

# Projet Congo Epela

**Cartographie des villages dans les ETD et modélisation des micro-réseaux, avec mise à jour de la population et de la demande pour la plateforme Epela**

Gregory Ireland (M.Sc.)  
Avia Linke (M.Sc.)  
Catherina Cader (Ph.D.)

2024



Un projet par :



## Table des matières

1.	Introduction .....	3
2.	Méthodologie .....	4
2.1	Collecte de données et visites sur le terrain.....	4
2.2	Cartographie à distance et sélection des sites .....	5
2.3	Analyse du potentiel solaire PV .....	6
2.4	Estimation de la demande et modélisation .....	6
2.5	Optimisation du système énergétique .....	7
2.6	Limites de l'étude et mises en garde .....	7
2.7	Résumé des principales données de départ.....	8
3.	Résultats et discussion.....	11
3.1	Cartographie détaillée des villages des sites .....	11
3.2	Potentiel de production PV spécifique au site.....	18
3.3	Création d'un profil de demande pour les villages sélectionnés avec données des visites sur le terrain .....	19
3.4	Résultats de l'optimisation de la modélisation énergétique .....	21
4.	Données démographiques nationales et mises à jour de la demande pour la plateforme Congo Epela .....	28
5.	Conclusion .....	32

## 1. Introduction

Ce travail s'inscrit dans le cadre du "projet Congo Epela", dans lequel les chercheurs travaillent avec des organisations partenaires pour soutenir la planification de l'accès à l'électricité en République démocratique du Congo. Parallèlement à la modélisation du système énergétique des bâtiments, ils améliorent également la plateforme de visualisation en ligne [Congo Epela](#), mettent à jour les données et produisent des études de cas sur les options d'alimentation électrique décentralisée au niveau local. Ce projet est la troisième phase d'un [projet en cours](#) dans lequel le RLI est déjà impliqué depuis novembre 2020. Le RLI fait partie d'un consortium de projet qui travaille avec de nombreux acteurs locaux y compris les gouvernements nationaux et locaux, les représentants de la société civile et le secteur privé. Le projet est financé par une subvention du fonds "11th Hour Project" de l'American Jewish World Service. L'objectif de ce programme est de sensibiliser au changement climatique, à la gestion et à l'utilisation équitables des ressources et à la promotion de sources d'énergie renouvelables modernes et durables.

Dans ce rapport, des études de cas sur l'électrification par micro-réseaux et une cartographie détaillée des sites ont été réalisées. L'équipe de RLI a préparé quatre études de cas sur l'électrification par micro-réseaux pour plusieurs sites en RDC qui résident dans des ETD avec des redevances minières qui pourraient être dirigées vers des projets d'électrification. Les résultats de l'étude aident à rendre plus compréhensibles les informations de la plateforme de visualisation et leurs liens avec les mesures d'électrification réelles. Dans le cadre des études, nous avons, par exemple, identifié et hiérarchisé les sites, préparé des cartes SIG détaillées des bâtiments et des activités économiques, et optimisé sur le plan technico-économique les configurations des micro-réseaux sur la base des potentiels d'énergie renouvelable et des profils de demande estimés, et intégré des activités de collecte de données sur site pour plusieurs villages qui ont pu être visités par les partenaires du projet. Elles prennent en compte des combinaisons d'options d'approvisionnement en énergie telles que l'énergie solaire PV, le stockage par batterie, les systèmes de secours au diesel et les systèmes hybrides combinant plusieurs de ces options.

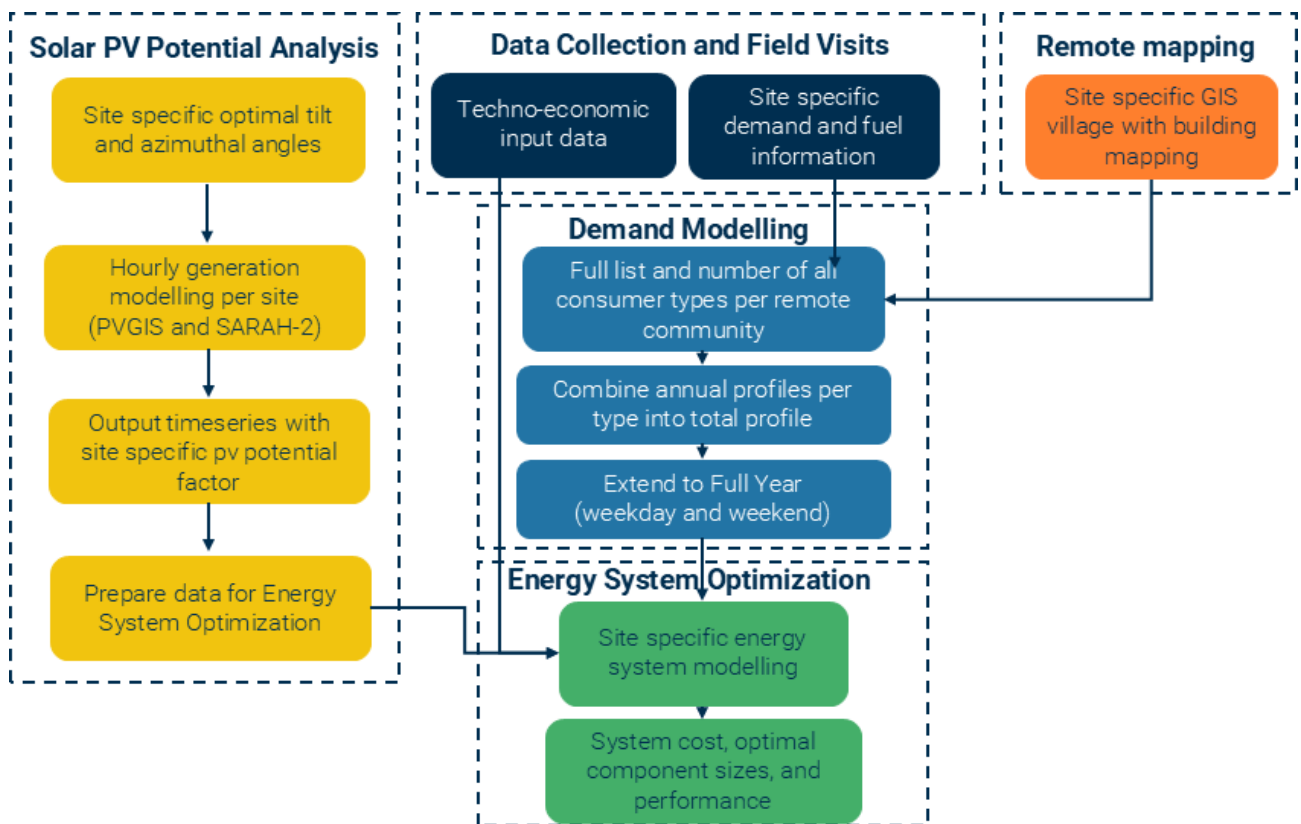
En parallèle, nous avons apporté des améliorations aux précédents modèles nationaux de population et de demande basés sur les clusters, utilisés dans la plateforme de planification de l'électrification Congo Epela. Ceci inclut des mises à jour des données de population actuelles et futures avec une calibration personnalisée possible pour chacune des 26 provinces de la RDC avec des totaux de population personnalisables. Des mises à jour de la demande ont également été effectuées pour le secteur de l'industrie lourde, y compris des estimations plus détaillées de la demande minière dans la région du Katanga en utilisant de nouvelles projections issues de recherches connexes, et les demandes de l'industrie lourde sont maintenant également allouées à plusieurs sites supplémentaires.

Ce rapport résume et explique la méthodologie utilisée et les résultats de notre travail. Il commence par une introduction, puis la deuxième section décrit l'approche et la méthodologie de l'étude, les résultats sont présentés dans la troisième section, et enfin, le rapport se termine par des discussions et des conclusions.

Les fichiers sources et résultant du modèle, y compris les hypothèses technico-économiques, les données cartographiques SIG, les profils de production solaire horaire, ainsi que les ventilations complètes des sorties du modèle et les fichiers de séries temporelles horaires, les scripts et le code, et les outils de personnalisation des feuilles de calcul sont fournis séparément du rapport.

## 2. Méthodologie

La méthodologie de modélisation du système énergétique adoptée dans cette étude de pré-faisabilité est résumée dans la **Figure 1** ci-dessous et comprend les cinq sections principales suivantes : "Collecte de données et visites sur le terrain", "Cartographie à distance et sélection de sites", "Analyse du potentiel solaire PV", "Estimation de la demande et modélisation" et enfin "Optimisation du système énergétique" (Figure 1). Chacune de ces méthodes est décrite dans ce chapitre. Ce processus complet est réalisé pour quatre villages isolés en utilisant des combinaisons de données collectées à partir d'images satellites, d'analyses documentaires et de visites sur le terrain.



**Figure 1. Aperçu de la méthodologie de modélisation pour les villages isolés**

### 2.1 Collecte de données et visites sur le terrain

Cette sous-section décrit la méthodologie employée pour la collecte des données, l'analyse de la littérature et les visites sur le terrain dans le cadre du projet de recherche.

Les visites sur le terrain ont joué un rôle crucial dans l'obtention d'informations précises sur les types de consommateurs d'électricité et les modèles de demande dans les villages étudiés. Au cours de ces visites, une liste complète de tous les types de consommateurs d'électricité prévus dans chaque village a été dressée, ainsi que le nombre total de chaque type. Toutes les classifications de bâtiments peu claires ou ambiguës ont été examinées et clarifiées, y compris les bâtiments cartographiés à distance qui ont été évalués pour

déterminer leur potentiel de demande d'énergie. Une attention particulière a été accordée aux enclos agricoles/animaux, aux toilettes, aux structures d'activités non énergétiques, aux bâtiments cachés sous les arbres et aux bâtiments inachevés en cours de construction.

Le type de consommateur d'énergie attendu pour chaque bâtiment a été identifié, en se concentrant sur les entreprises, les services publics tels que les centres de santé ou les écoles, les lieux de culte tels que les églises, et d'autres catégories de consommateurs pertinentes. Pour les villages qui ne disposaient pas de données validées sur les visites de sites, des données récentes provenant de GRID3, qui a cartographié les écoles, les églises et les centres de santé en République démocratique du Congo (RDC), ont été utilisées pour déterminer les totaux de ces types de clients spécifiques. Pour les autres types de consommateurs, des hypothèses

Pour d'autres types de consommateurs, des hypothèses ou des estimations ont été faites sur la base de la cartographie par satellite, classant généralement les grands bâtiments comme des utilisateurs non domestiques. Dans la mesure du possible, les proportions relatives de certaines entreprises par rapport aux ménages, issues des visites de sites disponibles, ont été utilisées pour estimer le nombre d'utilisateurs dans les sites non visités.

## **2.2 Cartographie à distance et sélection de sites**

Nos travaux antérieurs ont montré que dans de nombreuses régions de la RDC, les micro-réseaux seraient l'option la plus rentable pour électrifier un groupe de population. Une modélisation plus détaillée d'un échantillon de micro-réseaux, par exemple dans les villages où nos partenaires locaux s'engagent, rend la planification plus concrète, plus facile à appréhender et plus pertinente pour les investisseurs et les décideurs politiques.

Les aspects clés pris en compte pour la sélection des sites en vue d'une cartographie et d'une modélisation plus approfondies sont les suivants :

- Ils sont situés dans des ETD avec des redevances minières et un intérêt pour le développement de micro-réseaux.
- En général, les sites ont été choisis pour maximiser leur applicabilité économique, politique et sociale afin de soutenir la viabilité globale d'un développement potentiel de micro-réseau.
- Les sites sont potentiellement accessibles pour des visites de sites en vue d'une collecte de données supplémentaires s'ils sont choisis pour la modélisation, et également plus accessibles pour le développement éventuel d'un projet plutôt que des zones rurales très profondes.
- Les villages peuvent faire l'objet d'une cartographie manuelle complète de tous les bâtiments à distance avec un niveau de détail élevé à partir de l'imagerie satellite, compte tenu des ressources du projet et du temps disponible (c'est-à-dire qu'il n'y a pas trop de bâtiments).

Idéalement, les sites sont sélectionnés dans l'ETD pour une cartographie/visite/modélisation plus approfondie lorsque le chef de l'ETD est supposé vivre sur le site lui-même (découvert si possible grâce à la communication avec les partenaires locaux).

On s'attend à ce qu'il y ait des entreprises qui pourraient être des activités génératrices de revenus susceptibles d'améliorer les résultats socio-économiques futurs du projet et qui pourraient également être intéressantes d'un point de vue économique pour les développeurs de projets, car les entreprises pourraient constituer des "charges d'ancrage" dans un micro-réseau améliorant la viabilité financière d'un projet potentiel.

La cartographie spatiale, par exemple sur OpenStreetMap (OSM)<sup>1</sup> des maisons et/ou la géolocalisation de groupes de clients définis est une première étape pour soutenir une évaluation détaillée du site. Sur la base de cette évaluation et des connaissances acquises lors des visites sur le terrain en termes de demande prévue, des configurations détaillées du système peuvent être calculées afin d'identifier les solutions optimales et d'évaluer leur performance en fonction d'indicateurs de performance clés définis. Comme certains sites d'intérêt n'étaient pas encore disponibles dans OSM, une cartographie détaillée de plusieurs sites a été réalisée. Nous décrivons ici la méthode appliquée à cette fin, qui utilise les données satellitaires disponibles comme données d'entrée, QGIS<sup>2</sup> et JOSM<sup>3</sup> comme logiciels libres et OSM comme support pour publier les empreintes de bâtiments numérisées sous la licence ouverte OSM et en conformité avec les normes OSM.

