantes à l'étude

- et sur terrain dans la zone du projet
- les rencontres et les entretiens avec toutes les parties prenantes, notamment les équipes SNEL et d'UCM
- les visites essentielles de sites par l'équipe locale en charge la numérisation du réseau concernant la tâche 1.2 et pour toute autre activité jugée pertinente et nécessaire.

8 RAPPORTS PROVISOIRES ET DEFINITIFS

Chaque livrable fera l'objet d'un rapport comprenant le cadre méthodologique, les hypothèses clés et les résultats ainsi que les recommandations découlant des analyses requises sous les tâches ci-dessus. Le rapport sera produit par le Consultant en version provisoire et en version définitive après prise en compte des observations d'UCM et des parties prenantes.

Les livrables, produits en version électronique et sur support papier, incluront pour chacun des trois (3) réseaux interconnectés (Ouest, Sud et Est) et les réseaux isolés, pour chacune des 97 agglomérations urbaines et pour chacun des sites économiques situés dans les zones d'influence des réseaux de transport HT et de distribution MT et MT/BT :

- 1) les propositions d'extension des réseaux au moindre coût et les plans correspondant à un programme (2021-2040) de mise en œuvre de la stratégie d'accès universel à l'électricité
- 2) une estimation des coûts d'investissement et des dépenses d'exploitation répartis entre production et réseaux (MT/ BT, branchements)
- 3) les données relatives à la densité de la population, au nombre de bénéficiaires situés dans les zones d'influence des réseaux de transport HT et de distribution MT et MT/BT, à l'expansion du réseau aux horizons 2025, 2030, 2035 et 2040

9 LIVRABLES ATTENDUS DU CONSULTANT ET CALENDRIER DE PAIEMENT

Le Consultant transmettra à UCM les livrables ci-après, selon un calendrier qu'il proposera et justifiera. Un calendrier indicatif est indiqué ci-dessous :

- **Soixante (60) jours** calendaires après signature du contrat, la version provisoire du rapport de collecte des données portant sur:
 - (i) la préparation de couches d'information géo-référencées
 - (ii) la numérisation des réseaux HT et MT

Dans les sept(7) jours calendaires suivant la remise de la version provisoire dudit rapport, le Consultant organisera à ses frais un atelier **d'un (1) jour calendaire** pour présenter cette version provisoire.

A la fin de l'atelier, les observations formulées seront formalisées par la signature d'un document ad hoc.

Le Consultant disposera **de dix (10) jours calendaires** pour produire la version définitive de ce rapport intégrant les observations formulées durant l'atelier

- **Cent quarante-deux(142) jours** calendaires après signature du contrat, **la version provisoire du rapport portant sur :**
 - (i) la caractérisation spatiale et cartographie des zones de concentration de peuplements, de leurs schémas d'évolution temporelles, et
 - (ii) l'étude de la demande en électricité

Dans les sept (7) jours calendaires suivant la remise de la version provisoire dudit rapport, le Consultant organisera à ses frais un atelier **d'un (1) jour calendaire** pour présenter cette version provisoire.

A la fin de l'atelier, les observations formulées seront formalisées par la signature d'un document ad hoc.

Le Consultant disposera **de dix (10) jours calendaires** pour produire la version définitive de ce rapport intégrant les observations formulées durant l'atelier

- **Deux cent soixante-treize (273) jours** calendaires après signature du contrat, **la version provisoire des rapports des plans provinciaux (tâche 4) de déploiement (extension)** des réseaux HT et MT, existants et en cours de travaux, ainsi que les branchements planifiés en tranches quinquennales pour chacune des agglomérations urbaines alimentées ou à alimenter en électricité au départ des trois (3) réseaux interconnectés.

Dans les dix (10) jours calendaires suivant la remise de la version provisoire desdits rapports, le Consultant organisera à ses frais un atelier **d'un (1) jour calendaire** pour présenter cette version provisoire.

A la fin de l'atelier, les observations formulées seront formalisées par la signature d'un document ad hoc.

Le Consultant disposera **de dix (10) jours calendaires** pour produire la version définitive de ces rapports intégrant les observations formulées durant l'atelier

- **Trois cent quatorze(314) jours** après signature du contrat le Consultant transmettra à UCM, **la version provisoire des rapports portant sur:**
 - (i) le Plan national géo-spatial d'électrification au moindre coût 2021-2040
 - (ii) le Prospectus d'investissements pour le premier quinquennat (2021-2025) par province

Dans les dix (10) jours calendaires suivant la remise de la version provisoire desdits rapports, le Consultant organisera à ses frais un atelier **d'un (1) jour calendaire** pour présenter cette version provisoire.

A la fin de l'atelier, les observations formulées seront formalisées par la signature d'un document ad hoc.

Le Consultant disposera de **dix (10) jours calendaires** pour produire la version définitive de ces rapports intégrant les observations formulées durant l'atelier.

- **Troiscent quarante-cinq(345) jours calendaires** après signature du contrat, le Consultant transmettra à UCM **la version provisoire des rapports sur la création de la base de données et son portail web d'accès.**

Dans les sept(7) jours calendaires suivant la remise de la version provisoire desdits rapports, le Consultant organisera à ses frais un atelier **d'un (1) jour calendaire** pour présenter cette version provisoire.

A la fin de l'atelier, les observations formulées seront formalisées par la signature d'un document ad hoc.

Le Consultant disposera de **dix (10) jours calendaires** pour produire la version définitive de ces rapports intégrant les observations formulées durant l'atelier.

10 DUREE DE LA MISSION ET CALENDRIER DE PAIEMENT

La durée de la mission est estimée de façon indicative à **Troiscent quarante-cinq(345) jours calendaires** mais ne dépassera pas 365 jours au total

Le tableau ci-dessous présente les étapes et livrables attendus, un calendrier indicatif de paiements, à partir de la date de validité (V) du contrat

LIVRABLES	Calendrier indicatif (date de validité)	Paiement
Signature du Contrat	A Signature (V)	15%-
Versions définitives du rapport de collecte de données : <ul style="list-style-type: none"> ▪ la préparation de couches d'information géo-référencées(Sous-tâches 1.1) ▪ lanumérisation des réseaux HT et MT (Sous tâches-1.2) 	71^{ème} jour après la signature Contrat	15%
Version définitives des rapports provinciaux de (Tâche 2): <ul style="list-style-type: none"> ▪ la caractérisation spatiale et cartographie des zones de concentration de peuplements, de leurs schémas d'évolution temporelles, et ▪ l'étude de la demande en électricité 	153^{ème} jour après la signature Contrat	10%
Versions définitives des rapports provinciaux: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Programmes quinquennaux de déploiement (extension) des réseaux HT et MT ainsi que les connexions planifiées en tranche quinquennale pour chacune des agglomérations urbaines alimentées au départ d'un réseau isolé par province 	284^{ème} jour après la signature Contrat	15%
Version définitive : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Plan national géo spatial d'électrification au moindre coût 2021-2040 ▪ Prospectus d'investissements pour le premier quinquennat (2021-2025) par province 	325^{ème} jour après la signature Contrat	30%
Version définitive : Base de données installée sur le Portail Web	345^{ème} jour après la signature Contrat	15%

11 QUALIFICATION ET EXPERIENCE DU CONSULTANT

Cette mission nécessite l'implication d'un cabinet ou d'un groupement de cabinets expérimentés capables d'interagir avec les parties prenantes à l'étude.

Toute communication se fera en français.

Les livrables seront rédigés et présentés aux parties prenantes en français. Les versions finales des rapports seront édités en français et en anglais.

Le Consultant est fortement encouragé à faire appel, sous sa responsabilité, à des techniciens locaux ou un bureau d'étude local pour la mise en œuvre de certaines activités de l'étude.

Le Consultant présentera des preuves d'expériences similaires pertinentes, incluant dans les domaines suivants :

- la préparation des différentes couches de données géo-référencées (vectorielles et raster) pour les paramètres clés - technique, économique – nécessaires pour entreprendre l'analyse géo-spatiale requise dans cette activité
- l'utilisation de logiciels de planification géo-spatiale de réseaux de distribution et d'une plate-forme d'analyse géo-spatiale pour le déploiement de l'accès à l'électricité au moindre coût par l'extension des réseaux interconnectés et des réseaux isolés

- l'expérience dans le criblage technique et économique des technologies d'électrification en réseaux interconnectés et en réseaux isolés
- la projection géo-spatiale de la demande d'électricité
- l'expérience particulière en Afrique subsaharienne

Les propositions mettront clairement en évidence les qualifications et l'expérience similaire pertinente du chef d'équipe et des membres de l'équipe directement liés à la conduite des tâches décrites dans le cadre du travail ci-dessus, étant entendu que ces informations seront fortement pondérées dans l'évaluation technique des propositions soumises.

Le personnel de l'équipe du Consultant démontrera une expérience pertinente dans toutes les activités de l'étude, objet des présents termes de référence, afin de mener à bien cette mission et en temps voulu.

Les compétences fonctionnelles et techniques du personnel-clé sont décrites dans le tableau ci-dessous.