Pour la cartographie, l'imagerie satellitaire de Google a été utilisée comme imagerie de base. En utilisant les barres d'outils Numérisation et Numérisation de forme, les bâtiments ont été numérisés et ajoutés à une nouvelle couche. Les ombres des bâtiments ont été prises en compte pour numériser la part correcte ainsi que les arbres, où les empreintes des bâtiments doivent parfois être estimées, si la couverture arborée est dense. La clé OSM "bâtiment" sera ajoutée à chaque élément dans la table d'attributs. Le fichier a ensuite été sauvegardé au format .geojson qui sera téléchargé dans le logiciel JOSM à l'étape suivante. Dans ce logiciel, il sera converti en format de fichier .osm. L'étape suivante nécessite le téléchargement de la représentation OSM réelle de ce site avant que l'outil de conflation ne soit utilisé pour éviter les doublons et les ambiguïtés. Une fois cela fait, l'outil de validation est appliqué pour éviter les erreurs générales, par exemple dans la table des attributs ou la géométrie des objets cartographiés. La dernière étape est le téléchargement vers OSM, pour lequel un enregistrement et une connexion à OSM sont nécessaires.

En plus de la cartographie des bâtiments comme fichier source pour la modélisation de la demande, les formes des limites des villages sont également adaptées pour refléter la couverture spatiale réelle du site.

---

<sup>1</sup> <https://www.openstreetmap.org>

<sup>2</sup> <https://qgis.org>

<sup>3</sup> <https://josm.openstreetmap.de/>

### 2.3 Analyse du potentiel solaire PV

Une analyse du potentiel de production d'énergie solaire photovoltaïque (PV) a été réalisée en plusieurs étapes pour chaque village modélisé afin de fournir les principales données de performance de la production d'énergie PV à utiliser dans l'étape de modélisation et d'optimisation du système énergétique. Les séries chronologiques de production solaire sont créées pour chaque village en combinant toutes les valeurs estimées des données d'entrée et en utilisant l'API PVGIS<sup>4</sup> (v5.2) avec les données satellitaires dérivées de SARAH 2 et l'emplacement spécifique de chaque site. Ce résultat prend la forme d'une série temporelle représentant une année entière (8760 heures) de production solaire PV attendue sur chaque site spécifique qui prend en compte les différentes conditions météorologiques sur chaque site au cours de l'année et les latitudes des sites qui affectent les positions relatives du soleil au cours de l'année. Aucune limite spécifique concernant la taille des panneaux solaires n'a été incluse dans la modélisation et l'optimisation du système énergétique est libre de choisir n'importe quelle taille de panneau solaire PV, car les études par satellite ont déterminé qu'il n'y avait pas de limitation d'espace pour construire un système solaire PV. Les détails concernant les paramètres utilisés et les valeurs définies dans l'API PVGIS sont énumérés dans le tableau 4, plus loin dans cette section. Les résultats de la série chronologique du PV solaire (.csv) pour tous les villages modélisés sont fournis avec ce rapport.

### 2.4 Estimation de la demande et modélisation

Une année complète de profils de demande d'électricité horaires typiques a été développée ou obtenue pour chaque type de consommateur inclus dans l'étude. Pour la demande des ménages, des profils de demande des ménages ascendants basés sur des enquêtes et créés avec RAMP<sup>5</sup> et des enquêtes sur l'énergie dans six provinces de la RDC de la phase 2 du projet ont été utilisés. La même classification de richesse estimée pour chaque village a été appliquée, correspondant à l'approche de modélisation de la phase 2 pour plus de cohérence. La modélisation RAMP du projet Enershelf a été utilisée pour différents types de centres de santé. Les profils du projet PeopleSuN ont été utilisés pour différentes entreprises consommatrices. Pour les églises, les écoles et d'autres applications à forte consommation d'énergie telles que les moulins agricoles, des profils ont été créés en utilisant la recherche documentaire des projets PeopleSuN<sup>6</sup> et CP-Nigeria<sup>7</sup>.

Enfin, un profil de la demande totale d'électricité du village pour chaque site modélisé a été créé en multipliant et en combinant les quantités relatives de chaque profil de demande type multipliées par le nombre prévu de ces types de consommateurs. Ce

---

<sup>4</sup> [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)

<sup>5</sup> F. Lombardi et. al, RAMP: stochastic simulation of user-driven energy demand time series, Journal of Open Source Software (2024).

<sup>6</sup> <https://www.peoplesun.org/>

<sup>7</sup> <https://community-minigrid.ng/en/>

processus a été réalisé à l'aide d'une feuille de calcul où les nombres de consommateurs pouvaient être personnalisés, mais où les profils de demande horaire annuelle type pour chaque type de consommateur restaient fixes. En suivant cette méthodologie, les profils de demande pour chaque village ont été préparés et prêts à être utilisés dans l'étape suivante d'optimisation du système énergétique. Cette approche globale a permis d'obtenir une compréhension approfondie des modèles de demande d'électricité pour les différents types de consommateurs dans les villages étudiés, fournissant ainsi une base solide pour l'analyse et la planification ultérieures.

## 2.5 Optimisation du système énergétique

Toutes les étapes et sources de données précédentes sont ensuite combinées dans un outil d'optimisation du système énergétique appelé offgridders<sup>8</sup> (basé sur le cadre oemof - "open energy modelling framework") qui est utilisé pour simuler les différentes configurations du système et les scénarios développés. Le modèle intègre la production potentielle d'énergie solaire PV des villages, ainsi que la demande d'énergie, pour créer un système optimisé qui équilibre l'offre et la demande d'énergie à chaque heure de l'année. L'outil simule chaque configuration du système sur une année complète de 8760 heures, avec l'objectif d'atteindre le coût total minimum du système sur sa durée de vie. L'objectif était de trouver la solution la plus rentable pour répondre de manière fiable aux besoins énergétiques des villages afin d'assurer l'accès à l'électricité grâce à des micro-réseaux solaires.

## 2.6 Limites de l'étude et mises en garde

Cette étude de pré-faisabilité pour l'électrification de quatre villages isolés en République démocratique du Congo à l'aide de micro-réseaux PV-diesel et PV-diesel-stockage présente plusieurs limites et mises en garde importantes qu'il convient de prendre en compte :

L'une des principales limites est l'absence de considérations sur les économies d'échelle pour les différentes tailles de micro-réseaux. Les systèmes de plus grande taille bénéficient généralement de coûts réduits par unité de capacité, ce qui peut modifier la viabilité économique de certaines configurations. Cette omission signifie que notre analyse peut sous-estimer les avantages potentiels de la mise à l'échelle des projets de micro-réseaux, en particulier dans les grandes communautés où les charges d'ancrage peuvent avoir un impact significatif sur l'économie et l'accessibilité financière du système.

Un autre aspect critique qui n'a pas été pris en compte dans cette étude est celui des coûts logistiques spécifiques au lieu. Ces dépenses peuvent être considérables pour les sites éloignés des principaux centres économiques et peuvent avoir un impact significatif sur la viabilité globale des projets de micro-réseaux dans les zones isolées. Sans l'intégration de ces coûts spécifiques au site, notre analyse pourrait surestimer la faisabilité de certains projets, en particulier ceux situés dans des régions extrêmement

---

<sup>8</sup> <https://offgridders.readthedocs.io/en/latest/Home.html>

éloignées.

L'étude se concentre également uniquement sur les technologies PV, diesel et de stockage par batterie, ce qui limite la portée des solutions énergétiques potentielles. Bien que d'autres énergies renouvelables, telles que l'énergie micro-hydroélectrique, doivent être envisagées lorsqu'elles sont réalisables en fonction de l'emplacement du site, d'autres sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie éolienne, la biomasse, le CSP et l'énergie géothermique, ne sont pas évaluées. Cette focalisation étroite peut négliger des alternatives viables qui pourraient être mieux adaptées à des contextes ou à des emplacements spécifiques.

En outre, l'analyse suppose des taux de connexion de 100 % dès la première année, ce qui se produit rarement dans les projets de micro-réseaux du monde réel. De nombreux micro-réseaux ruraux ne connectent qu'une partie des utilisateurs, en se concentrant généralement sur les ménages à revenus élevés situés au centre et sur les charges d'ancrage telles que les centres de santé, les écoles, les entreprises, les mines, les installations de fabrication, les unités de transformation agricole, les églises, les centres communautaires et les bureaux du gouvernement. Cette hypothèse peut conduire à une surestimation de la demande immédiate et du potentiel de revenus, ce qui pourrait fausser les projections financières pour les micro-réseaux.

En outre, l'étude s'appuie sur des modèles de demande simplifiés qui peuvent ne pas refléter avec précision les variations réelles des schémas d'utilisation de l'électricité en fonction des saisons, des jours de la semaine et des heures de la journée. En l'absence d'informations détaillées sur l'irradiation solaire et la demande locale d'électricité, l'étude s'appuie sur des hypothèses générales qui peuvent ne pas s'appliquer à des sites particuliers. Cette simplification pourrait conduire à des inexactitudes dans le dimensionnement des composants du micro-réseau et dans la prévision de l'efficacité opérationnelle.

Il convient également de noter que l'étude ne tient pas compte des facteurs sociaux et culturels potentiels susceptibles d'influencer l'adoption et l'utilisation des micro-réseaux. Les préférences locales, les habitudes énergétiques existantes et la dynamique communautaire peuvent jouer un rôle crucial dans la réussite des projets d'électrification, mais ces aspects ne sont pas explicitement pris en compte dans notre analyse.

Enfin, l'étude n'aborde pas les défis juridiques et réglementaires qui peuvent survenir lors de la mise en œuvre et de l'exploitation des micro-réseaux. Les questions liées à l'acquisition des terres, aux permis environnementaux et à la conformité avec les politiques énergétiques nationales ne sont pas abordées dans cette étude. Les questions liées à l'acquisition de terrains, aux permis environnementaux et à la conformité avec les politiques énergétiques nationales pourraient avoir un impact significatif sur les délais et les coûts des projets, mais elles ne sont pas examinées en profondeur ici.

Ces limites soulignent l'importance de mener des études approfondies sur des sites spécifiques et de consulter des experts locaux avant de procéder à la mise en œuvre effective du système. Les conditions réelles peuvent varier considérablement par rapport

aux scénarios modélisés, ce qui peut affecter la faisabilité et la configuration optimale des micro-réseaux dans des villages spécifiques. Il est essentiel de reconnaître que chaque village présente des défis et des opportunités uniques, nécessitant une approche personnalisée de l'électrification qui va au-delà des conclusions générales présentées dans cette étude de préfaisabilité.

## **2.7 Résumé des principales données de départ**

### **Scénarios pour chaque site isolé**

Notre étude d'optimisation du système énergétique se concentre sur quatre sites isolés : Kapanda, Mimbilu 1, Debungi et Mamfu/Mamfwe. Ces sites présentent des demandes énergétiques et des caractéristiques géographiques différentes, ce qui nécessite des analyses de scénarios adaptées à chaque site. Notre approche de modélisation prend en compte trois configurations principales de systèmes : PV + micro-réseau de groupes électrogènes, PV + micro-réseau de groupes électrogènes + stockage, et PV + micro-réseau de groupes électrogènes.

Le site de Kapanda, situé à (-10.48825, 25.63729), a la plus petite demande d'énergie parmi les quatre sites. Sa demande de pointe atteint 28 kW, pour une consommation annuelle totale de 102 MWh. Nous avons modélisé trois scénarios pour ce site, en considérant différents prix de carburant (1,2 \$, 1,8 \$ et 2,4 \$ par litre) et différentes allocations de pénurie de la demande maximale (0 %, 5 % et 10 %). Ces variations nous permettent d'évaluer l'impact des coûts des combustibles et des exigences de fiabilité sur la conception optimale du système.

Mimbilu 1, situé à (-11,73495, 27,34502), présente un profil de demande énergétique nettement plus élevé. Sa charge de pointe atteint 134 kW, avec une consommation annuelle de 514 MWh. Comme pour Kapanda, nous avons appliqué la même gamme de prix des combustibles et d'allocations pour pénurie de demande afin d'évaluer la sensibilité des solutions optimisées à ces variables.

Debungi, situé à (-6.28014, 23.31696), présente la demande d'énergie la plus élevée de tous les sites étudiés. Avec une charge de pointe de 336 kW et une consommation annuelle de 1 343 MWh, ce site nécessite un examen attentif de la capacité et de la configuration du système. Là encore, nous avons modélisé des scénarios avec des prix de combustibles variables et des allocations de pénurie de la demande pour identifier les solutions les plus rentables et les plus fiables.

Enfin, le site de Mamfu/Mamfwe, situé à (-10,65565, 25,70321), se situe entre Kapanda et Mimbilu 1 en termes de demande d'énergie. Sa charge de pointe est de 51 kW, avec une consommation annuelle de 198 MWh. Nous avons appliqué la même méthodologie que pour les autres sites, en examinant l'impact des différents prix des combustibles et des allocations pour pénurie de demande sur les systèmes énergétiques optimisés.

Sur tous les sites, notre approche de modélisation évalue de manière cohérente les performances des configurations micro-réseau PV + groupe électrogène et micro-réseau PV + groupe électrogène + stockage sous diverses contraintes économiques et de fiabilité (voir Tableau 1). Cette analyse complète nous permet de comparer les avantages de

l'intégration du stockage d'énergie et de déterminer l'équilibre optimal entre la production d'énergie renouvelable et les sources d'énergie conventionnelles pour les systèmes de secours pour chaque site isolé. En tenant compte des caractéristiques uniques de chaque site et des impacts potentiels des futures fluctuations des prix des combustibles et des exigences de fiabilité, notre étude vise à fournir des informations exploitables aux planificateurs énergétiques et aux décideurs politiques qui cherchent à développer des systèmes énergétiques durables et résilients pour ces communautés éloignées.