Profil du personnel-clé :

<p>1) Chef d'équipe</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avoir un diplôme universitaire (minimum Bac+5 ou équivalent) en électricité - Justifier d'une expérience technique et analytique pertinente d'au moins dix (10) ans, ainsi que des références établies et reconnues dans la conduite d'équipes ayant entrepris des travaux similaires - Avoir des compétences reconnues en communication et en rédaction de rapports - Avoir une expérience dans un contexte de pays en voie de développement
<p>2) Planificateur Senior, Responsable SIG pour l'électrification par extension des réseaux</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avoir un diplôme universitaire (minimum Bac+5 ou équivalent) en électricité - Justifier d'une expérience professionnelle pertinente d'au moins dix (10) ans dans : <ul style="list-style-type: none"> (i) la planification des programmes de déploiement des réseaux électriques pour l'électrification nationale au moindre coût (ii) la mise en place et l'utilisation d'outils SIG de qualité pour l'analyse géo-spatiale de planification afin d'optimiser et de prioriser le séquençage des extensions des réseaux HT et MT, la réticulation BT et les connexions finales - Justifier d'une expérience avérée dans le déploiement géo-référencé pour les réseaux (interconnectés et isolés) afin d'obtenir une solution au moindre coût - Avoir une connaissance et une expertise confirmée en matière : <ul style="list-style-type: none"> (i) de projections de la demande d'électricité, (ii) d'analyse d'options d'électrification au moindre coût, et (iii) de communication. - Avoir une expérience dans un contexte de pays en voie de développement
<p>3) Géographe / Spécialiste des données SIG</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avoir un diplôme universitaire (minimum BAC+5 ou équivalent) en géographie ou en sciences associées - Avoir une expérience professionnelle d'au moins huit (8) ans - Avoir d'excellentes connaissances théoriques et pratiques : <ul style="list-style-type: none"> (i) des processus et des techniques de préparation et de validation des données en amont, complétées par des sources internationales au besoin, (ii) de l'identification, de l'acquisition et de l'assemblage des données géo-référencées (couches et données attributaires) auprès des agences nationales compétentes (iii) de la préparation et de validation des données, en particulier lorsque de fortes lacunes existent dans les données nationales-telles que la mauvaise résolution des données spatiales, ou des problèmes préoccupants de qualité en vue de : <ul style="list-style-type: none"> ○ compléter/ remplacer les données géo-spatiales manquantes/ erronées à partir de sources internationales équivalentes et appropriées ○ utiliser des techniques de triangulation pour développer le meilleur ensemble de données géo-référencées disponibles (iv) d'élaboration d'une plate-forme de planification des investissements pour l'accès à l'électricité au moindre coût, englobant l'entrée de données géo

	<p>référéncées, en particulier pour les paramètres techniques, démographiques, permettant de mener l'analyse des options d'extension de réseaux et des options d'approvisionnement au moindre coût</p> <ul style="list-style-type: none"> - Avoir une expérience dans un contexte de pays en voie de développement
<p>4) Ingénieur,expert en dimensionnement des réseaux électriques HT lignes et postes HT/MT/BT.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avoir un diplôme universitaire (minimum Bac+5 ou équivalent) en électricité - Justifier d'une expérience pertinente dans : <ul style="list-style-type: none"> (i) le dimensionnement et l'extension des réseaux électriques HT, lignes et postes HT/MT/BT pour l'électrification nationale dans le contexte de pays en développement (ii) la mise en place et l'utilisation d'outils SIG de qualité pour l'analyse géo-spatiale de planification afin d'optimiser et de prioriser le séquençement des extensions des réseaux HT et MT - Justifier d'au moins dix (15) ans d'expérience et ancienneté professionnelle dans le fonctionnement des Sociétés d'Electricité; - Avoir joué un rôle déterminant dans un projet de construction de lignes et postes HT (études préliminaires, étude technique, dimensionnement et choix des équipements, élaboration des DAO et offres financières, suivi de la réalisation de la mise en œuvre des travaux), de préférence en Afrique subsaharienne en général et l'Afrique centrale du Centre.
<p>5) Spécialiste des technologies d'électrification hors-réseau et des énergies renouvelables</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avoir un diplôme universitaire (minimum Bac+5 ou équivalent) en électricité - Justifier d'une expérience pertinente dans le dimensionnement et l'extension des réseaux électriques BT et dans les branchements finaux - Avoir de solides connaissances et une expérience, d'au moins huit (8) ans, en matière de technologies d'énergie renouvelable et d'électrification hors réseau (y compris les mini-réseaux et les systèmes ponctuels résidentiels ou institutionnels) - Avoir une compréhension approfondie de la dynamique et de la complémentarité entre l'extension du réseau et l'électrification hors réseau. - Avoir une expérience dans l'électrification dans le contexte de pays en développement
<p>6) Economiste</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avoir un diplôme universitaire (minimum Bac+5 ou équivalent) en sciences économiques - Justifier d'une expérience d'au moins huit (8) ans dans l'évaluation économique de projets électriques - Avoir participé à au moins deux études comparables à la présente étude.
<p>7) Spécialiste informatique / base de données géo référencées</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avoir un diplôme universitaire (minimum Bac+5 ou équivalent) en informatique - Justifier d'au moins 5 années d'expérience professionnelle dans le webmapping - Avoir au moins 3 années d'expérience professionnelle dans la conception et la gestion des bases de données géo-spatiales

Les propositions mettront également en évidence une expérience directe et spécifique dans les contextes des pays de l'Afrique subsaharienne.

Sans coût supplémentaire pour UCM, le Consultant a la latitude de s'assurer les services de tout expert qu'il jugera nécessaire pour la conduite de sa mission.

Les propositions techniques indiqueront également le niveau d'effort en homme.jour pour chaque membre de l'équipe proposé pour chacune des tâches identifiées ci-dessus et la ventilation du temps entre le travail sur terrain et le travail au siège.

Le Consultant présentera dans son offre de service une note méthodologique claire, compréhensible et cohérente pour atteindre les objectifs directs et connexes de l'étude.

12 LOGISTIQUE DU CONSULTANT

Le Consultant mettra à la disposition de son équipe tous les moyens nécessaires à la bonne exécution de ses

tâches, notamment :

- les bureaux et équipements requis
- les moyens de transport pour leur déplacement sur le terrain
- les équipements et matériels informatiques, et scientifiques permettant le bon déroulement de la mission
- les moyens de communications (téléphone, internet, etc.)
- les logements
- tout autre équipement jugé utile.

13 RESPONSABILITES DU CLIENT

A la mise en vigueur du contrat, UCM désignera son chef de projet, ainsi que l'équipe de projet dont feront partie les experts proposés comme personnel Homologue. UCM facilitera l'accès du Consultant aux documents et aux informations nécessaires au déroulement de l'étude détenus au ministère de l'Energie et Ressources Hydrauliques (UCM, SG-ERH, ARE, ANSER, SNEL, CNE, CATE, Cellule d'infrastructures, REGIDESO) ainsi que dans les autres ministères des services publics. Le Consultant gardera la confidentialité des données collectées et des résultats obtenus dans le cadre de cette étude.

14 RESPONSABILITES DU CONSULTANT

Le Consultant sera entièrement responsable de l'exécution de sa mission et y affectera le personnel nécessaire à son bon déroulement. Le Consultant respectera les dates convenues de remise des différents livrables et de fin de l'étude. Le Consultant exécutera sa mission avec toute la compétence et la diligence requises et conformément aux règles de l'art reconnues au niveau international. Tout au long de sa mission, le Consultant s'assurera du transfert de technologie en faveur de l'équipe de projet du comité de Pilotage. La proposition financière du Consultant prendra en compte les indemnités de subsistance (indemnité joaillière, indemnité de logement) et les frais de transport (au plan international et national) afférents au personnel homologue.

15 LOGICIELS ET EQUIPEMENTS

Le Consultant définira dans son offre les logiciels et matériel qu'il compte utiliser pour l'étude. Ces logiciels et équipements informatiques deviendront la propriété d'UCM à la fin de l'étude. Par ailleurs, le Consultant fournira à UCM les logiciels utilisés dans le cadre de l'étude avec des modules permettant d'effectuer la mise à jour des études réalisées. Tous ces logiciels seront transférés à UCM et à SNEL avec des licences d'utilisation en version «réseau» pour au moins six (6) personnes. Le matériel informatique utilisé pour l'étude devra être de type PC et portables et de technologie récente, avec les logiciels installés, avec la configuration minimale requise.

16 REUNION DE DEMARRAGE

Tout au début de sa mission, une réunion d'orientation et de cadrage sera tenue entre le Consultant, UCM, SNEL, SG-ERH, ARE, ANSER, CNE, CATE, l'équipe de la Banque mondiale, ainsi que les autres parties prenantes pour une meilleure compréhension des objectifs du mandat et des livrables attendus.

Cette réunion aura pour objet d'analyser dans le détail et s'accorder sur :

- l'approche technique et la méthodologie du Consultant et son programme de travail pour les besoins de la mission
- l'organisation de la collaboration avec UCM/ Consultant chargé de la mise en cohérence et coordination des études de planification et de développement des investissements, SNEL, SG-ERH, ARE, ANSER, CNE, CATE et l'équipe de la Banque mondiale, tout au long de la mission, ainsi qu'avec d'autres parties

- prenantes
- la présentation d'une liste des outils matériels et logiciels, ainsi que de la documentation nécessaires pour le travail à réaliser
- les éventuelles innovations apportées aux TDR
- la confirmation du personnel mobilisé

Le Consultant rencontrera les principaux acteurs et effectuera un diagnostic de leurs capacités à mettre en œuvre la sous-tâche 1.2, de leur niveau d'engagement, du type d'information utile et de la probabilité de leur utilisation, ainsi que des besoins relatifs en équipements, formation et niveau de soutien technique et logistique.

ANNEXES A L'ETUDE :

1. Contexte spécifique lié à l'énergie électrique
2. Cadres institutionnel et structurel du secteur de l'électricité
3. Zone géographique de l'étude
4. Possibilités de sources énergétiques d'alimentation des villes de la RDC (chefs-lieux de provinces et grandes agglomérations urbaines à forte densité démographique)
5. Liste exhaustive et indicative de bureaux d'études spécialisés dans la numérisation géo spatiale.

Annexe 1:

CONTEXTE SPÉCIFIQUE LIÉ À L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

1. Offre nationale d'électricité

La puissance installée dans le pays, qui est majoritairement de source hydroélectrique, est estimée à 3 190 MW, répartie sur cent huit (108) centrales dont Soixante-deux (62) hydroélectriques et quarante-six (46) centrales thermiques, avec cependant un taux d'utilisation très faible, de moins de 50 % pour une production annuelle de 10 360 GWh.