**Tableau 1. Résumé des scénarios des variables clés utilisées pour l'optimisation des systèmes énergétiques**

Localisation	Configurations du système	Demande	Sensibilités
<b>Kapanda - Luilu ETD</b> (-10.48825, 25.63729)	PV + groupe électrogène micro-réseau	<u>Max</u> : 28 kW <u>Total</u> : 102 MWh par année	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> : 1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		
	PV + groupe électrogène micro-réseau		
<b>Mimbilu 1 - Kaponda ETD</b> (-11.73495, 27.34502)	PV + groupe électrogène micro-réseau	<u>Max</u> : 134 kW <u>Total</u> : 514 MWh par année	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> :1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		
	PV + groupe électrogène micro-réseau		
<b>Debungi - Kakangayi ETD</b> (-6.28014, 23.31696)	PV + groupe électrogène micro-réseau	<u>Max</u> : 336 kW <u>Total</u> : 1,343 MWh par année	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> : 1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		
	PV + groupe électrogène micro-réseau		
<b>Mamfu/Mamfwe - Luilu ETD</b> (-10.65565, 25.70321)	PV + groupe électrogène micro-réseau	<u>Max</u> : 51 Kw <u>Total</u> : 198 MWh par année	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> : 1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		
	PV + groupe électrogène micro-réseau		

## Hypothèses technico-économiques clés pour la modélisation de l'optimisation des systèmes énergétiques

Un résumé des paramètres de départ technico-économiques les plus importants est inclus dans le tableau ci-dessous (Tableau 2). Tous les paramètres ne sont pas inclus afin d'améliorer la clarté du rapport. La liste complète de tous les paramètres de départ technico-économiques figure dans les feuilles d'entrée Excel ci-jointes.

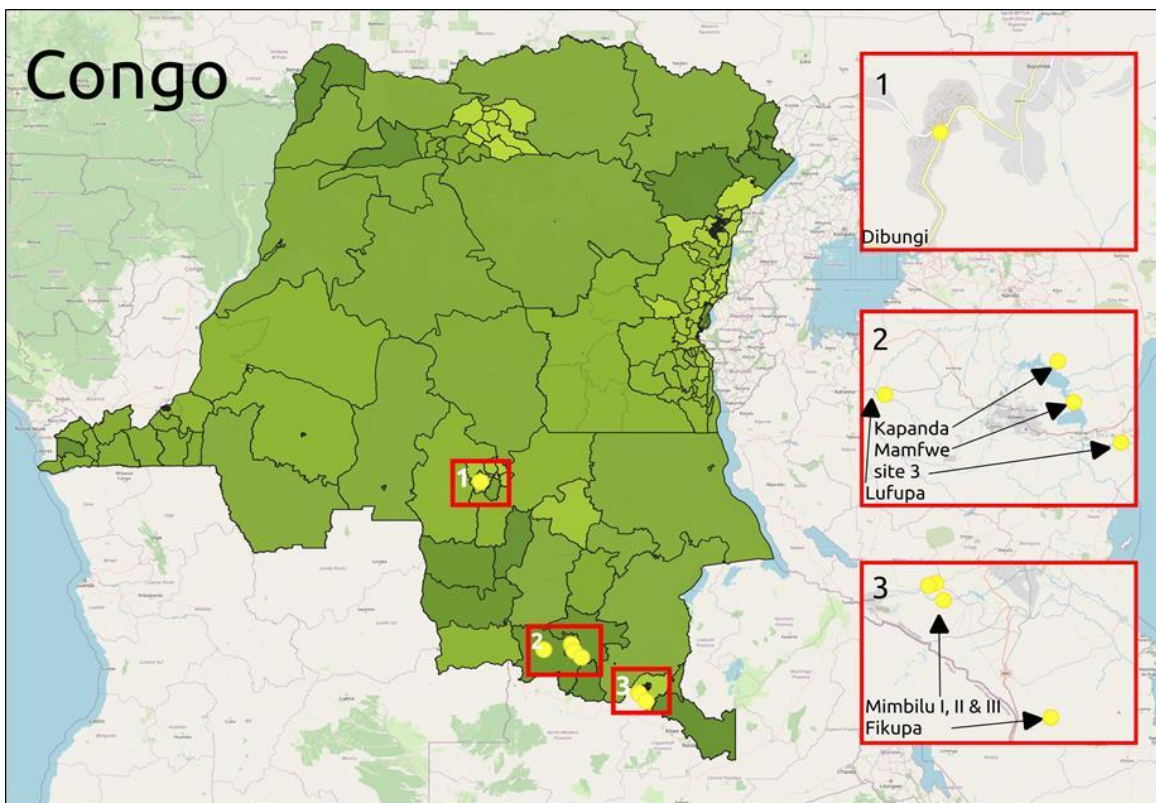
**Tableau 2 : Tableau récapitulatif des paramètres d'entrée les plus importants. Tous les paramètres sont inclus dans les fichiers de modèle ci-joints.**

Paramètre	Valeur	Unité	Lien/Source
PV solaire – Coût d'investissement	441	\$/kW	<a href="https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report">https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report</a>
PV solaire – Coût O&M	10	\$/kWp/a	<a href="https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report">https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report</a>
Onduleur et EMS	415	\$/kW	<a href="https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report">https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report</a>
Stockage – Coût d'investissement	314	\$/kWh	<a href="https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report">https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report</a>
Stockage – Coût O&M	10	\$/kWh/a	<a href="https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report">https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report</a>
Stockage – Efficacité de l'aller-retour	92%	%	<a href="https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report">https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report</a>
Groupe électrogène diesel - Coût de l'investissement	359	\$/kW	<a href="https://autolubumbashi.com/product/groupe-electrogene-12kw/">https://autolubumbashi.com/product/groupe-electrogene-12kw/</a>
Pénurie accordée	[0, 5, 10]	%	Hypothèse - tester la possibilité de ne pas desservir entre 0 et 10 % de la demande annuelle totale. Cette option peut réduire de manière significative le dimensionnement et les coûts du système.
Prix du combustible - Générateur thermique	[1.2, 1.8, 2.4]	\$/l	<a href="https://de.globalpetrolprices.com/Democratic-Republic-of-the-Congo/">https://de.globalpetrolprices.com/Democratic-Republic-of-the-Congo/</a> (1.2 taken at date of model runs, others used as sensitivities)
Carburant – Valeur de l'énergie	9.8	kWh/l	<a href="https://www.energie-lexikon.info/diesekraftstoff.html">https://www.energie-lexikon.info/diesekraftstoff.html</a>
Carburant – Facteur d'émission CO2	2.68	kgCO2eq/l	<a href="https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2_emission_factors_for_fossil_fuels_correction.pdf">https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2_emission_factors_for_fossil_fuels_correction.pdf</a>
Taux de rabais	9.6%	%	<a href="https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report">https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report</a>
Durée de vie économique du projet	20	années	Hypothèse. Période de garantie typique et durée de vie économique des systèmes PV. Utilisée dans la plupart des optimisations de systèmes PV.

### 3. Résultats et discussion

#### 3.1 Cartographie détaillée des villages des sites

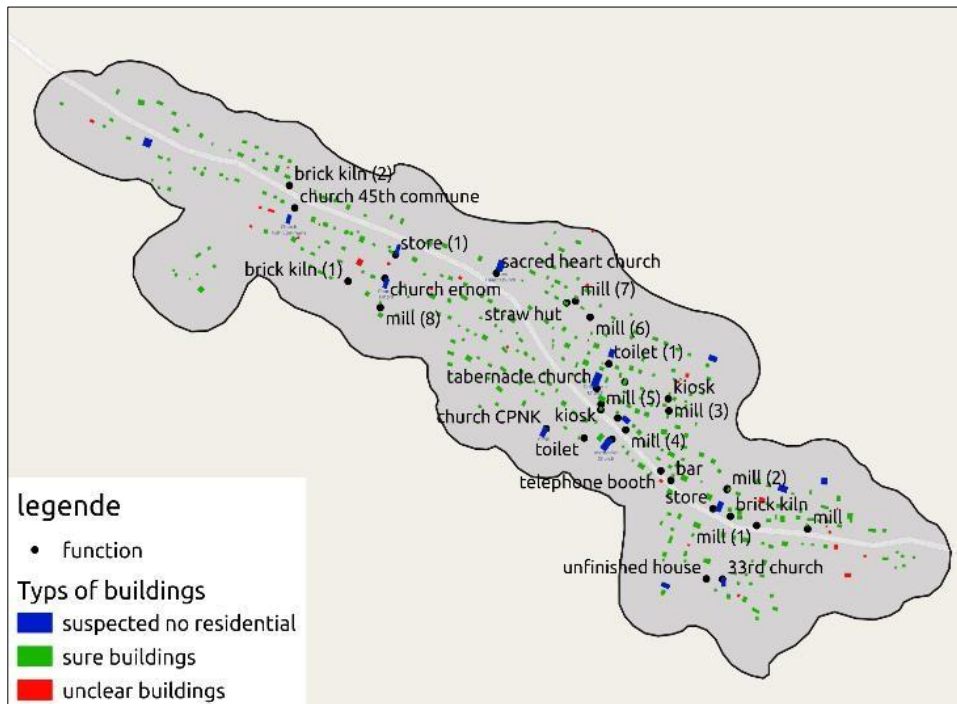
Dans le cadre de l'identification des centres de charge et de la collecte des données sources pour la modélisation énergétique, nous avons réalisé une cartographie manuelle à distance basée sur des images satellite de sites sélectionnés à travers la RDC dans les ETD avec des redevances minières. Les sites ont été sélectionnés sur la base de plusieurs caractéristiques, notamment la viabilité économique et politique générale d'un micro-réseau, la faisabilité de la cartographie manuelle à distance, l'accessibilité pour les visites de sites, la présence d'entreprises et de grandes entreprises. En étroite collaboration avec nos partenaires, nous avons décidé de cartographier les sites décrits dans la Figure 2. Au total, 9 villages ont été cartographiés avec toutes leurs données de construction téléchargées et vérifiées sur Open Street Maps (OSM). Sur ces 9 villages, 4 ont été sélectionnés pour la modélisation et l'optimisation détaillées du système énergétique, comme nous le verrons dans les sections suivantes du rapport.



**Figure 2 : Vue d'ensemble des villages cartographiés et de leur emplacement relatif en RDC. Les cartes en médaillon 1, 2 et 3 sont incluses pour montrer des cartes zoomées des villages regroupés.**

Les efforts de cartographie ont été divisés en deux parties, et dans la première partie du processus de cartographie, nous avons cartographié quatre sites dans la province de Lualaba, autour de la capitale de la province, Kolwezi. Le premier site de ce groupe est un village nommé Kapanda (Figure 3), situé sur la rive nord du lac Nzilo, à environ 25 km au nord-est de Kolwezi (-10,487833, 25,637500). Nous avons pu identifier un total de 373 bâtiments, dont 346 étaient des "bâtiments sûrs" pour lesquels nous avons une très grande confiance, et les 27 restants étaient des "bâtiments incertains" pour lesquels nous

ne savions pas s'ils étaient réellement des bâtiments ou s'il s'agissait de structures peu susceptibles d'avoir des besoins énergétiques, comme des toilettes, des entrepôts ou des enclos pour animaux, etc. Kapanda est également le site où nous avons eu le meilleur accès à des informations détaillées provenant d'une visite sur le terrain et d'une collecte de données auprès des partenaires du projet, ce qui nous a permis d'identifier les utilisations des bâtiments non résidentiels. Kapanda a été l'un des 4 sites sélectionnés pour la modélisation et l'optimisation du système énergétique, étant donné que nous disposions de données collectées sur place pour le village.



**Figure 3: Carte de Kapanda montrant les bâtiments identifiés et les points d'intérêt des visites de terrain superposés.**

Le deuxième village, Mamfwe, est situé au sud du premier site (-10.655361, 25.702861), de l'autre côté du lac (Figure 4). Il est situé juste à côté d'une ligne de transport d'électricité. Il compte un total de 738 bâtiments, dont 654 ont pu être identifiés avec certitude et 84 sont incertains. Mamfwe a été sélectionné pour une modélisation plus poussée du système énergétique car il était censé être plus accessible pour le développement futur du projet (sur une route de qualité raisonnable) que certains des autres villages, même s'il y a des lignes de transport d'électricité à proximité et visibles sur la carte.

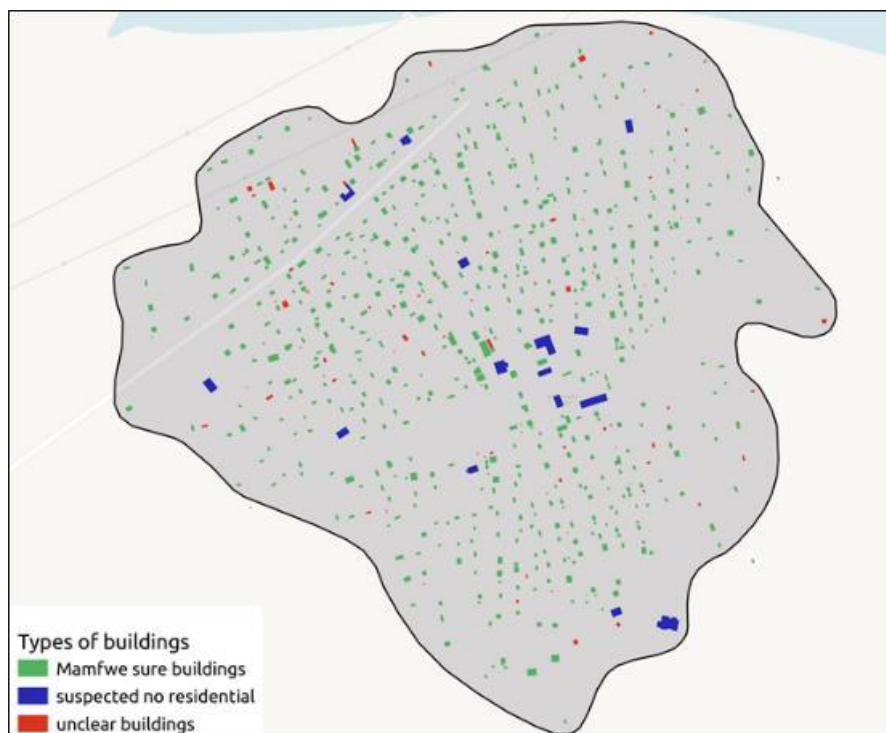


Figure 4: Carte de Mamfwe montrant les bâtiments identifiés et les lignes de transmission électrique visibles.