La Société Nationale d'Electricité (SNEL) avec ses 50 centrales dont quatorze (14) hydroélectriques et trente-six (36) thermiques, représente 95 % de cette production, le reste revenant aux auto-producteurs.

Les réseaux hydroélectriques de SNEL est constitué de trois (3) pôles (ou réseaux) ci-après :

- (i) le réseau Ouest comprend six (6) centrales hydroélectriques pour une puissance de 2 013,2 MW, toutes situées dans la province du Kongo Central :
 - Inga1 (350MW), sur le fleuve Congo
 - Inga2 (1 424 MW), sur le fleuve Congo ; et
 - Zongo1 (75MW), sur la rivière Zongo ;
 - Zongo2 (150 MW) sur la rivière Zongo
 - Sanga (12MW), sur la rivière inkisi
 - Mpozo (2,2 MW), sur la rivière Mpozo
- (ii) le réseau Sud est constitué des quatre (4) centrales hydroélectriques totalisant 466 MW, dans la province de Lualaba:
 - Mwadingusha (68,04MW), sur la rivière Lufira,
 - Koni (42,12 MW), sur la rivière Lufira,
 - Nzilo (108 MW) sur la rivière Lualaba ; et
 - Nseke (260 MW) sur la rivière Lualaba.
- (iii) le réseau Est, avec deux (2) centrales hydroélectriques sur la rivière Ruzizi de 74,8 MW, dans la province du Nord Kivu :
 - Ruzizi1 (29,8 MW) ; et
 - Ruzizi2 (45 MW).

Outre les centrales hydroélectriques alimentant les trois (3) réseaux interconnectés, il existe des centrales hydroélectriques isolées :

- (i) Bendera (17,2 MW) près de Kalemie, sur la rivière Kiyimbi, dans la province du Tanganyika ;
- (ii) Tshopo (19,65 MW) à Kisangani sur la rivière Tshopo, dans la province de la Tshopo ;
- (iii) Kilubi (10,8 MW) à Kamina sur la rivière Kilubi, dans la province du Haut Lomami ; et
- (iv) Mobayi (11,367 MW) près de Gbadolite sur la rivière Ubangi, dans la province du Nord Ubangi.

Seulement environ 30 % de la puissance installée est disponible.

Le réseau de transport appartient en totalité à SNEL. Il comprend environ 6 711 km dont 1 076 km de lignes 500 kV en courant continu (CC) Inga-Kolwezi, 2 916 km de lignes haute tension de 110 et 220 kV et 764 km de lignes 50 - 70 kV.

Le réseau de transport de la RDC est connecté à ceux du Congo-Brazzaville et de la Zambie par des lignes 220 kV.

Les réseaux Ouest (3 008 Km), Sud (30420 Km), Est (261 Km) et Nord (22 Km).

Les réseaux de distribution comprend 4 476 km de lignes MT, 14 195,43 km de lignes BT, 100 postes, 52 sous-stations MT/MT, 4 182 cabines MT/BT, et 641 280 clients facturés.

Les lignes de transport sont surchargées et fonctionnent à la limite de leur capacité thermique et les pertes du réseau de distribution sont très élevées (environ 25 % à Kinshasa).

La RDC est membre des 3 Pools énergétiques indiqués ci-après auxquels elle est interconnectée :

- le pôle ou réseau Sud interconnecté au réseau zambien (Southern Africa Power Pool) ;
- le pôle ou réseau Ouest interconnecté au réseau du Congo- Brazzaville et de l'Angola (Pool Energétique de l'Afrique Centrale) ; et
- le pôle ou réseau Est interconnecté aux réseaux rwandais, burundais et ougandais (Eastern Africa Power Pool).

Le pays a entrepris la construction de nouvelles infrastructures afin de répondre à la demande sans cesse croissante. Dans ce cadre, une (1) centrale hydroélectrique privée de Matebe (13 MW) sur la rivière Rutshuru a été mise en service en 2015 ; trois (3) nouvelles centrales hydroélectriques publiques de Zongo 2 (150 MW) sur la rivière Zongo, Kakobola (9,3 MW) sur la rivière Lufubu et Katende (64 MW) sur la rivière Lulua sont en construction, financées respectivement par la coopération chinoise et la coopération indienne.

Par ailleurs, l'étude du développement du site d'Inga et des interconnexions électriques associées, financée par la Banque Africaine de Développement, a proposé un schéma de développement séquentiel de ce site accepté par toutes les parties intéressées à son développement.

Ainsi, le pays envisage de construire la centrale d'Inga3 (4 800 MW) sur le fleuve Congo, comme première phase de développement de Grand Inga qui aura à terme une capacité de 42 000 MW.

2. Réseaux interconnectés Ouest-Sud

La production d'énergie électrique de ces réseaux est assurée, à l'Ouest, par les centrales hydroélectriques Inga1, Inga2 et Zongo1 pour une puissance totale installée de 1 850 MW. Au Sud, elle est assurée par les centrales hydroélectriques de Mwadingusha, Koni, Nzilo et Nseke pour une puissance installée de 466 MW.

L'interconnexion entre les réseaux ouest et sud est assurée par la liaison à très haute tension à courant continu (THTCC) Inga-Kolwezi, dont la capacité de transit est de 1 100 MW. Les deux (2) réseaux interconnectés desservent les six (6) provinces suivantes:

- (i) Kongo central (Matadi, capitale provinciale) ;
- (ii) Kinshasa (capitale du pays et de la ville province du même nom) ;
- (iii) Kwilu (Bandundu, capitale provinciale) ,
- (iv) Haut Katanga (Lubumbashi, capitale provinciale) ;
- (v) Haut-Lomami (Kamina, capitale provinciale) ; et
- (vi) Lualaba (Kolwezi, capitale provinciale).

Pour l'instant, le productible des réseaux interconnectés Ouest-Sud est limité à \pm 974 MW contre 2 326 MW installés, soit un taux de disponibilité de 42 %.

La demande des réseaux interconnectés Ouest-Sud est évaluée à 2 600 MW dont 1 400 MW pour le réseau Sud et 1 200 MW pour le réseau Ouest. D'où le déficit énergétique de 1 626 MW enregistré sur l'ensemble de ces réseaux, dont 700 MW pour le réseau Sud et le solde pour le réseau Ouest. Cette situation est due principalement à la vétusté des installations et à l'arrêt de groupes dans plusieurs centrales.

La résorption du déficit dans le réseau interconnecté ouest-sud nécessite l'augmentation de l'offre par :

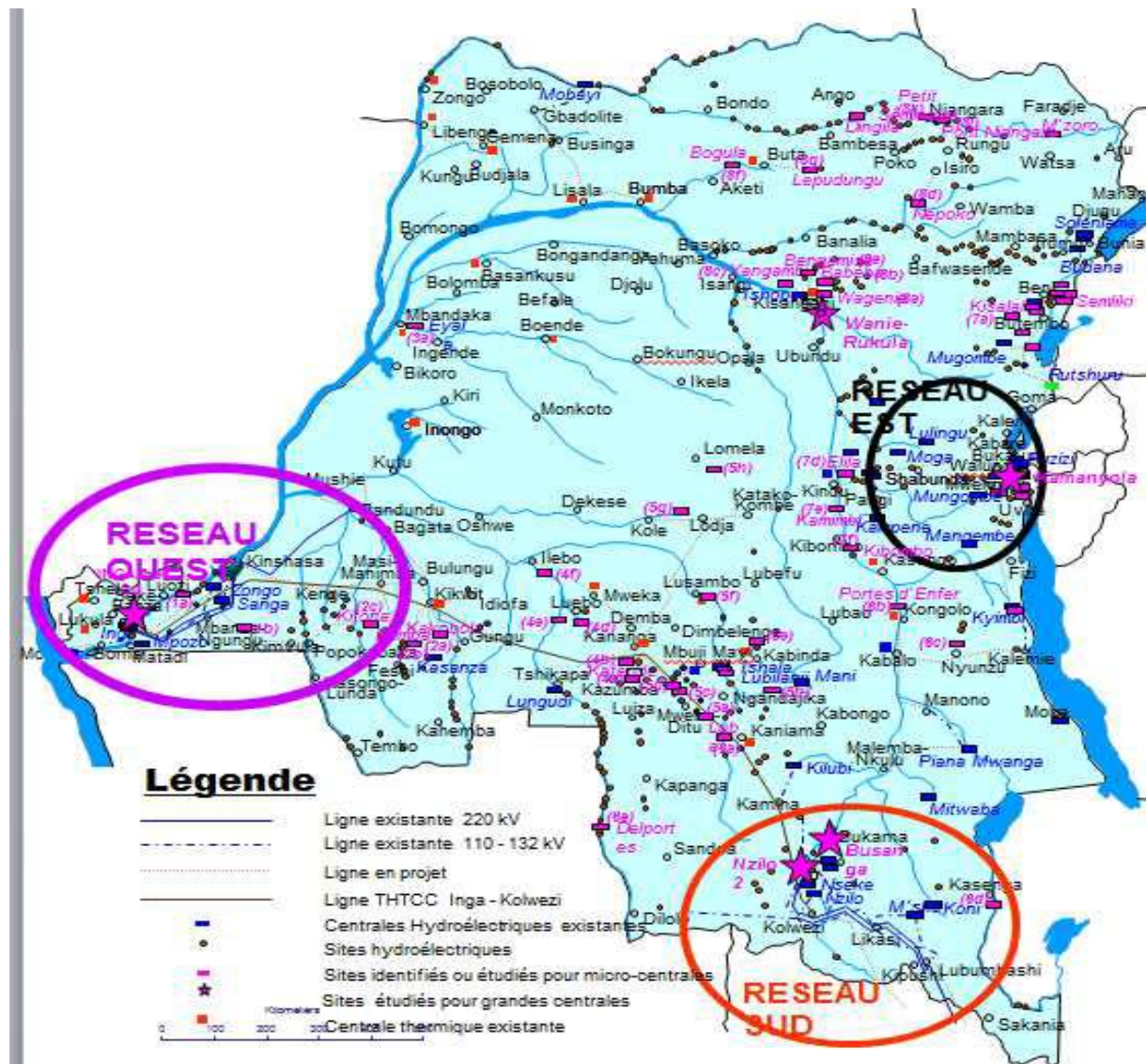
- (i) la construction de nouvelles centrales hydroélectriques ;
- (ii) la rénovation du parc existant ; et
- (iii) une meilleure maîtrise de la consommation d'électricité en faisant recours à l'efficacité énergétique.