Le troisième site est situé à environ 40 km à l'est de Kolwezi, près de la rivière Kando (-10.823222, 25.894722), comme le montre la Figure 5. Nous l'avons appelé "site 3" car nous ne connaissons pas le nom du village. Nous avons rencontré des difficultés pour cartographier le site en raison d'un grand nombre de bâtiments très petits, ce qui a conduit à une plus grande proportion de bâtiments non clairs. Au total, 813 bâtiments ont été identifiés, dont 645 sont certains et 168 incertains.

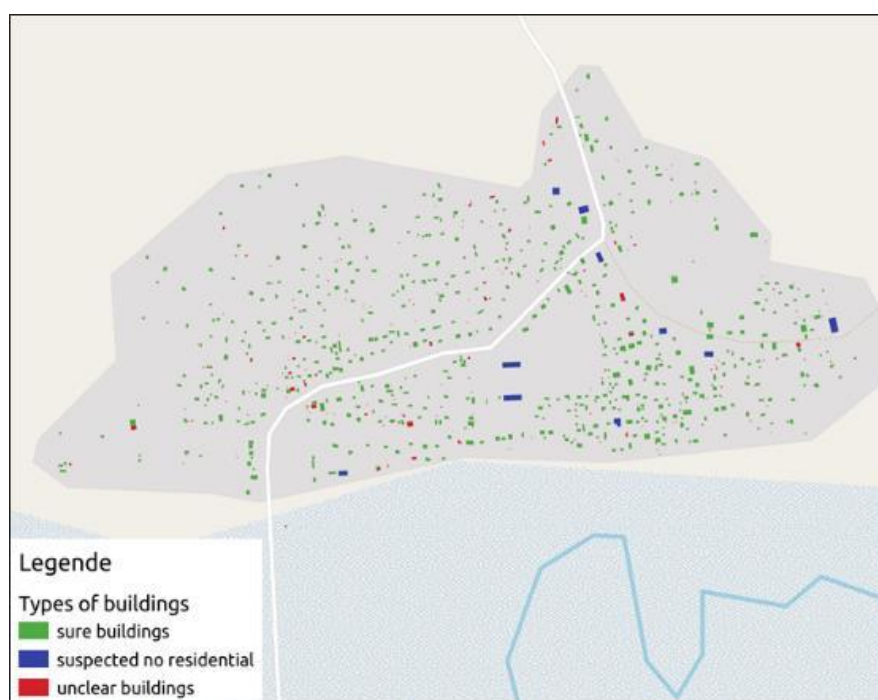
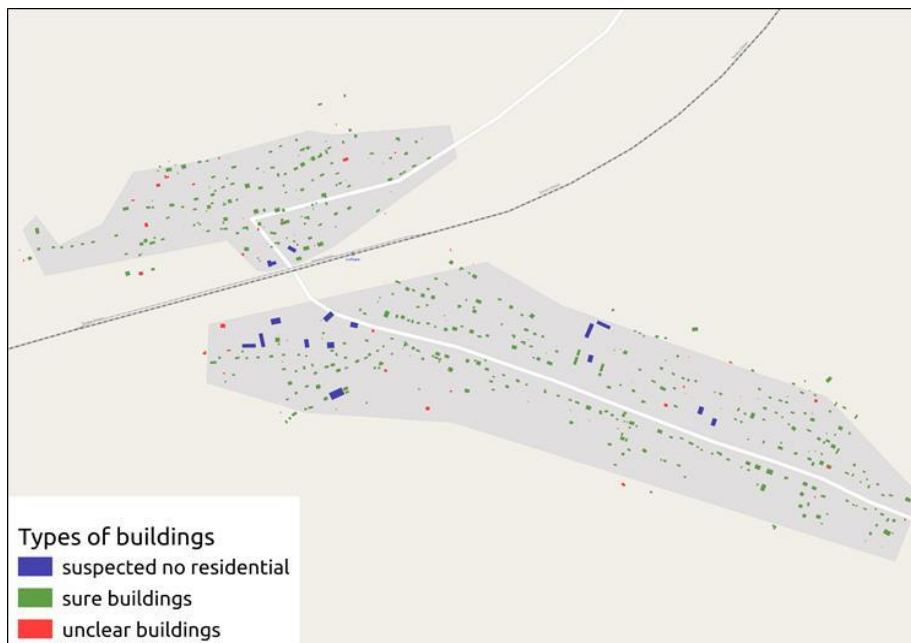


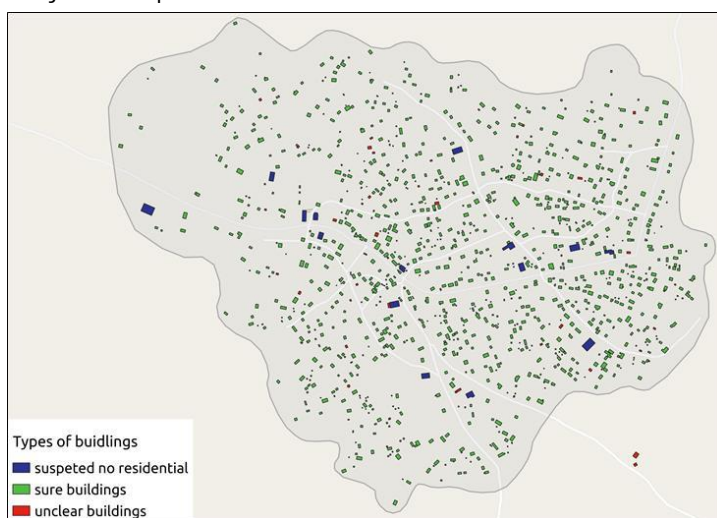
Figure 5: Carte du "site 3" montrant les bâtiments identifiés.

Le dernier village de la province du Lualaba à avoir été cartographié est Lufupa, situé à l'ouest de Kolwezi (Figure 6). Nous avons pu identifier un nombre total de 541 bâtiments, dont 492 bâtiments certains et 49 bâtiments incertains. Le village est situé sur une ligne de chemin de fer.



**Figure 6 : Carte de Lufupa montrant les bâtiments identifiés.**

Dans la deuxième partie, nous avons cartographié quatre sites supplémentaires dans la province du Haut-Katanga, dans le sud-est du pays. Le premier site de ce groupe est un village appelé Fikupa (Figure 7). Fikupa compte 1 130 bâtiments dont nous pouvons être certains et 87 bâtiments incertains, pour un total de 1 241. Il possède en outre une école et un centre médical déjà marqués sur les données OSM.



**Figure 7: Carte de Fikupa montrant les bâtiments identifiés**

Ensuite, trois parties différentes du village de Mimbilu ont été cartographiées (Mimbilu I, II et III). À Mimbilu I, nous avons identifié 1 160 bâtiments certains et 113 bâtiments suspects, soit un total de 1 273 (Figure 8). Ce village a été visité par les partenaires du projet et des points d'intérêt supplémentaires ont été collectés sur le terrain, qui ont été

utilisés dans l'étape de modélisation du profil de la demande. D'après les communications personnelles avec les partenaires du projet et les contacts locaux, on s'attend à ce que le chef de l'ETD vive à Mimbilu III, mais Mimbilu I est le plus grand des trois villages et abrite les bureaux administratifs, et a été sélectionné pour la modélisation et l'optimisation du système énergétique.



Figure 8 : Carte de Mimbilu I montrant les bâtiments identifiés. Les données de la visite sur le terrain ne figurent pas sur cette figure.

Sur la base des bâtiments cartographiés, la forme du village de Mimbilu I représentée dans OSM a été adaptée, car les entrées précédentes dans OSM montraient un contour beaucoup plus petit de la zone bâtie (Figure 9). La figure montre également une démonstration de l'avant et de l'après : alors qu'aucun bâtiment n'avait été cartographié sur OSM auparavant, tous les bâtiments sont désormais cartographiés et réintégrés dans la communauté open-source pour des efforts de développement similaires ou apparentés.

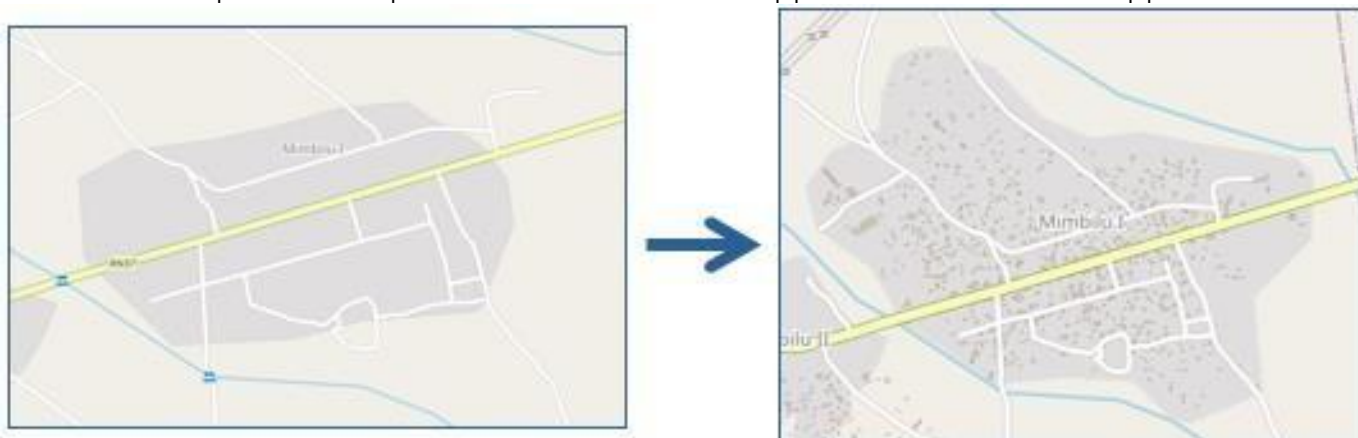
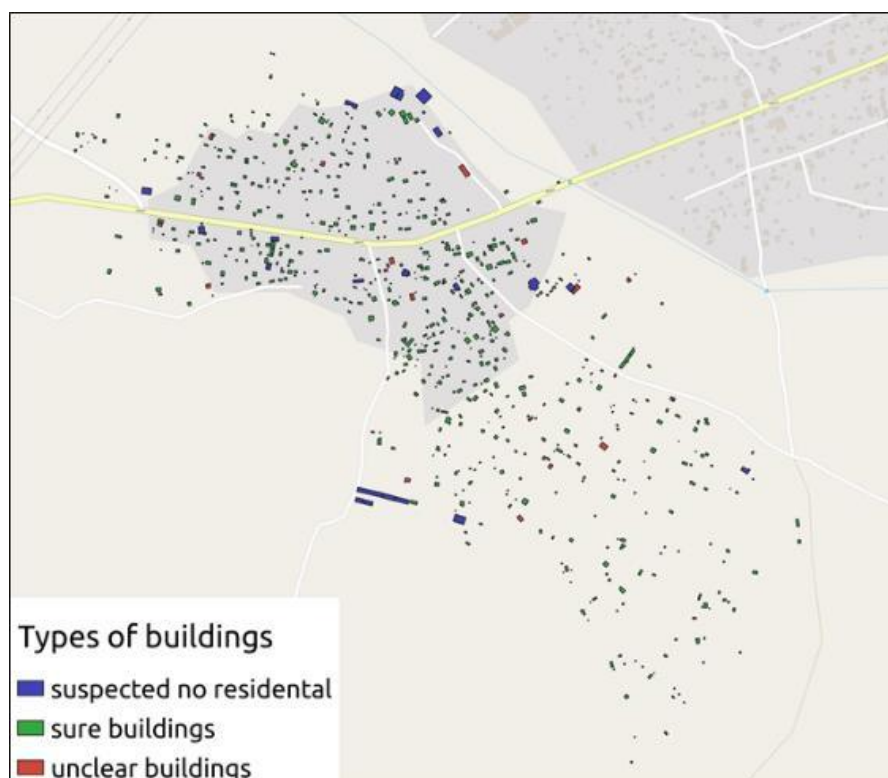
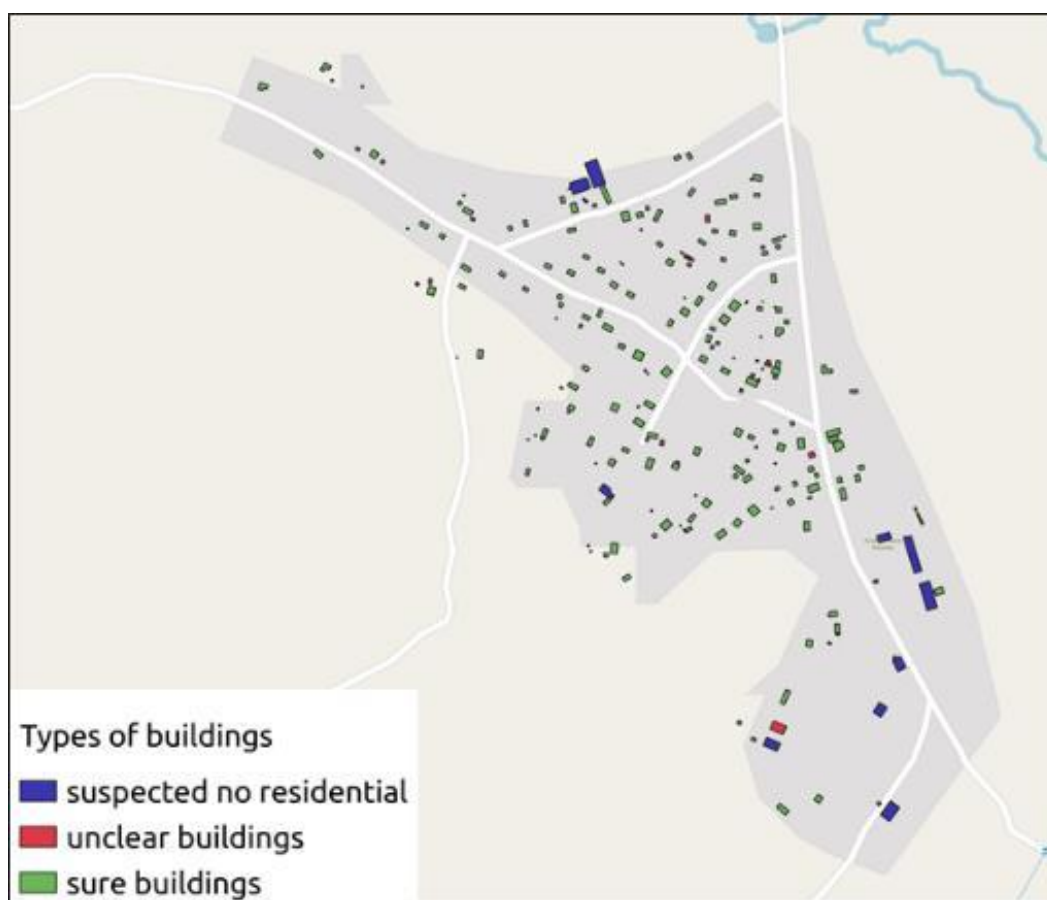


Figure 9 : Changements dans le contour et "avant et après" sur OSM de Mimbilu I.