3. Réseaux interconnecté de l'Est

Ce réseau est alimenté par les centrales hydroélectriques de Ruzizi1 (29,8 MW) et Ruzizi2 (14 MW), quote-part de la RDC dans le partenariat public-public convenu avec le Burundi et le Rwanda. Les centrales de Ruzizi1 et Ruzizi2 s'insèrent dans les réseaux interconnectés des Grands Lacs (Rwanda, Burundi) et

alimentent en RDC les villes de Bukavu, Katana, Uvira (Province du Sud Kivu) et Goma (Province du Nord Kivu).

Figure n° 1: Carte des réseaux interconnectés de la RDC



4. Réseaux isolés à génération hydroélectrique et thermique

En dehors des réseaux interconnectés, le paysage énergétique est éparpillé, avec des petits réseaux indépendants, y compris des mini et micro-réseaux, allant de 10 kW à 10 MW.

Les villes et villages disposant de l'électricité sont alimentés par SNEL ou des opérateurs privés à moyenne échelle. Plusieurs mini-réseaux qui remontent à l'époque coloniale ont été abandonnés, laissant sans électricité des agglomérations nouvellement promues au rang de capitale provinciale ou de ville.

Les réseaux isolés à génération hydroélectrique sont alimentés par les centrales suivantes :

- Tshopo (19 MW), sur la rivière Tshopo alimentant la ville de Kisangani (capitale de la province de la Tshopo) ;
- Mobayi-Mbongo (10,5 MW), sur la rivière Ubangi alimentant la ville de Gbadolite (capitale de la province du Nord Ubangi) ;
- Bendera (17,2 MW), sur la rivière Kiyimbi alimentant la ville de Kalemie (capitale de la province du Tanganyika) ;
- Kilubi (10,8 MW), sur la rivière Kilubi alimentant la ville de Kamina (capitale de la province du Haut-Lomami) ;
- Lungudi 1 (1,6 MW), sur la rivière Kasai, alimentant la ville de Tshikapa (capitale de la province du Kasai) ;
- Budana (10,3 MW), sur la rivière Shari alimentant la ville de Bunia (capitale de la province de l'Ituri) ;
- Lubilanji 1 & 2 (10,9 MW), sur la rivière Lubilanji et Tshala 1 (1 MW), sur la rivière Lubilanji alimentant la ville de Mbuji-Mayi (capitale de la province du Kasai Oriental) ;
- Lutshurukuru (4,8 MW), sur la rivière Lutshurukuru alimentant la ville de Kindu (capitale de la province de Maniema) ;
- Mpiana Mwanga (29 MW), actuellement hors service, alimentant la ville de Manono dans la province de Tanganyika.

L'ensemble de ces centrales hydroélectriques connaît les mêmes problèmes que les centrales hydroélectriques qui desservent les réseaux interconnectés Ouest-sud.

Les centres identifiés ci-dessous sont alimentés par de petites centrales hydroélectriques de plus de d'un (1) MW suivantes :

- Lubilu (1,2 MW) sur la rivière Lubilu, desservant la ville de Shabunda dans la province du Sud-Kivu ;
- Zizi (1,1 MW) sur la rivière Zizi, desservant la ville de Kamituga dans la province du Sud-Kivu ;
- Belia (1,6 MW) sur la rivière Belia, desservant la ville de Punia dans la province de Maniema ; et
- Nzoro (1,5 MW) sur la rivière Nzoro, desservant la ville de Watsa dans la province du Haut-Uele.

Par ailleurs, les réseaux isolés à génération thermique alimentés par des centrales thermiques équipées de groupes diesel et à gaz sont confrontés au problème récurrent de rupture de stock en carburant et du coût élevé du kWh de la génération par groupes diesel.

Sur les trente-deux (32) centres desservis, seuls six (6) sont actifs avec un nombre réduit d'heures de fourniture. Il s'agit des centres de :

- Kikwit et Gungu (agglomérations urbaines de la province du Kwilu) ;
- Kenge (capitale de la province du Kwango) ;
- Kananga (capitale de la province du Kasai Central) ;
- Mbandaka (capitale de la province de l'Equateur) ;
- Ankoro (agglomération urbaine de la province du Lualaba) ; et
- Muanda (agglomération urbaine de la province du Kongo central).

Dans ces conditions, le délestage journalier des charges est inévitable et l'expansion du service public pour permettre la croissance économique, devient quasi impossible.

3. Accès à l'électricité

Le taux national d'accès à l'électricité sur réseau était de 9 % (2012) contre une moyenne africaine de 31 %. En outre, ce taux présente des disparités notables entre les provinces d'une part, et entre les agglomérations à forte densité démographique, les zones économiques (35 %) et les milieux rural et périurbain (1 %) d'autre part.

Kinshasa, capitale du pays et de la province du même nom, se démarque avec un taux d'accès de 37 %, alors que plus de la moitié des provinces du pays à un taux inférieur à 10 %.

Annexe 2 :

CADRES INSTITUTIONNEL ET STRUCTUREL DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

1. Cadre institutionnel

Depuis juin 2014, la RDC s'est dotée d'une Loi relative au secteur de l'électricité, expression de la nouvelle politique et des stratégies du gouvernement dans le secteur. Cette loi a mis en place un nouveau paysage institutionnel par la création de deux établissements publics sous la tutelle du ministère en charge de l'électricité. Ainsi le cadre institutionnel du secteur comprend :

- (1) **le Gouvernement central**, dans les limites de ses compétences et missions, assurent la réglementation, la promotion, le contrôle et le suivi des activités du secteur de l'électricité. Il crée l'autorité de régulation du secteur de l'électricité et un établissement public chargé de la promotion et du financement de l'électrification en milieu rural et périurbain. Un décret délibéré en conseil des ministres, en fixe l'organisation et le fonctionnement. Le ministère de l'Energie et Ressources Hydrauliques (MERH) conçoit, propose et met en œuvre la politique du gouvernement dans le secteur conformément aux prérogatives lui reconnues ;
- (2) **la Province**, dans les limites fixées par la présente loi, assure la promotion, le contrôle et le suivi des activités du secteur de l'électricité et veille à l'application de la présente loi et de ses mesures d'exécution dans son ressort ;
- (3) **l'Autorité de régulation du secteur de l'électricité « ARE »** est un établissement public placé sous la tutelle du MERH (Cfr. Décret n°16/ 013 du 21 avril 2016) ; et
- (4) **l'Agence Nationale d'électrification et des Services Energétiques ruraux et périurbains « ANSER »** est un établissement public placé sous la tutelle du MERH (Cfr. Décret n°16/ 014 du 21 avril 2016).

2. Cadre structurel

Le cadre structurel du ministère ayant l'électricité dans ses attributions comprend les entités suivantes :

- (1) **Commission Nationale de l'Energie « CNE »** : structure technique d'études, de conseil et de coordination des activités énergétiques (Cfr. Ord. n°81/ 022 du 14 février 1981) ;
- (2) **Cellule d'Appui Technique au ministère de l'Energie « CATE »** : structure technique d'appui institutionnel (Cfr. Arrêté n°28-04-CAB/MIN/ENER/2004 du 06/10/2004 modifié et complété par Arrêté ministériel n° CAB/MIN/ENER/003/2009 du 29/7/ 2009) ;
- (3) **Cellule de Gestion des Centrales hydroélectriques de Kakobola et grand Katende « GCK »** : Agence chargée de la gestion des projets de construction des centrales hydroélectriques de Kakobola et Grand Katende et réseaux associés (Créée par arrêté n°006-04/CAB/MIN/ENER/2004 du 16 mars 2004.) ;
- (4) **Unité de Coordination et de Management des projets du ministère de l'Energie et Ressources Hydrauliques « UCM »** : Agence fiduciaire et d'exécution des projets dudit ministère, en charge également de la planification du développement de l'électrification nationale (Cfr. Arrêté n° CAB/MIN-ERH/058/2015 du 30 octobre 2015 modifié et complété par Arrêté n°039/2016 du 17 juin 2016).

Depuis février 2016, UCM assure d'une part la gestion fiduciaire et financière des quatre (4) projets, à savoir :

- **Projet d'Appui à la Gouvernance et à l'Amélioration du Secteur Electricité « PAGASE »**, financé par la Banque Africaine de Développement (BAD) ;
- **Projet d'Accès et d'Amélioration des Services Electriques « EASE »** financé par l'Association Internationale de Développement (AID/IDA) ;
- **Programme d'hydroélectricité pour le Programme du Secteur Eau « PROHYDRO »** financé par la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ;
- **Programme de construction de mini réseaux solaires décentralisés en partenariat public-privé « ESSOR »** financé par le département du Développement international (DfID) ;

Et d'autre part, coordonne un (1) **Projet de réforme du secteur de l'électricité « PSR »** financé par

l'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID).

Annexe 3 :

ZONE GEOGRAPHIQUE DE L'ETUDE

L'étude couvre les deux (2) principaux axes d'implantation des populations (y compris toutes les grandes agglomérations urbaines à forte densité démographique) et les cinq (5) zones économiques spéciales.

- **Sur l'axe d'implantation des populations Ouest-Sud**, allant de la province du Kongo Central à celle du Haut Katanga et qui regroupe les treize (13) provinces suivantes : Kongo-Central, Kinshasa, Kwango, Kwilu, Mai-Ndombe, Kasai, Kasai-Central, Kasai-Oriental, Lomami, Sankuru, Haut-Lomami, Haut-Katanga & Tanganyika, le Consultant se focalisera spécifiquement sur les capitales provinciales et les agglomérations citées ci-dessous :

1) Pour les réseaux interconnectés :

- Réseau interconnecté Ouest, alimenté par les CHE d'Inga1, Inga 2, Zongo 1, Sanga, et bientôt Zongo 2 (en construction), qui dessert :
 - Matadi (capitale), Boma, Bangu, Lukula, Tshela, Mbanza-Ngungu, Inkisi, & Kasangulu (en province du Kongo Central);
 - Kinshasa, capitale du pays et de la province du même nom ;
 - Bandundu (capitale de la province du Kwilu).
- Réseau interconnecté Sud, alimenté par les CHE de Mwadingusha, Koni, Nzilo et Nseke, qui dessert :
 - Lubumbashi (capitale), Likasi & Kipushi dans la province du Haut Katanga),
 - Kolwezi (capitale) et Kasaji dans la province de Lualaba

2) Pour les centrales hydroélectriques (CHE) et les centrales à génération thermique situées dans ou entre les deux réseaux Ouest et Sud :

- Centrales hydroélectriques (CHE) qui alimentent les trois (3) réseaux isolés de :
 - Tshikapa (capitale de la province du Kasai) par CHE de Lungudi (1,6 MW) ;
 - Kalemie (capitale de la province du Tanganyika) par CHE Bendera (17,2 MW) ;
 - Kamina (capitale de la province du Haut-Lomami) par CHE Kilubi (10,8 MW) ;
- Centrales à génération thermique (CTH) qui alimentent les trente-six (36) réseaux isolés de :
 - Muanda et Tshela dans la province du Kongo central ;
 - Kikwit, Bulungu, Gungu, Idiofa, Dibaya-Lubwe, Mangai & Masi-Manimba dans la province du Kwilu.

N.B : Les agglomérations urbaines de Kikwit, Gungu & Idiofa dans la province du Kwilu seront bientôt desservies par la CHE Kakobola en construction.

- Kenge (capitale), Kahemba & Kasongo-Lunda dans la province du Kwango ;
- Inongo (capitale), Bolobo & Nioki dans la province de Mai-Ndombe ;
- Ilebo et Luebo (agglomération de la province du Kasai) ;
- Kananga (capitale) et Tshimbulu en Kasai Central.

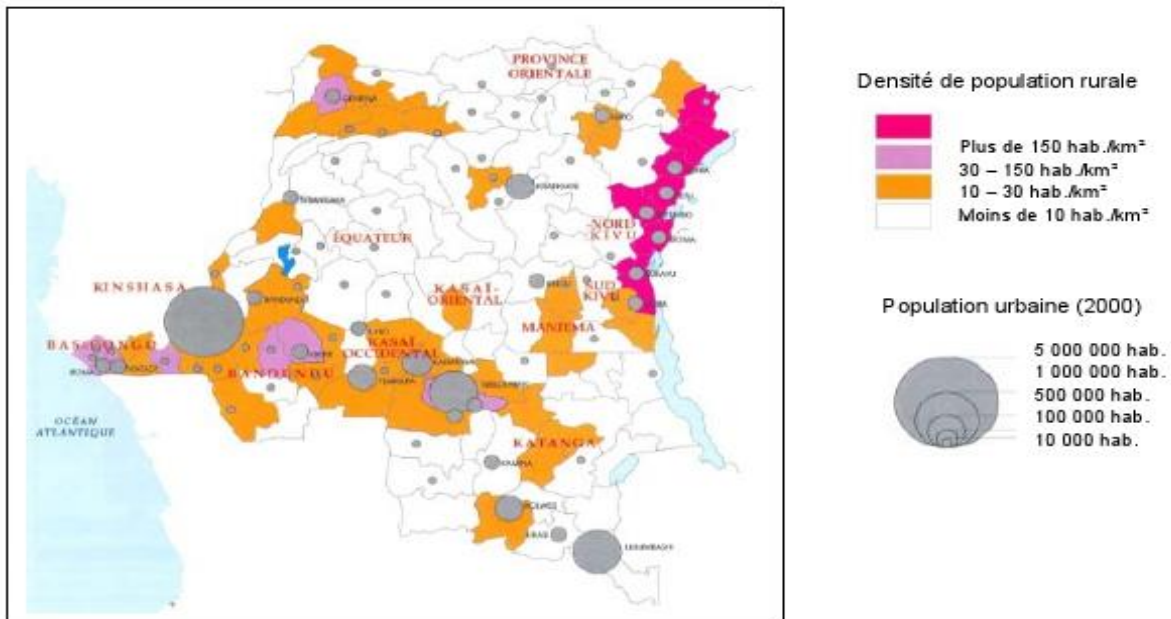
N.B : Les agglomérations urbaines de Kananga & Tshimbulu au Kasai-Central seront bientôt desservies par la CHE Katende en construction.

- Miabi et Tshilenge dans la province du Kasai Oriental ;
- Kolwezi (capitale) et Kasaji dans la province du Lualaba ;

- Kaoze, Kongolo & Manono dans la province du Tanganyika ;
 - Kabinda (capitale de la province de Lomami) ;
 - Lubao, Lukalaba, Mwene-Ditu, Ngandajika & Mbuy-A-Tshow dans la province de Lomami ;
et
 - Lusambo (capitale), Bena-Dibele, Lodja, Tshumbe & Lumumba dans la province de Sankuru.
- **Sur l'axe d'implantation des populations Sud-Nord**, qui s'étend le long de la frontière Est du pays et comprend les provinces du Maniema, Nord, Sud-Kivu & Ituri, le Consultant scrutera à fond :
- 1) Pour les réseaux interconnectés :
 - Réseau interconnecté Est, alimenté par les CHE Ruzizi 1 et Ruzizi 2 en interconnexion avec le Rwanda et le Burundi, qui dessert les trois (3) réseaux interconnectés de :
 - Bukavu (capitale) et Uvira dans la province du Sud-Kivu;
 - Goma (capitale de la province du Nord-Kivu).
 - 2) Pour les centrales hydroélectriques (CHE) et les centrales à génération thermique isolées situées dans le réseau interconnecté Est :
 - Centrales hydroélectriques (CHE) qui alimentent les deux (2) réseaux isolés de :
 - Kindu (capitale de la province du Maniema) par la CHE Lutshurukuru ;
 - Rutshuru (agglomération urbaine de la province du Nord-Kivu) alimentée par la CHE de Matebe/Virunga
 - Centrales à génération thermique (CTH) qui alimentent les onze (11) réseaux isolés de :
 - Kalima, Kasongo, Namuya & Punia en province du Maniema ;
 - Baraka, Kamituga & Shabunda en province du Sud-Kivu ;
 - Beni, Butembo, Oicha & Luholu (agglomérations urbaines de la province du Nord-Kivu).

N.B : les agglomérations urbaines de Beni et Butembo qui seront bientôt alimentées par les CHE d'Ivuga et Talya Nord en construction.
- **Pour les provinces excentrés des deux (2) principaux axes d'implantation des populations :** Bas-Uele, Haut-Uele, Tshopo, Ituri, Nord-Ubangi, Equateur, Mongala, Sud-Ubangi & Tshuapa), le Consultant s'appesantira sur :
- 1) Pour les centrales hydroélectriques et les centrales à génération thermique :
 - Centrales hydroélectriques (CHE) qui alimentent les deux (2) réseaux isolés de:
 - Kisangani (capitale de la province de la Tshopo) par la CHE Tshopo ;
 - Gbadolite (capitale de la province du Nord -Ubangi) par la CHE Mobayi-Mbongo.
 - Centrales à génération thermique (CTH) qui alimentent les 18 réseaux isolés de :
 - Basoko (capitale), Isangi & Yangambi dans la province de la Tshopo ;
 - Buta (capitale), Aketi, Bondo & Dingila dans la province du Bas-Uele ;
 - Isiro (capitale), Aba, Dungu, Wamba & Watsa dans la province du Haut-Uele ;
 - Bunia (capitale), Ariwara, Aru, Mahagi & Mongwalu dans la province d'Ituri ;
 - Mbandaka (capitale de la province de l'Equateur) ;
 - Boende (capitale de la province de Tshuapa).

Figure n° 2: Carte de la densité de démographique des populations en RDC



- Pour les zones économiques (industrie extractive ou minière, et industrie manufacturière ou de transformation) existantes ou potentielles, le Consultant s'informera, auprès des autorités provinciales et locales, et fera l'inventaire sur terrain pour chacun des cinq (5) axes.