**Figure 10 : Carte de Mimbilu II montrant les bâtiments identifiés.**

Le second site de Mimbilu compte 723 bâtiments, dont 601 sont certains et 122 sont présumés (Figure 10). Lors du téléchargement des bâtiments cartographiés dans OSM, la forme de l'arrangement des bâtiments affichée ne correspondait pas à l'étendue des bâtiments que nous avons cartographiés, qui était beaucoup plus grande. Nous supposons donc que le site s'agrandit rapidement et qu'il nécessite une mise à jour de la forme de ses limites dans OSM. Le dernier site de la grappe fait également partie de Mimbilu, mais il est nettement plus petit que les deux autres. Il compte un nombre total de 226 bâtiments, répartis en 195 bâtiments certains et 31 bâtiments présumés (Figure 11).



**Figure 11 : Carte de Mimbilu III montrant les bâtiments identifiés.**

Enfin, le village de Debungi dans la province du Kasai-oriental a été cartographié (Figure 12). Il s'agit du plus grand site cartographié avec 1 701 bâtiments certains, 204 bâtiments imprécis, ainsi que plusieurs bâtiments du marché central, soit 1 956 bâtiments au total. Des communications personnelles avec les partenaires du projet ont indiqué que le chef de l'ETD vit à Debungi, et Debungi a été sélectionné comme l'un des 4 villages avec une optimisation détaillée du système énergétique pour le développement d'un micro-réseau.



Figure 12 : Carte de Debungi montrant les bâtiments identifiés, zoom sur la place de marché dans le coin supérieur gauche

Overall, we mapped and published 2,465 buildings (2,137 certain buildings and 238 unclear buildings) in the three sites around Kolwezi mapped in the first part, and 5,344 buildings (4,787 clear buildings and 557 unclear ones) in the sites of second part.

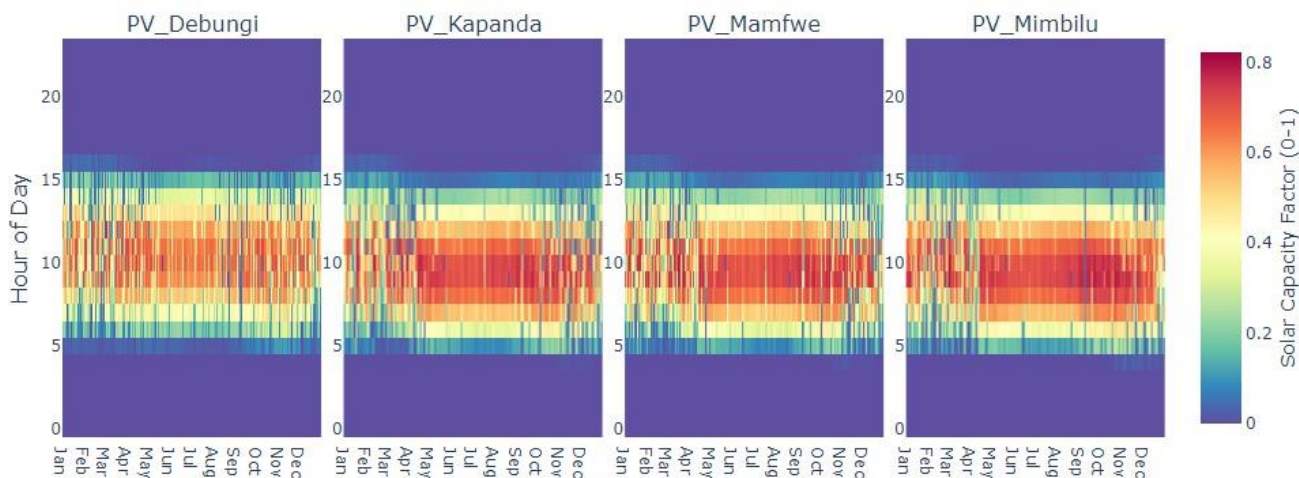
### 3.2 Potentiel de production PV spécifique au site

En suivant l'estimation de la performance PV et l'approche de modélisation décrite dans la section méthodologie ci-dessus, les principaux résultats de performance pour les 4 villages modélisés sont résumés dans le Tableau 3 ci-dessous. Pour démontrer les profils typiques de production solaire des 4 sites, une carte thermique annuelle de chaque site est montrée dans la Figure 13 - les différences de production totale peuvent être vues entre les sites avec la saison sèche persistant généralement au milieu de l'année qui a été modélisée. La légende de l'échelle des couleurs montre que le facteur de capacité de production maximale d'une installation solaire PV potentielle au cours d'une heure donnée atteint environ 80 %, ce qui est typique d'un système de ce type dans des conditions d'exploitation normales.

**Tableau 3. Performance PV modélisée de chacun des 4 sites du village**

Nom du site	Localisation (lat, long)	Facteur moyen de capacité PV (%)
<b>Kapanda</b>	(-10.48825, 25.63729)	17.913
<b>Mimbilu</b>	(-11.73495, 27.34502)	19.057
<b>Debungi</b>	(-6.28014, 23.31696)	16.914
<b>Mamfwe</b>	(-10.65565, 25.70321)	18.026

#### Solar PV Generation Annual Capacity Factor 'Heatmaps' Across Different Locations



**Figure 13 : Cartes thermiques du facteur de capacité annuel de la production solaire PV dans les 4 villages modélisés, montrant les tendances et les différences locales et saisonnières.**

Les résultats des séries temporelles du PV solaire (.csv) pour tous les villages modélisés sont fournis avec ce rapport. Ces séries temporelles sont "normalisées" avec leurs valeurs allant de 0 à 1 à chaque étape temporelle et ne sont pas le résultat attendu des sites après la modélisation et le dimensionnement avec l'optimisation du système énergétique car le modèle est libre de choisir n'importe quelle taille de système PV qui serait économiquement optimale dans chaque scénario, sensibilité ou configuration du système. Cette série temporelle normalisée et peut être considérée comme une série temporelle représentant le facteur de capacité d'un site PV potentiel pour chaque heure,

ou la production en kilowatts attendue pour chaque heure si une centrale PV de 1kWp était installée sur ce site. Sous cette forme, la moyenne de l'ensemble de la série chronologique de 8 760 heures sera identique au facteur de capacité moyen.

En outre, plusieurs des paramètres d'entrée clés utilisés dans l'API PVGISv5.2 sont également inclus dans le Tableau 4 ci-dessous avec des détails supplémentaires sur leur sélection ou des valeurs par défaut typiques.

**Tableau 4: Résumé des paramètres utilisés dans les calculs du potentiel PV et de la performance des villages**

Paramètre	Valeur	Description
<b>Version du modèle PVGIS</b>	5.2	Version de PVGIS utilisée dans l'analyse. La version 5.2 était la dernière disponible au moment de l'étude. Lien: <a href="https://pvgis.europa.eu/">PVGIS user manual - European Commission (europa.eu)</a>
<b>Latitude</b>	"par site"	Latitude de la localisation (en degrés décimaux).
<b>Longitude</b>	"par site"	Longitude de la localisation (en degrés décimaux).
<b>Facteur de perte du système</b>	14%	Autres pertes supplémentaires du système en fraction, y compris le câblage, les onduleurs, le vieillissement, la saleté - pas les pertes thermiques, d'ombrage ou de stockage. (PVGIS v5.2 par défaut 14% de pertes - typique pour les systèmes PV de ce type).
<b>Angle d'orientation du toit</b>	"optimisé par site"	L'azimut, ou l'orientation du système PV, dans le système PVGIS il s'agit de l'angle des modules PV par rapport à la direction du Sud. - 90° correspond à l'Est, 0° au Sud et 90° à l'Ouest. Cette orientation est optimisée par le système PVGIS pour chaque site et est généralement, dans la plupart des sites, une valeur proche de l'orientation "vers l'équateur".
<b>Angle d'inclinaison du toit</b>	"optimisé par site"	L'angle d'inclinaison des panneaux solaires par rapport au sol. Cet angle est optimisé par le système PVGIS pour chaque site. En général, cette valeur est proche des degrés de latitude.
<b>Lieu de montage</b>	"champs libres"	L'emplacement où les panneaux PV sont montés (bâtiment ou terrain libre).
<b>Technologie PV</b>	"crystSi"	Type de technologie PV (par exemple, "crystSi" pour le silicium cristallin). Cela n'affecte que les performances du système et les caractéristiques spectrales, et non le coût.
<b>Base de données sur les rayonnements</b>	"PVGIS-SARAH2"	La base de données satellite utilisée pour les calculs afin d'obtenir les composantes du rayonnement solaire, la couverture nuageuse, la vitesse du vent et la température ambiante (PVGIS- SARAH2).
<b>Année de données historiques</b>	2014	Année historique de l'irradiation solaire par satellite et des données météorologiques utilisées pour la simulation PV pour la simulation de l'énergie PV.

### 3.3 Création d'un profil de la demande pour les villages sélectionnés avec données des visites sur le terrain

Le processus de détermination des profils de demande d'électricité pour les villages implique plusieurs étapes d'intégration des données de cartographie par satellite, des observations sur le terrain, de l'analyse des données et de la modélisation de la combinaison des profils de demande.

En combinaison avec la cartographie par satellite et la numérisation, les visites sur le terrain permettent de mieux comprendre les besoins énergétiques du village et d'identifier les types de consommateurs nécessaires à la quantification de la demande. Tout d'abord, les types et les quantités de consommateurs d'électricité prévus sont répertoriés. Cela comprend des ménages, des entreprises, des services publics tels que les écoles et les

centres de santé, et des lieux de culte. Toute structure ambiguë (par exemple, les enclos agricoles, les toilettes ou les bâtiments en construction) est clarifiée en ce qui concerne leurs besoins en énergie. Pour les bâtiments éloignés ou non cartographiés, la demande énergétique est évaluée sur la base de l'utilisation prévue.

Dans les cas où les données relatives aux visites de sites ne sont pas disponibles, des sources alternatives telles que la cartographie GRID3 pour les écoles, les églises et les centres de santé sont utilisées. D'autres types de consommateurs sont estimés à partir de données satellitaires, en désignant souvent les grands bâtiments comme des utilisateurs non domestiques. Lorsque c'est possible, les proportions des types de consommateurs provenant des visites de sites sont appliquées pour estimer la demande pour les sites non visités.

Des profils de demande horaire d'électricité sont créés ou obtenus pour chaque type de consommateur sur une année complète. Pour les ménages, des profils ascendants basés sur des enquêtes et développés au cours de la phase 2 précédente de ce projet sont utilisés, en veillant à la cohérence avec les classifications estimées de la richesse des villages. Pour les centres de santé, la modélisation RAMP du projet Enershelf fournit des profils de demande sur mesure. Les profils des consommateurs des entreprises s'appuient sur les données du projet PeopleSuN, tandis que la demande pour les églises, les écoles et les applications à forte consommation d'énergie telles que les moulins agricoles est dérivée de la recherche documentaire, y compris les résultats des projets PeopleSuN et CP-Nigeria.

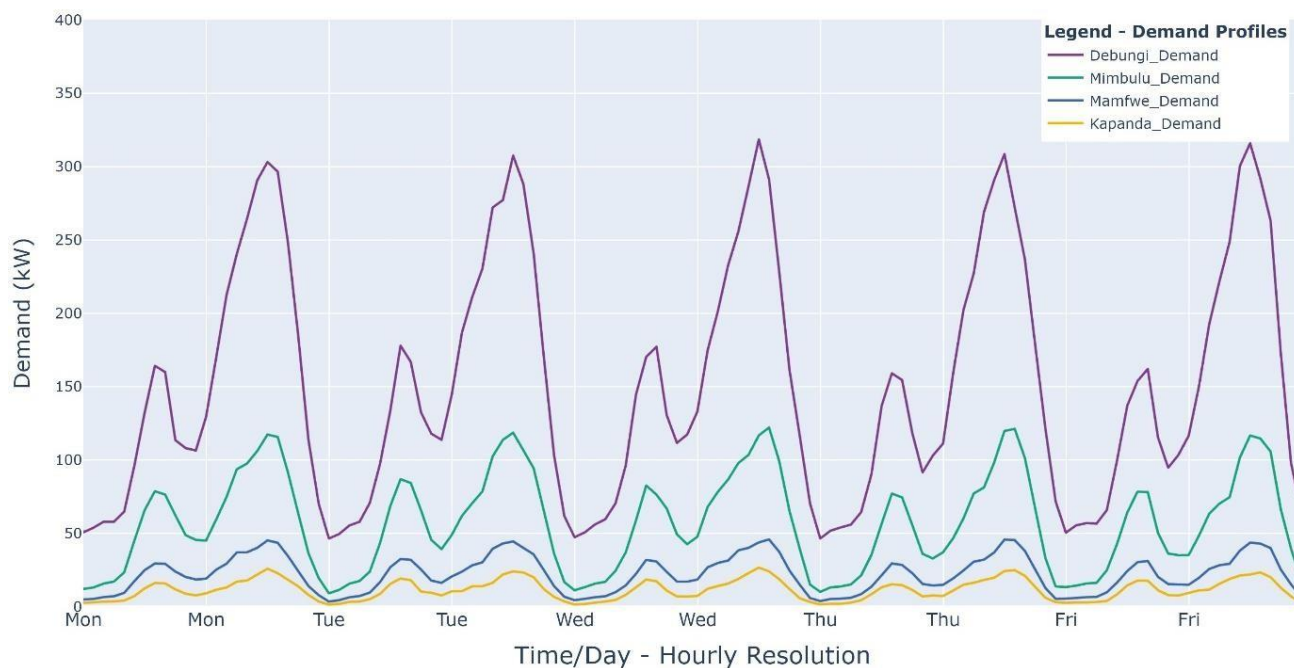
La dernière étape consiste à agréger les données de la demande pour tous les types de consommateurs dans un village. Pour ce faire, on combine les profils de demande horaire annuelle respectifs avec les quantités attendues pour chaque type de consommateur. Une feuille de calcul personnalisable facilite ce processus (partagée avec le rapport), permettant d'ajuster les nombres de consommateurs tout en gardant les profils de demande typiques fixes, ce qui permet de modifier facilement les profils de demande sans avoir besoin d'une modélisation RAMP détaillée ou de l'acquisition d'un profil de demande.