1) **Axe Ouest :**

La zone géographique comprend la province administrative de (Kinshasa) et la province du Kongo central (Inga - Matadi - Banana) ;

2) **Axe Centre :**

La zone géographique couvre la province du Kasai (Ilebo –Tshikapa).la province du Kasai-centrale (Kananga) et la province du Kasai Oriental (Mbuji Mayi) ;

3) **Axe Sud :**

La zone géographique regroupe la province de Lualaba (Kolwezi), la province du Haut Katanga (Likasi-Lubumbashi) et la province du Lualaba (Sakania) ;

4) **Axe Est :**

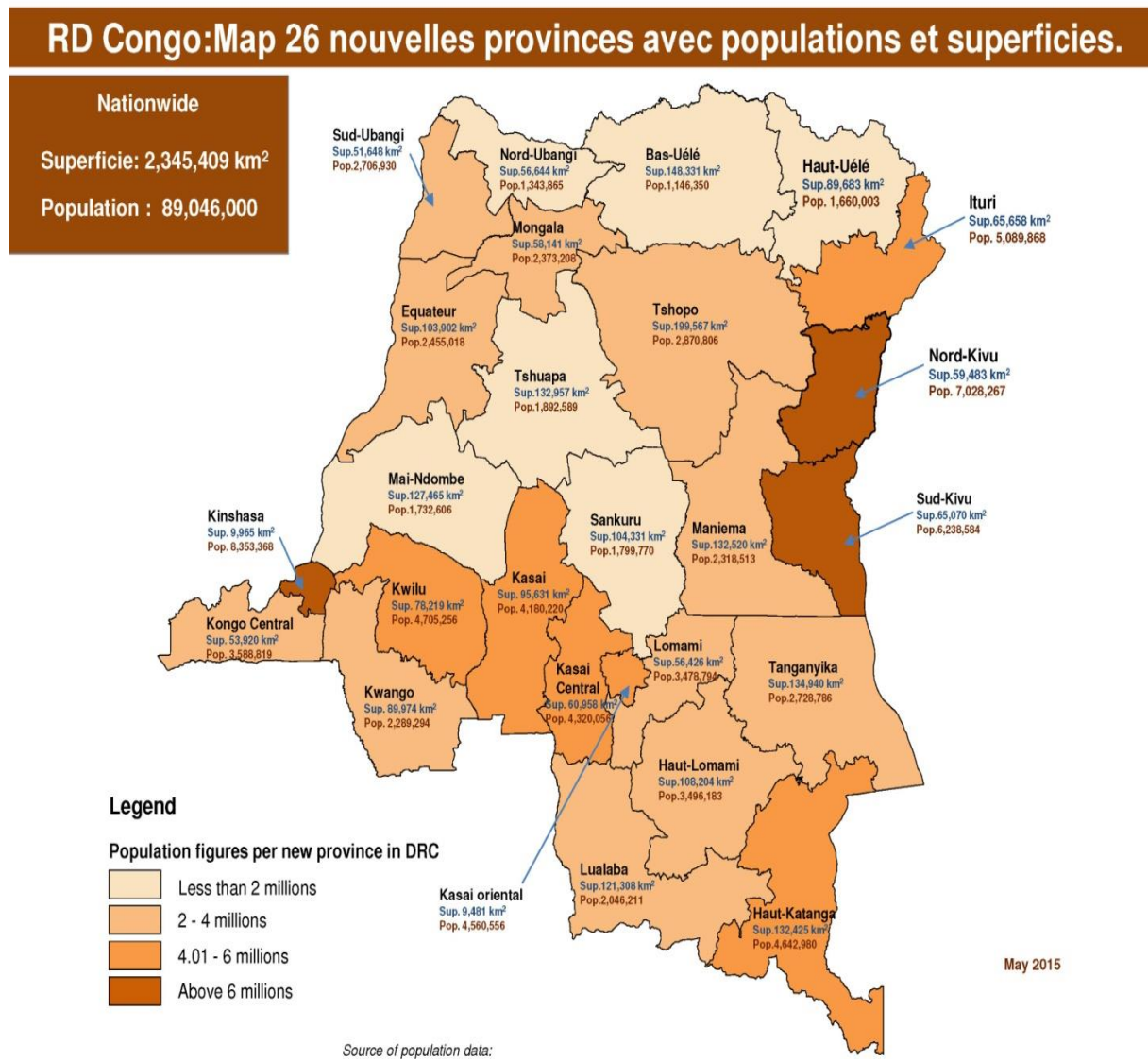
La zone géographique va de la province du Sud Kivu (Uvira-Bukavu), la province du Nord Kivu (Goma-Beni) et la province d'Ituri (Bunia) ;

5) **Axe Nord-Ouest :**

La zone géographique s'étend de la province de la Tshopo (Kisangani), aux provinces de Mongala (Bumba) et de l'Equateur (Mbandaka).

N.B : Enfin, Tout centre rural ou périurbain situé dans la périphérie immédiate ou hinterland d'une capitale de province, d'une agglomération urbaine ou d'une zone économique et entrant dans la zone d'influence du réseau existant ou en projet, est considéré comme faisant partie du périmètre du projet.

Figure n° 3: Carte de vingt-six (26) nouvelles provinces de la RDC avec population et superficie



Annexe 4 :

POSSIBILITES DE SOURCES ENERGETIQUES D'ALIMENTATION DES VILLES DE LA RDC (CHEFS-LIEUX DE PROVINCES ET GRANDES AGGLOMERATIONS URBAINES A FORTE DENSITE DEMOGRAPHIQUE).

POSSIBILITES D'ALIMENTATION DES CHEFS-LIEUX DE PROVINCES ET VILLES DE LA RDC							
PROVINCE	CHEF-LIEU	VILLES	POPULATIONS (habitants)	COORDONNEES GEOGRAPHIQUES	MODES D'ALIMENTATION ACTUELS EN ENERGIE ELECTRIQUE	SITES HYDROELECTRIQUES A PROXIMITE (10 km)	AUTRES POSSIBILITES D'ALIMENTATION
KONGO-CENTRAL	MATADI	MATADI (Capitale)	338.200	05°50'05" S 13°27'51" E	Site d'Inga (Ligne 132 kV) CHE de Mpozo (Ligne 30 kV)	Site d'Inga et Mpozo (6 MW)	NA
		Kimpese (Bangu)	136.000	05°33'25" S 14°27'47" E	CHE de Zongo 1 (Ligne 70 kV)	Site d'Inga et de Zongo (225 MW)	Site sur la rivière Kwilu 18 MW 05°36'53"S / 14°21'51" E, à 13 km de Kimpese
		Boma	481.500	05°49'54" S 13°04'09" E	Site d'Inga (Ligne 132 kV)	Site d'Inga	Ligne d'interconnection 400 kV Pointe Noire - Cabinda - Moanda - Boma - Inga
		Inkisi	130.000	05°08'04" S 15°03'06" E	CHE de Zongo 1 (Ligne 70 kV)	Site d'Inga et de Zongo (225 MW)	Site Kilemfu 30 MW sur la rivière Inkisi 04°58'46"S / 15°06'22" E, à 15 km
		Mbanza-Ngungu	140.000	05°14'46" S 14°51'53" E	CHE de Zongo 1 (ligne 70 kV)	Site d'Inga et de Zongo (225 MW)	Site Kilemfu 30 MW sur la rivière inkisi 04°58'46" S / 15°06'22" E, à 38 km
		Kasangu lu	45.000	04°35'27" S 15°10'18" E	Ligne 70 kV Zongo 1	Site d'Inga et de Zongo (225 MW)	NA
		Lukula	136.000	05°23'36" S 12°56'50" E	Site d'Inga (Ligne 30 kV poste 132/30 kV Boma)	Site d'Inga	Site sur la rivière Lukula (1 MW) 05°23'15" S / 12°54'52" E, à 3 km
		Tshela	120.000	05°00'18" S 12°57'41" E	Site d'Inga (Ligne 30 kV poste 132/30 kV Boma)	Site d'Inga	Site de Kikozo (1,6 MW) sur la rivière Lubuzi 12°58'36" E / 05°34'48" S, à 14 km
		Moanda	46.000	05°55'49" S 12°21'06" E	Centrale thermique à gaz (3,4 MW) de SNEL	Pas de site hydroélectrique à proximité	Centrale thermique à gaz de grande capacité à construire aux environs de Moanda Ligne d'interconnection 400 kV Pointe Noire - Cabinda - Moanda - Boma - Inga
		Luozi	24.000	04°56'38" S 14°07'36" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Luozi 3 MW 04°52'40" S 14°03'42" E, à 9 km	Site de Pioka 24 000 MW sur le Fleuve Congo 04°54'45" S 14°22'19" E, à 31 km
KINSHASA	KINSHASA	KINSHASA (Capitale)	12.000.000	04°19'23" S 15°17'40" E	Site d'Inga (2 lignes 220 kV) et Zongo 1 (ligne 132/70 kV)	Site d'Inga et de Zongo (225 MW)	Site de Kiudu (rapides de Kinsuka) 300 MW sur le Fleuve Congo 04°19'30" S / 15°12'51" E
KWANGO	KENGE	KENGE (Capitale)	80.000	04°48'30" S 17°02'30" E	Centrale thermique diesel 350 kW	Site sur la rivière Bakali (6 MW) situé à 6 km (04°47'27" S et 17°06'36" E)	Site Bamba sur la rivière Yambeshi (22 MW) 04°21'29" S 17°57'09, à 113 km de Kenge et 46 km de Masimanimba Site Kapanga (chutes destrain) 12 MW sur la rivière Wamba 04°51'26" S / 16°57'41" E, à 25 km Ligne HT Bukangalongo à Kenge 31 km
		Kahemba	85.300	07°17'40" S 18°57'37" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Kwilu (1,2 MW) 07°12'45" S 19°13'20" E, à 5 km	Site Gifutshi 6 MW sur la rivière Lutshima 07°16'09" S 18°52'54" E, à 10 km
		Kasongo-Lunda	125.100	06°28'22" S 16°48'40" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Mbwandu (0,9 MW) 06°32'02" S 16°51'44" E, à 2 km	Site sur la rivière Wamba 12 MW 06°23'56" S / 17°19'26" E à 57 km
KWILU	BANDUNDU	BANDUNDU (Capitale)	950.000	03°18'55" S 17°23'08" E	Site d'Inga (poste de Kimwenza 220/132 kV à Kinshasa)	Site d'Inga	Site sur la rivière Kasai 4 MW 03°17'32" S / 18°32'21" E, à 8 km
		Bulungu	220.000	04°32'21,92" S 18°36'00,78" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Kwilu 04°31'07,32" S / 18°34'39,46" E, à 3 km	Energie solaire

		Dibaya-Lubwe	88.900	04°09'06" S 19°51'24" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Kasai 4 MW 04°04'41" S / 19°41'26" E, à 20 km
		Gungu	61.200	05°43'58" S 19°18'59" E	Centrale thermique 350 kW	CHE de Kakobola en construction, avec 1 MW sur les 10,5 MW à installer	NA
		Idiofa	190.000	04°58'00" S 19°34'58" E	Centrale hydroélectrique 120 kW	CHE de Kakobola en construction, avec 1,5 MW sur les 10,5 MW à installer	Site Banda sur la rivière Lubwe (36 MW) 05°19'39" S 19°37'04" E, à 42 km d'Idiofa et 90 km de Kikwit
		Kikwit	1.200.000	05°01'39" S 18°47'45" E	Centrale thermique diesel 2 x 850 kVA	CHE de Kakobola en construction, avec 6,5 MW sur les 10,5 MW	Site Kitona Ippens sur la rivière Luie (10 MW) 05°28'29" S 17°41'36" E à 127 km
		Mangai	94.000	04°04'31" S 19°35'29" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Kasai (4MW) 04°04'41" S 19°41'26" E, à 10 km	NA
		Masi-Manimba	156.300	04°46'18" S 17°54'37" E	Groupe électrogène 350 kW	Site sur la rivière Lukula (0,9 MW) 17°55'27" E 04°45'17" S, à 9 km	Site de Bangi 12 MW sur la rivière Lukula 04°28'03" S 17°57'18" E, à 40 km en aval du premier situé à km de la ville
MAI-NDOMBE	INONGO	INONGO (Capital e)	137.000	01°55'44" S 18°17'27" E	Centrale thermique 120 kW	Pas de site à proximité	Energie solaire
		Bolobo	120.000	02°09'28" S 16°14'02" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Energie solaire
		Nioki	150.000	02°43'09" S 17°41'22" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Mfimi (2 MW) 02°43'58" S 17°38'37" E, à 6 km	NA
KASAI	TSHIKAPA	TSHIKAPA (Capital e)	300.000	06°25'34" S 20°47'25" E	Centrale hydroélectrique de Lungudi 1 1,5 MW	Sites de Lungudi 9,5 MW 06°30'06" S 20°53'21" E	Site sur la rivière Luangatshimo 70 MW 06°51'58" S 20°57'58" E, à 56 km
		Ilebo	246.000	04°20'08" S 20°34'47" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Kasai (5 MW) 04°20'13" S 20°35'04" E, à 10 km	NA
		Luebo	152.000	05°24'37" S 20°55'46" E	Centrale thermique SNCC + SNEL (2 MW)	Site sur la rivière Lulua 15 MW 05°16'46" S 21°18'15" E, à 14 km d'Ilebo et à 55 km de la cité de Mweka (66.000 habitants)	NA
KASAI-CENTRAL	KANANGA	KANANGA (Capital e)	1.170.000	05°54'04" S 22°25'26" E	Centrale thermique 4,8 MW (SNEL) et une centrale hybride solaire/diesel de 3,4 MW (Privée)	CHE de Katende en construction, avec 25 MW sur les 64 MW à installer	NA
		Tshimbulu	96.000	06°28'41" S 22°51'41" E	De petits groupes thermiques individuels	CHE de Katende en construction, avec 8 MW sur les 64 MW à installer	Site Tubi Tubidi 15 MW sur la rivière Lubi 06°51'26" S 23°04'06" E, à 10 km
KASAI-ORIENTAL	MBUJIMAYI	MBUJIMAYI (Capital e)	1.516.000	06°08'39" S 23°35'43" E	Centrale hydroélectrique de Lubilanji 1 & 2 et Tshala 1 (10,5 MW) (Privées)	CHE de Katende en construction, avec 29 MW sur les 64 MW à installer	NA
		Miabi	80.000	06°12'21" S 23°23'32" E	Centrale hydroélectrique Muovo/AHNUI 4,5 MW (Privée)	Site sur la rivière Muovo (7 MW) 06°21'56" S / 23°22'55" E, à 6 km	NA
		Tshilenge	70.000	06°14'07" S 23°45'23" E	De petits groupes thermiques individuels	Site sur la rivière Lubulanji (4 MW) 06°12'57" S / 23°45'50" E, à 6 km	NA
LOMAMI	KABINDA	KABINDA (Capital e)	176.500	06°08'02" S 24°29'04" E	Centrale thermique 350 kW	Site sur la rivière Ludimbi 0,5 MW 06°56'46" S / 24°30'20" E, à 9 km	Site sur la rivière Lukashi (3,2 MW) 06°04'53" S 19°33'57" E, à 36 km
		Lubao	151.000	05°22'50" S 25°44'22" E	Centrale thermique 320 kW	Site sur la rivière Lomami 3 MW 05°24'27" S / 25°37'07" E, à 10 km	NA
		Lukalaba	55.000	06°29'36" S 23°39'12" E	De petits groupes thermiques individuels	Site Tshibata sur la rivière Monzo 1 (0,15 MW) 06°32'04" S / 23°46'21" E, à 5 km	Energie solaire + développement du site de Tshibata

		Mwene Ditu	1.250.000	07°00'25" S 23°27'11" E	Centrale thermique SNEL et SNCC 0,9 MW	Pas de site à proximité	Site de Tshilomba sur la rivière Luilu (28 MW) 07°04'54" S 23°35'34" E, à 17 km, pouvant alimenter aussi la ville de Ngandajika à 55 km (vol d'oiseau)
		Ngandajika	120.000	06°44'11" S 23°57'10" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Site de Tshilomba sur la rivière Luilu (28 MW) 07°04'54" S 23°35'34" E, à 55 km
SANKURU	LUSAMBO	LUSAMBO (Capital e)	155.000	04°58'32 S 23°26'31" E	Centrale thermique 352 kW	Site sur la rivière Lubi (1,4 MW) 05°02'14" S 23°27'58" E, à 4 km	Energie solaire + développement du site de la Lubi
		Bena Dibebe	84.000	04°05'58" S 22°49'58" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Sankuru 3 MW 04°06'45" S 22°51'51" E, à 5 km	NA
		Lodja	230.000	03°31'24" S 23°35'54" E	Centrale thermique 180 kW	Pas de site à proximité	Site de shele Esambo (15 MW) sur la rivière Luvili 03°28'17" S 23°35'21" E, à 23 km
HAUT-LOMAMI	KAMINA	KAMINA (Capital e)	464.000	08°43'55" S 24°59'06" E	CHE de Kilubi 9 MW	Site de la CHE de Kilubi	Site de Kalengwe sur la Lualaba 200 MW 09°15'11" S 25°46'24" E, à 62 km de Kamina, pouvant desservir Bukama (48.000 hab) à 15 km et Luena (24.000 hab) à 18 km
LUALABA	KOLWEZI	KOLWEZI (Capital e)	500.000	10°42'43" S 25°27'14" E	Réseau interconnecté Sud	CHE Nzilo 1, Nseke, Mwadingusha et Koni	Sites de Nzilo 2 (120 MW) 10°30'30" S / 25°28'30" E, à 23 km et de Busanga (240 MW) 10°07'17" S / 25°24'33" E, à 95 km
		Kasaji	75.000	10°22'23" S 23°26'39" E	Pico centrale hydroélectrique de 40 kW (Privée)	Site sur la rivière Lulua 2 MW 10°29'35" S 23°23'15" E, à 13 km	NA
HAUT-KATANGA	LUBUMBASHI	LUBUMBASHI (Capital e)	2.000.000	11°39'29" S 27°29'27" E	Réseau interconnecté Sud	Pas de site à proximité	NA
		Kipushi	50.000	11°45'31" S 27°14'31" E	Réseau interconnecté Sud	Pas de site à proximité	NA
		Likasi	625.000	10°59'20" S 26°44'07" E	Réseau interconnecté Sud	Pas de site à proximité	NA
TANGAN YIKA	KALEMIE	KALEMIE (Capital e)	557.000	05°58'04" S 29°10'00" E	CHE de Kiyimbi 17,5 MW	Site de Kiyimbi (17,5 MW) extensible à 43 MW	Ligne d'interconnexion 220 kV Bendersa-Fizi-Uvira-kilubi-Kamanyola-Bukavu
		Kongolo	180.000	05°22'34" S 27°00'08" E	Centrale thermique 250 kW	Pas de site à proximité	Site sur le Lualaba (36 MW) 05°20'27" S / 27°00'13" E, à 13 km de Kongolo, pouvant alimenter aussi les cités de Kabalo (32.000 hab) à 89 km et de Nyunzu (30.000 hab) à 126 km
		Manono	170.000	07°17'21" S 27°27'05" E	CHE de Mpiana Mwanga 29 MW (inondée depuis 1998) (Privée)	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Luvua (Mpiana Muanga 2) 10 MW 07°38'50" S 28°07'46" E, à 82 km et à 12 km en aval de Mpiana Mwanga 1
MANIEMA	KINDU	KINDU (Capital e)	453.000	02°55'50" S 25°55'27" E	CHE de Lutshurukuru 4,5 MW (Privée) fournissant 1,4 MW à Kindu	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Eilila (3 MW) 02°47'08" S / 26°01'52" E, à 20 km
		Kalima	162.000	02°42'52" S 26°17'23" E	CHE de Ambwe 1,6 MW	Site de la CHE de Ambwe 02°42'52" S 26°17'21" E à 3 km	NA
		Kasongo	175.000	04°25'24" S 26°39'58" E	Centrale thermique 180 kW	Pas de site à proximité	Site sur le Lualaba (46 MW) 04°58'39" S / 26°25'49" E, à 22 km de Kasongo, pouvant aussi alimenter la cité de Kongolo (42.000 hab) à 42 km
		Lubutu	182.000	00°44'24" S 26°34'57" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site de Bitule (1,5 MW) sur la rivière Otako 0°44'06" S 26°34'32" E, à 10 km	Energie solaire