Une fois combinés en un profil de demande totale d'électricité pour les villages, les profils de demande horaire sont prêts à être utilisés dans l'étape de modélisation de l'optimisation du système énergétique. Des exemples de semaines de profils de demande horaire pour chacun des 4 villages modélisés, ainsi que des statistiques sommaires de la demande sont incluses dans la Figure 14. Les grandes différences dans la taille totale des villages ainsi que les différents niveaux de richesse estimés (qui influencent les niveaux de consommation) entraînent de grandes différences dans les profils des 4 villages finaux.

Les fichiers de données avec les totaux de consommateurs personnalisables et les profils typiques (.xlsx), les fichiers de cartographie des bâtiments, les points d'intérêt des visites de sites, et les données supplémentaires des installations GRID3 (.gpkg), ainsi que les 8760 profils finaux de demande horaire par village (.csv) sont partagés avec ce rapport. Les données originales sur les grappes à l'échelle nationale sont également disponibles

au format (.gpkg) avec les niveaux de richesse estimés par village.

### Village Electricity Demand Profiles - 4 Selected Sites in ETDs 1 Week shown - Full Year Modelled



Nom du site	Richesse estimée (3 niveaux)	Total de la demande annuelle (GWh)	Maximum de la demande (kW)	Minimum de la demande (kW)
Debungi	“Haute”	1.343	336.3	45.5
Mimbilu I	“Moyenne”	0.514	133.7	8.2
Mamfwe	“Moyenne”	0.198	51.0	3.1
Kapanda	“Basse”	0.102	27.9	1.4

Figure 14 : Profils modélisés de la demande totale d'électricité (en haut) et statistiques sommaires (en bas) pour les 4 sites qui ont été sélectionnés pour une optimisation plus détaillée du système énergétique. La figure de la série chronologique du haut montre une semaine des profils de demande modélisés, bien qu'une année complète de 8 760 heures ait été modélisée et utilisée.

### 3.4 Résultats de l'optimisation de la modélisation énergétique

Cette section présente les résultats de notre analyse de modélisation du système énergétique pour les villages isolés de la République démocratique du Congo. Notre étude se concentre sur les micro-réseaux hybrides PV-diesel-stockage, en examinant leur dynamique de fonctionnement, le dimensionnement optimal des composants et la viabilité économique. Nous avons analysé diverses configurations de systèmes, y compris les groupes électrogènes seuls, les groupes électrogènes PV+ et les groupes électrogènes PV+stockage, en tenant compte des différents prix des combustibles et des allocations de pénurie de la demande.

Notre analyse couvre quatre sites éloignés : Kapanda, Mimbilu 1, Debungi et Mamfu/Mamfwe. Pour chaque site, nous avons modélisé la dynamique des flux d'électricité sur des périodes à court terme (4 jours) et à long terme (365 jours) afin de mieux comprendre l'interaction entre la production PV, le stockage par batterie et le

fonctionnement des générateurs diesel. Ces simulations fournissent des informations précieuses sur l'efficacité des systèmes hybrides à répondre aux demandes d'énergie tout en minimisant l'utilisation du diesel et les coûts associés.

Les principaux aspects de notre analyse sont les suivants

1. Dimensionnement optimal des composants du système (capacité PV, capacité de stockage de la batterie, etc.)
2. Les coûts d'investissement initiaux pour différentes configurations du système
3. Les aspects opérationnels tels que la consommation de carburant, la part d'énergie renouvelable et les performances globales du système.
4. Tests de sensibilité sur les variables d'entrée telles que les prix des combustibles et les pénuries de demande maximales autorisées.

Afin de présenter nos conclusions de manière exhaustive, nous avons inclus des représentations tabulaires et graphiques des résultats. Le Tableau 5 résume tous les scénarios, toutes les configurations et toutes les variables d'entrée clés pour faciliter la consultation. Le Tableau 6 fournit une présentation détaillée des résultats et des configurations les plus pertinents pour chaque site, en se concentrant sur les scénarios avec un prix du diesel de 1,2 \$/litre et aucune pénurie de la demande autorisée.

La dynamique des flux d'électricité et l'état de charge du stockage (SOC) pour les villages isolés ont été modélisés à la fois sur des périodes à court terme (4 jours) et à long terme (365 jours). Ces analyses fournissent des informations précieuses sur le fonctionnement des micro-réseaux hybrides PV-diesel-stockage pour les villages isolés hors réseau en République démocratique du Congo. La dynamique de fonctionnement à court terme, telle qu'elle est illustrée de manière exemplaire pour deux sites dans la Figure 15, révèle des cycles quotidiens réguliers dans la demande d'électricité, avec des pics aux heures du matin et du soir, typiques des schémas d'utilisation en milieu rural. Les deux sites présentent des profils de demande similaires, ce qui suggère des habitudes de consommation d'énergie comparables au sein de ces communautés. Néanmoins, les demandes de pointe totales ne se situent pas dans la même fourchette pour les deux sites, Kapanda étant moins peuplé que Debungi. La production PV atteint son maximum vers midi, correspondant étroitement à la demande diurne, mais la dépassant souvent, en particulier à Kapanda. Cette production excédentaire indique le potentiel de stockage d'énergie supplémentaire ou de stratégies de réduction. Le stockage par batterie capte efficacement l'énergie PV excédentaire pendant la journée et la décharge principalement le soir et tôt le matin lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible. Le système de stockage fait preuve d'une capacité de déplacement de charge efficace, en alignant les périodes de décharge sur les pics de demande en dehors des périodes de production PV. Les générateurs diesel jouent un rôle minime, agissant principalement comme sources d'appoint pour maintenir l'approvisionnement lorsque le PV et le stockage ne peuvent répondre à la demande. L'analyse à long terme sur 365 jours (voir Figure 16) révèle des variations saisonnières de la production PV, plus prononcées à Kapanda. Le niveau de charge de la batterie présente d'importantes fluctuations saisonnières, s'adaptant aux variations de la disponibilité de l'énergie PV et de la demande. L'utilisation du générateur

diesel reste faible tout au long de l'année, servant principalement de source d'énergie supplémentaire pendant les périodes de production PV insuffisante ou d'épuisement du stockage.

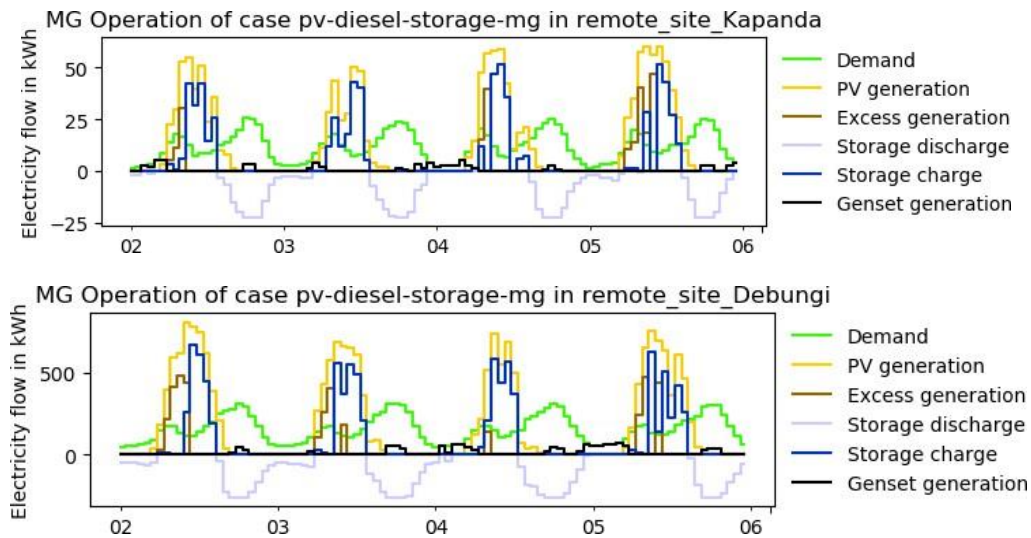
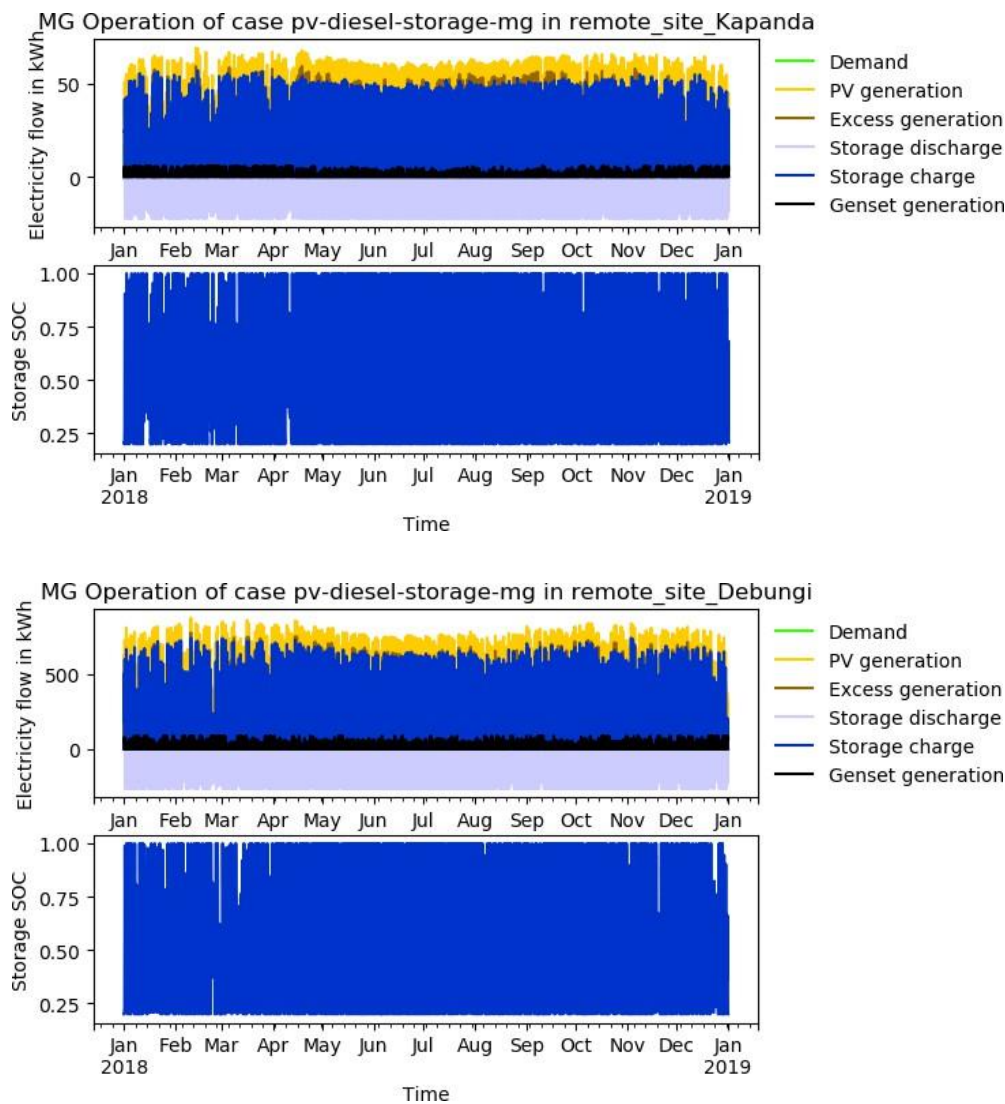


Figure 15 : Exemples de sorties de modélisation horaire pour deux sites éloignés différents, démontrant la dynamique horaire de fonctionnement pour 4 jours (de l'année complète). En haut : Kapanda. En bas : Debungi.



**Figure 16 : Sorties de modélisation horaires exemplaires pour deux sites éloignés différents pour une année complète du scénario de micro-réseau de stockage avec groupe électrogène. Profil horaire et stockage sur 365 jours. En haut : Kapanda. En bas : Debungi.**

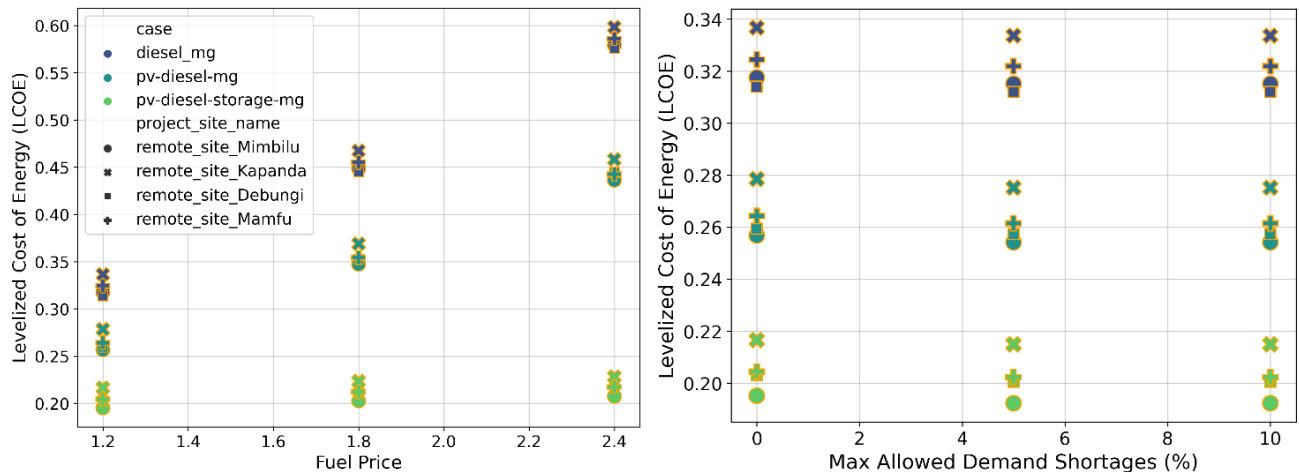
Le Tableau 5 résume tous les scénarios, configurations, sensibilités et autres variables d'entrée clés pour les quatre sites éloignés (Kapanda, Mimbilu 1, Debungi et Mamfu/Mamfwe) afin de pouvoir s'y référer facilement. Toutes les configurations du système doivent répondre à l'ensemble de la demande à toutes les heures de la journée de la série chronologique de la demande supposée, même pendant les périodes de forte demande ou de pannes potentielles. Nous avons testé toutes les configurations de système avec des prix de carburant de 1,2 \$/l, 1,8 \$/l et 2,4 \$/l. Le scénario "micro-réseau de groupes électrogènes" sert de référence pour comparer les autres scénarios. Le scénario "micro-réseau de groupes électrogènes" sert de référence pour comparer les autres scénarios et représente une configuration typique d'un système énergétique existant. Le résumé des résultats dans le Tableau 6 montre les résultats et les configurations les plus pertinents pour chaque site, en se concentrant sur les scénarios avec un prix du diesel de 1,2 \$/l et aucune pénurie de demande autorisée. Nous avons exclu les configurations et les sensibilités qui avaient un impact minimal sur les principales variables de sortie énumérées. Par exemple, les configurations avec stockage

qui disposent également d'un groupe électrogène ne sont pas présentées séparément, car elles n'ont pas modifié de manière significative les conceptions optimales du système. Plusieurs des résultats énumérés dans le Tableau 6 sont également présentés graphiquement dans les figures 16, 18 et 19 pour une comparaison visuelle entre les différents scénarios. Ces figures donnent un aperçu clair des performances des différents systèmes en termes de part d'énergie renouvelable, d'utilisation de combustible, de coûts initiaux et de coût de l'électricité nivelé (LCOE) pour chaque site isolé. En présentant les résultats sous forme de tableaux et de graphiques, nous visons à offrir une compréhension complète des configurations optimales des systèmes énergétiques pour chaque site isolé, en tenant compte de leurs profils de demande uniques et de leurs caractéristiques géographiques. Cette approche permet une évaluation approfondie des compromis entre les composants du système, les coûts et l'impact sur l'environnement, informant en fin de compte les décideurs sur les solutions énergétiques les plus appropriées pour ces communautés hors réseau.

**Tableau 5 : Résumé des scénarios des variables clés utilisées pour l'optimisation des systèmes énergétiques**

Localisation	Configurations du système	Demande	Sensibilités
<b>Kapanda</b> (-10.48825, 25.63729)	groupe électrogène micro-réseau	Max : 28 kW Total : 102 MWh per year	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> : 1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		
	PV + groupe électrogène micro-réseau		
<b>Mimbilu 1</b> (-11.73495, 27.34502)	groupe électrogène micro-réseau	Max : 134 kW Total : 514 MWh per year	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> : 1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		
	PV + groupe électrogène micro-réseau		
<b>Debungi</b> (-6.28014, 23.31696)	groupe électrogène micro-réseau	Max: 336 kW Total : 1,343 MWh per year	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> : 1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		
	PV + groupe électrogène micro-réseau		
<b>Mamfu/Mamfwe</b> (-10.65565, 25.70321)	groupe électrogène micro-réseau	Max : 51 kW Total : 198 MWh per year	<u>Pénurie de demande maximale autorisée</u> : 0, 5 & 10 % <u>Prix du carburant</u> : 1.2, 1.8 & 2.4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + stockage micro-réseau		

Notre analyse porte sur la manière dont les différentes pénuries de demande autorisées et les prix des combustibles ont un impact sur le coût actualisé de l'énergie (en anglais « Levelized Cost of Energy » (LCOE)) pour différentes configurations de systèmes énergétiques dans quatre villages isolés : Kapanda, Debungi, Mamfe et Mimbilu (voir Figure 17).



**Figure 17. LCOE de différentes configurations de systèmes pour les sites modélisés. Sans pénurie de la demande (à gauche) et avec un prix fixe du combustible de 1,2 \$/litre (à droite).**

La prise en compte des déficits de la demande a un effet limité sur la réduction du LCOE (voir Figure 17 à droite), surtout si on la compare à l'impact beaucoup plus important des fluctuations des prix des combustibles et des différentes configurations des systèmes. Si l'autorisation d'un petit pourcentage de demande non satisfaite peut légèrement réduire les coûts, ce n'est pas une solution viable à long terme pour parvenir à une énergie abordable, propre et fiable (ODD 7). Le fait de compter sur les pénuries de la demande pour réduire les coûts de l'électricité compromet la fiabilité, qui est essentielle pour le développement durable. Par conséquent, la réduction de la demande ne devrait être considérée que comme une mesure d'urgence visant à prévenir la surcharge ou l'endommagement du système, plutôt que comme une stratégie de réduction des coûts. En revanche, les variations de prix des combustibles ont une influence significative sur le LCOE, en particulier pour les systèmes dépendant du diesel, dont les coûts augmentent fortement lorsque les prix des combustibles augmentent (voir Figure 17 à gauche). Par exemple, les différences de LCOE dues aux variations du prix des combustibles peuvent atteindre environ 0,3 \$/kWh pour un même site et une même configuration de système, alors que les variations dues aux pénuries de demande n'atteignent qu'environ 0,12 \$/kWh. Pour la suite de l'analyse, nous nous concentrerons sur les systèmes avec 0 % de pénurie de demande autorisée et un prix du carburant de 1,2 \$/litre, reflétant les conditions typiques d'aujourd'hui et visant à fournir une énergie continue et abordable.

Les principaux résultats de l'analyse de modélisation de l'optimisation du système énergétique pour les sites isolés sont présentés dans cette section et les principales variables de sortie sont résumées dans le Tableau 6 ci-dessous, qui montre les résultats les plus significatifs de la configuration du système et les estimations de coûts pour les quatre villages. Les résultats montrent trois configurations de système pour chaque village - micro-réseau PV+groupe électrogène, micro-réseau PV+groupe électrogène et micro-réseau PV+groupe électrogène+stockage - en supposant un prix du diesel de 1,2 \$/litre et aucune pénurie de la demande n'est autorisée.

Dans tous les villages, l'augmentation de la part des énergies renouvelables entraîne

systématiquement une baisse des coûts de l'électricité nivelés (LCOE). Notamment, les systèmes PV+groupe électrogène+stockage offrent la plus grande part d'énergies renouvelables et le LCOE le plus bas dans tous les cas. Bien que ces systèmes soient associés à des coûts initiaux totaux nettement plus élevés en raison de l'ajout du stockage, ils se traduisent également par des LCOE nettement inférieurs et des économies de carburant substantielles au fil du temps.

À Kapanda, le passage d'un système à groupe électrogène seul à un micro-réseau PV+groupe électrogène réduit le LCOE de 17 %. Cependant, la mise en œuvre d'un système PV+groupe électrogène+stockage permet d'atteindre une part remarquable de 95 % des énergies renouvelables et de réduire le LCOE de 35 %, ce qui en fait l'option la plus rentable à long terme. Ce schéma est également valable pour les autres villages.

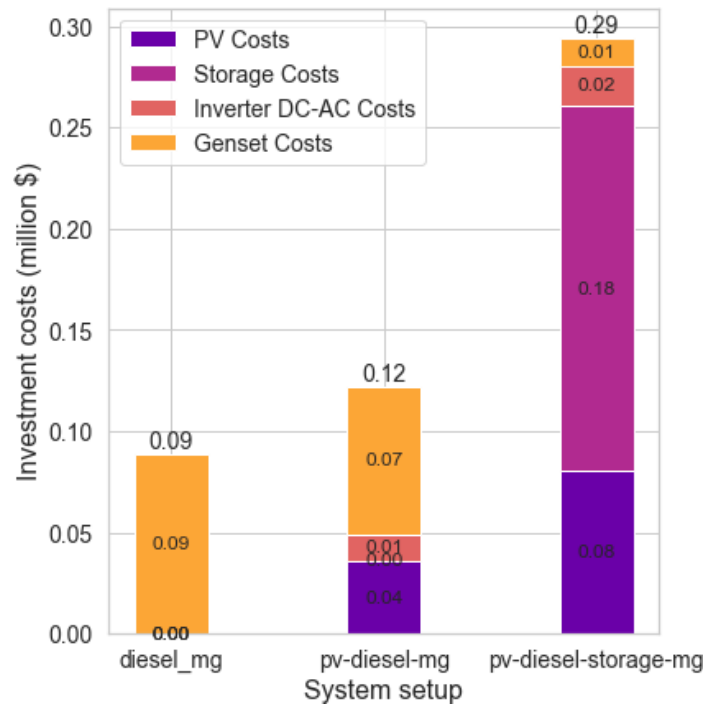
**Tableau 6 : Résultats de la modélisation du système énergétique pour les quatre sites isolés avec un prix du diesel de 1,2 \$/litre et sans pénurie de la demande.**

Site isolé	Configuration du système	Capacité PV du système (kWp)	Capacité de stockage de batterie (kWh)	Part d' énergie renouvelable (%)	Consommation de carburant par année (l)	Coût PV initial (USD)	Coût de la batterie initial (USD)	Coût initial de l' onduleur (USD)	Coût initial du groupe électrogène (USD)	Coût total initial (USD)	LCOE (\$/kWh)
<b>Kapanda</b> (-10.48825, 25.63729)	Groupe électrogène mg	0	0	0	31.534	0	0	0	46.913	46.913	0.34
	PV+groupe électrogène mg	36.8	0	45	22.09	18.937	0	7.098	38.894	64.929	0.28
	PV+groupe électrogène +stockage mg	83.9	197.9	95	2.274	43.153	95.979	11.353	5.973	156.458	0.22
<b>Mimbilu 1</b> (-11.73495, 27.34502)	Groupe électrogène mg	0	0	0	159.055	0	0	0	231.484	231.484	0.32
	PV+groupe électrogène mg	163.2	0	43	111.593	83.929	0	34.312	191.187	309.428	0.26
	PV+groupe électrogène +stockage mg	377.4	970.1	93	14.082	194.145	470.546	50.995	38.579	754.265	0.20
<b>Debungi</b> (-6.28014, 23.31696)	Groupe électrogène mg	0.0	0.0	0	415.406	0	0	0	595.262	595.262	0.31
	PV+groupe électrogène mg	449.1	0.0	41	300.614	231.039	0	75.154	497.798	803.991	0.26
	PV+groupe électrogène +stockage mg	1,131.2	2,614.6	93	38.628	581.881	1,268,218	133.675	96.239	2,080,013	0.20
<b>Mamfu/Mamfwe</b> (-10.65565, 25.70321)	Groupe électrogène mg	0.0	0.0	0	61.334	0	0	0	88.898	88.898	0.32
	PV+groupe électrogène mg	70.0	0.0	44	42.755	36.009	0	13.023	73.124	122.156	0.26
	PV+groupe électrogène +stockage mg	156.4	372.2	93	5.475	80.436	180.558	19.502	13.821	294.317	0.20

Mimbilu enregistre une réduction de 19 % du LCOE avec le micro-réseau PV+groupe électrogène par rapport au système à groupe électrogène seul, et une réduction supplémentaire de 37 % avec la configuration PV+groupe électrogène+stockage, ce qui permet d'atteindre une part d'énergies renouvelables de 93 %. Debungi connaît des améliorations similaires, le micro-réseau PV+groupe électrogène réduisant le LCOE de 16 % et le système PV+groupe électrogène+stockage le réduisant de 35 % tout en atteignant une part de 93 % d'énergies renouvelables. Mamfu suit également cette tendance, avec une réduction de 19 % du LCOE pour le micro-réseau PV+groupe électrogène et une réduction de 37 % pour le système PV+groupe électrogène+stockage, atteignant une part d'énergies renouvelables de 93 %. Les résultats présentés dans la Figure 17 renforcent les tendances décrites dans l'analyse des configurations de systèmes pour les quatre sites isolés. Le diagramme de dispersion montre trois configurations de système distinctes - diesel seul, micro-réseau PV+diesel et micro-réseau PV+diesel+stockage - sur l'ensemble des sites du projet : Mimbilu, Kapanda, Debungi et Mamfu. Le regroupement vertical des points à différentes valeurs de coût met en évidence la variation du LCOE entre les différentes configurations de systèmes et les villages. Notamment, le système "diesel seul" a le LCOE le plus élevé sur tous les sites, ce qui confirme son inefficacité par rapport aux configurations hybrides.

Le micro-réseau PV+diesel montre une nette réduction du LCOE, avec des baisses supplémentaires lorsque le stockage est ajouté, comme le montrent les points représentant les systèmes PV+diesel+stockage regroupés à des valeurs de coût inférieures. Par exemple, à Kapanda et Mamfu, les baisses de LCOE sont particulièrement significatives avec l'introduction du stockage, reflétant la part substantielle des énergies renouvelables et les économies à long terme décrites précédemment. Mimbilu et Debungi présentent des schémas similaires, les configurations les plus rentables combinant le PV et le stockage. Cette représentation visuelle souligne les avantages économiques de l'intégration des énergies renouvelables et du stockage dans des systèmes hybrides, validant la conclusion précédente selon laquelle les micro-réseaux PV+générateur+stockage offrent systématiquement le LCOE le plus bas et les parts d'énergies renouvelables les plus élevées sur tous les sites éloignés, malgré des coûts d'investissement initiaux plus élevés.