		Punia	146.000	01°27'20" S 26°25'46" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site de Kakese (34 MW) sur la rivière Uru 01°38'48" S / 27°04'19" E, à 9 km	NA
SUD-KIVU	BUKAVU	BUKAVU (Capital e)	900.000	02°30'12" S 28°51'01" E	Réseau interconnecté Est	CHE de Ruzizi 3 en construction	NA
		Baraka	150.000	04°06'03" S 29°05'38" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Ligne HT au départ du site de Ruzizi 3 à 80 km via la ville d'Uvira
		Kamituga	152.000	03°32'27" S 27°41'36" E	Centrale hydroélectrique Mungombe 1,1 MW (privée)	Site de la CHE de Mungombe sur la rivière Zizi (3 MW) 03°31'14" S / 27°44'39" E à 5 km	NA
		Shabunda	125.000	02°41'29" S 27°20'43" E	Centrale hydroélectrique de Lubilu 0,7 MW (Privée)	Site de la CHE de Lubilu sur la rivière Ulindi 02°42'35" S / 27°21'41" E à 4 km	Site de la sur la rivière Ulindi 6 MW 02°42'41" S 27°23'01" E, à 14 km
		Uvira	172.000	03°23'31" S 29°07'48" E	Réseau interconnecté Est	Pas de site à proximité	CHE de Ruzizi 3
NORD-KIVU	GOMA	GOMA (Capital e)	723.000	01°39'32" S 29°13'13" E	Réseau interconnecté Est	Pas de site à proximité	CHE de Ruzizi 3
		Beni	355.000	00°30'48" N 29°27'20" E	Centrale thermique 1 MW	Site de Mahuma sur la rivière Talihya Sud 25 MW 00°08'43" N / 29°27'54" E, à 40 km	Site sur la rivière Semiliki 72 MW 00°25'28" N 29°33'34" E, à 25 km Ligne 220 kV Goma-Lubero-Butembo-Beni
		Butembo	120.000	00°07'36" N 29°18'12" E	Centrale thermique SNEL 1,25 kVA (désaffectée) CHE d'Ivugha 1,2 MW à l'arrêt depuis 2010	Pas de site à proximité	Site de Mahuma sur la rivière Talihya Sud 25 MW 00°08'43" N 29°27'54" E, à 90 km Ligne 220 kV Goma-Lubero-Butembo-Beni
		Oicha	80.000	00°39'06" N 29°29'44" E	Centrale thermique 600 kW	Site de Mbau sur la rivière Mamundioma 0,3 MW 00°42'21" N / 29°38'26" E, 10 km	Site sur la rivière Semiliki 72 MW 00°25'28" N 29°33'34" E, à 35 km
		Rutshuru	100.000	01°10'20" S 29°26'27" E	Centrales hydroélectriques privées (Mataba - 13 MW et Caritas: 0,6 MW)	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Rutshuru 10 MW 01°13'32" S 29°27'44" E, à 18 km en aval du premier
TSHOPO	KISANGANI	KISANGANI (Capital e)	1.646.000	00°32'14" N 25°10'00" E	CHE de Tshopo 18,8 MW	Sites de Tshopo 2 (20 MW) 00°32'43" N / 24°54'15" E	Site de Babeba 2 sur la rivière Tshopo 50 MW 00°57'39" N 25°13'52" E, à 52 km en amont de Kisangani, pouvant alimenter Bengamisa (20.000 hab à 12 km) et Yangambi (35.000 hab à 92 km)
		Basoko	92.000	01°14'08" N 23°36'36" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Anwimi (10 MW) 01°17'13" N / 23°45'20" E, à 10 km	NA
		Isangi	86.000	00°46'46" N 24°16'18" E	De petits groupes thermiques individuels	Site sur la rivière Lomami 6 MW 00°43'41" N / 24°13'08" E, à 5 km	NA
		Yangambi	72.000	00°45'51" N 24°28'29" E	Centrale thermique 1,5 MW (Privée)	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Lomami 6 MW 00°43'41" N / 24°13'08" E, à 25 km
HAUT-UELE	ISIRO	ISIRO (Capital e)	156.000	02°46'35" N 27°36'52" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Energie solaire Site de Mambenda 141 MW sur la rivière Nepoko 01°39'22" N 27°00'21" E à 136 km
		Aba	61.000	03°52'13" N 30°12'42" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Dungu 500 kW 03°49'04" N / 30°11'36" E, à 5 km	Energie solaire
		Dungu	86.000	03°48'49" N 28°34'08" E	Centrale hydroélectrique 520 kW (privée)	Site de Kibali 1,2 MW	Site Amali 4 MW sur la rivière Kibali 03°51'24" N 28°41'36" E, à 23 km
		Wamba	32.000	02°09'07" N 27°59'31" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Nepoko 60 MW 02°08'20" N 27°59'30" E, à 20 km

		Watsa	140.000	03°02'12" N 29°31'58" E	Centrale hydroélectrique 0,5 MW (Privée)	Site sur la rivière Kibali 1,2 MW 03°01'40" N / 29°31'36" E, à 7 km	Site sur la rivière Nzoro 2 (20 MW) 03°19'58" N 29°29'52" E, à 36 km
BAS-UELÉ	BUTA	BUTA (Capitale)	200.000	02°48'25" N 24°44'19" E	Centrale thermique 600 kW	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Uélé 30 MW 03°31'02" N 24°30'01" E, à 72 km et susceptible d'alimenter la ville d'Aketi à 75 km Site de Lepundungu (3 MW) sur la rivière Lubi 02°48'16" N 24°44'59" E, à 45 km
		Aketi	200.000	02°44'27" N 23°46'48" E	Centrale thermique 400 kW	Site de Mabinza (2 MW) sur la rivière Aketi 02°33'24" N / 23°38'25" E, à 6 km	Site sur la rivière Uélé 30 MW 03°31'02" N 24°30'01" E, à 103 km et susceptible d'alimenter le Chef-lieu (Buta) à 75 km
		Bondo	85.000	03°48'49" N 23°40'10" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Site sur la rivière Uélé (4 MW) 03°15'52" N 23°36'10" E, à 16 km
ITURI	BUNIA	BUNIA (Capitale)	900.000	01°34'14" N 30°14'46" E	Centrale hydroélectrique de Budana 10,3 MW (Privée)	Site de Budana (rivière Chari) à 12 km	NA
		Ariwara	146.000	03°07'53" N 30°41'57" E	De petits groupes électrogènes individuels	Pas de site à proximité	Energie solaire
		Aru	132.000	02°51'41" N 30°50'04" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière Kibali 1 MW 02°52'36" N / 30°50'21" E, à 2 km	Site de NguNgbu (12 MW) sur la rivière Nzoro à 36 km
		Mahagi	148.000	02°11'36" N 30°01'24" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site de Djagi sur la rivière Kibali 1,3 MW 02°19'24" N / 30°03'36" E, sur la rivière Ataruba à 7 km	Energie solaire + développement du site de Djagi
EQUATEUR	MBANDAKA	MBANDAKA (Capitale)	1.500.000	00°01'37" S 18°14'45" E	Centrale thermique 3,4 MW	Site sur la rivière Lolifa 9 MW 00°03'15" S / 18°17'41" E, à 10 km, avec comme inconvénient impact environnemental la délocalisation des populations suite à la construction, à travers la ville, du collecteur des eaux turbinées,	Implantation d'une STEP hybride solaire - diesel
		Basankusu	142.000	01°08'25" S 19°27'36" E	De petits groupes électrogènes individuels	Site sur la rivière de Maringa (1,3 MW) 01°11'48" S / 19°51'39" E, à 6 km	NA
MONGALA	LISALA	LISALA (Capitale)	184.000	02°09'49" N 21°30'30" E	Centrale thermique 700 kW	Site sur la rivière Langa Langa (2 MW) 00°09'43" N / 21°32'26" E, à 9 km	Energie solaire + Développement du site hydroélectrique de Langa Langa
		Bumba	130.000	02°11'22" N 22°28'36" E	Centrale thermique 500 kW	Site sur la rivière Molua (2 MW) 02°08'36" N / 22°26'42" E, à 1 km	Energie solaire + développement du site hydroélectrique de Molua
NORD-UBANGI	GBADOLITE	GBADOLITE (Capitale)	60.000	04°16'56" N 21°00'14" E	CHE de Mobayi avec 9,5 MW sur les 10,5 MW installés	Site de Mobayi Mbongo sur la rivière Oubangu, extensible à 29 MW	NA
		Mobayi Mbongo	12.000	04°18'03" N 21°11'25" E	CHE de Mobayi avec 1 MW sur les 10,5 MW installés	Site de Mobayi Mbongo sur la rivière Oubangi, extensible à 29 MW	
SUD-UBANGI	GEMENA	GEMENA (Capitale)	354.000	03°14'49" N 19°46'36" E	Centrale thermique 1,6 MW	Pas de site à proximité	Site de Bambura (15 MW) sur la rivière Lua Vunda 03°34'09" N 19°15'49" E, à 45 km Ligne HT Mobayi-Gbadolite-Businga-Gemena-Zongo, après épuisement de la capacité du site de Bambura
		Zongo	154.000	04°20'31" N 18°35'45" E	Centrale thermique 350 kW	Site Bubayo sur la rivière Oubangi (12 MW) 04°06'02" N / 18°39'42" E, à 10 km	Ligne Mobayi Mbongo-Gbadolite-Businga-Gemena-Zongo, après épuisement de la capacité du site de Bubayo
TSHUAPA	BOENDE	BOENDE (Capitale)	140.000	00°17'03" S 20°53'07" E	Centrale thermique diesel 350 kW	Site de Libongo Lokole (1,4 MW) sur la rivière Tshuapa 00°16'20" S / 20°53'33" E, à 3 km	Energie solaire + développement du site de Libongo Lokole