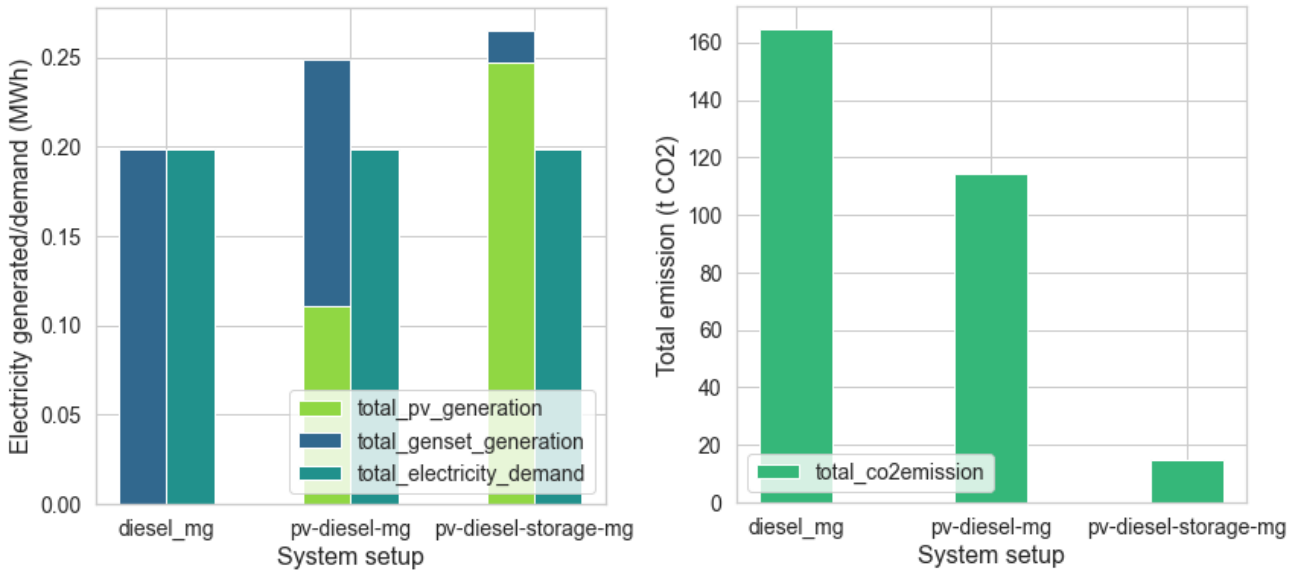
L'analyse de diverses configurations de systèmes, dont le site de Mamfu est un exemple, met en évidence les impacts sur les dépenses de carburant, les émissions de CO<sub>2</sub>, les sources de production d'électricité et les coûts d'investissement lors de l'ajout d'un système de stockage aux systèmes PV-diesel.



**Figure 18 : Coûts d'investissement des composants du système par configuration du système pour Mamfu**

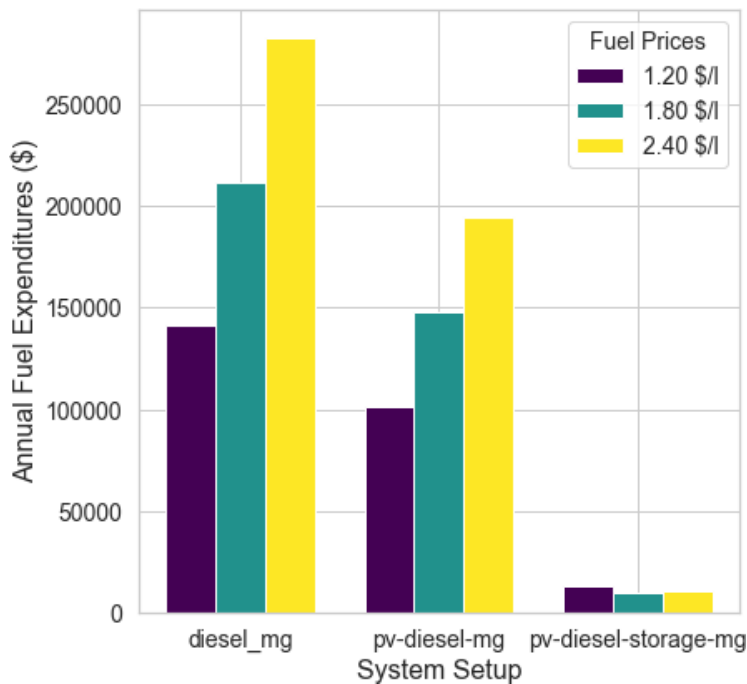
Comme le montre la Figure 18, les coûts d'investissement varient considérablement d'un système à l'autre. Les systèmes fonctionnant uniquement au diesel nécessitent un investissement initial minime, mais entraînent des coûts de carburant permanents élevés. Les systèmes PV-diesel nécessitent des investissements initiaux modérés en composants PV et onduleurs, tandis que les systèmes PV-diesel-stockage nécessitent l'investissement initial le plus important - environ 0,29 million de dollars en raison des coûts substantiels du PV et du stockage. Bien que les systèmes de stockage PV-diesel aient des coûts initiaux plus élevés, ils réduisent les coûts de carburant et les émissions à long terme, offrant une option plus durable pour les sites isolés comme Mamfu.

Les émissions totales de CO<sub>2</sub> diminuent considérablement avec l'intégration du PV et du stockage (voir Figure 19 à droite). Alors que les systèmes fonctionnant uniquement au diesel émettent plus de 160 tonnes de CO<sub>2</sub> par an, les systèmes PV-diesel réduisent les émissions à environ 100 tonnes, et les systèmes PV-diesel-stockage les réduisent à presque zéro. Ce changement souligne l'avantage environnemental de la réduction de la dépendance au diesel grâce aux énergies renouvelables et au stockage. Les sources de production d'électricité évoluent également en faveur de l'intégration de l'énergie PV et du stockage (voir Figure 19 à gauche). Dans les configurations diesel uniquement et PV-diesel, la production diesel est un facteur important, mais les systèmes PV-diesel-stockage répondent à la quasi-totalité de la demande d'électricité grâce à la production PV, éliminant ainsi la dépendance vis-à-vis du diesel. Cela accroît l'autonomie du système et s'aligne sur les objectifs en matière d'énergie propre.



**Figure 19 : Quantité annuelle d'électricité produite/utilisée (à gauche) et émissions de CO2 (à droite) selon la configuration du système**

Lors de la planification des systèmes énergétiques pour l'avenir, les augmentations probables des prix du diesel doivent être à nouveau prises en compte. La Figure 20 montre que le passage d'une configuration diesel uniquement à une configuration PV-diesel ou PV-diesel-stockage réduit considérablement les coûts de carburant. Par exemple, avec un prix du carburant de 1,20 \$/litre, les dépenses annuelles en carburant passent d'environ 250 000 \$ dans une configuration diesel uniquement à près de zéro dans la configuration PV-diesel-stockage. Même lorsque le prix du carburant passe à 2,40 \$/litre, le système basé sur le stockage maintient des coûts de carburant négligeables, alors que les coûts des configurations diesel seul et PV-diesel augmentent fortement, ce qui souligne la stabilité financière apportée par les options PV et de stockage.



**Figure 20 : Dépenses annuelles en gazole à Mamfu**

Ces résultats montrent que l'intégration de l'énergie PV et du stockage améliore considérablement la durabilité et la stabilité financière à long terme, même si les coûts initiaux sont plus élevés, ce qui permet de soutenir les objectifs en matière d'énergie propre dans les zones éloignées non raccordées au réseau.

#### **4. Données démographiques nationales et mises à jour de la demande pour le Congo Plateforme Epela**

Indépendamment de la cartographie des villages et de la modélisation des systèmes énergétiques dans le reste de ce rapport, des mises à jour ont été apportées aux estimations de la population et de la demande à l'échelle nationale, basées sur les grappes, qui sont utilisées dans les activités de planification de l'électrification à moindre coût OnSSET présentées sur la plateforme Congo Epela. Les principales mises à jour comprennent l'ajout d'une capacité de calibrage de la population provinciale et nationale personnalisable tout en mettant à jour les estimations précédentes pour correspondre aux totaux publiés par l'OSCHA<sup>9</sup>, et la mise à jour des estimations de la demande de l'industrie lourde pour utiliser de nouvelles projections personnalisées pour la demande d'électricité minière dans la région du Katanga et les demandes de l'industrie lourde ajoutées à d'autres endroits après un retour d'information sur les estimations précédentes.

Dans l'ensemble, la méthodologie de modélisation de la demande utilisée ici reste inchangée par rapport à la version précédente qui est décrite en détail dans les rapports précédents, mais un résumé visuel de haut niveau résumant les étapes clés est inclus dans la Figure 21. Les mêmes estimations de la demande d'électricité des ménages basées sur des enquêtes pour les différents types et niveaux de consommation des ménages sont à nouveau utilisées ici, qui sont également utilisées comme décrit ci-dessus pour les estimations de la demande des villages afin d'assurer l'alignement méthodologique entre les approches dans la mesure du possible.

Les valeurs de population des grappes peuvent maintenant être recalibrées de manière flexible pour s'assurer que les totaux provinciaux correspondent à n'importe quel ensemble de totaux personnalisés pour l'année de base 2020. Cette fonction est incorporée dans une interface simple de feuille de calcul, comme le montre la Figure 22. Dans cette version, nous avons utilisé les estimations de la demande provinciale d'OCHA, que nous considérons comme une bonne source. Cependant, étant donné que les totaux de population peuvent souvent être contestés et qu'il peut être difficile de déterminer des chiffres exacts acceptés par toutes les parties prenantes concernées, la fonctionnalité de calibrage personnalisable a été incluse pour garantir qu'ils puissent être ajustés si nécessaire.

La demande industrielle lourde provenant de l'exploitation minière dans les provinces du Haut Katanga et du Lualaba provient maintenant directement des estimations de la demande minière développées par Mashaka Lubenga<sup>10</sup> dans sa recherche de doctorat, et non plus d'un ratio fixe de la demande totale. Les scénarios de traduction de ces projections de la demande en scénarios de demande "min", "moyenne" et "max", utilisant 25 %, 50 % et 100 % de la demande, sont illustrés dans la Figure 23 ci-dessous pour l'extraction et le traitement du cuivre et du cobalt.

---

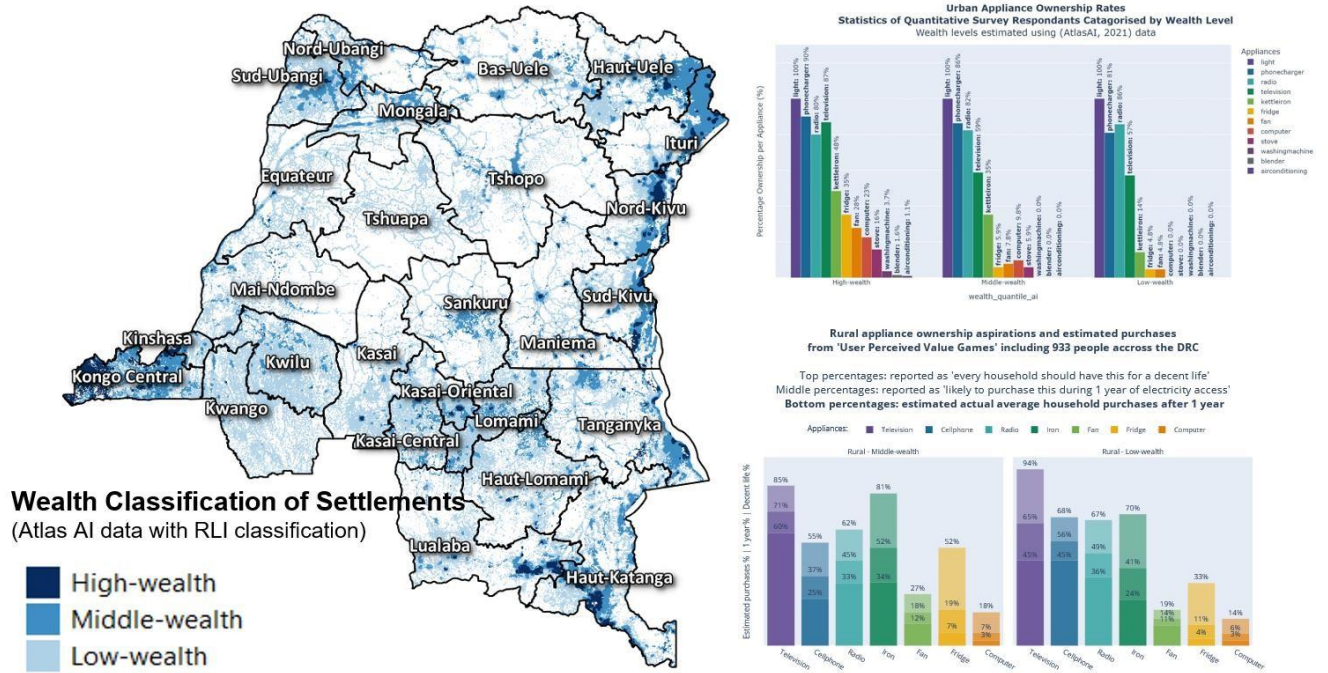
<sup>9</sup> "UN OCHA - DRC - Subnational Population Statistics" <https://data.humdata.org/dataset/cod-ps-cod>

<sup>10</sup> PhD thesis forthcoming.

La ville de Goma et le complexe minier aurifère de Kibali ont désormais également des demandes industrielles lourdes (en plus de Kinshasa, Matadi, Boma et Muanda comme auparavant) en utilisant la méthode de la " part de la demande totale " telle que décrite dans les rapports précédents et n'utilisent pas les nouvelles estimations minières de la région du Katanga. En ce qui concerne la demande de l'industrie lourde hors Katanga, Kinshasa représente désormais 46,5 %, Matadi, Boma et Muanda 46,5 % ensemble, et Goma 46,5 %, Goma 5 % et Kibali gold 2 %, ces parts pouvant être ajustées si nécessaire.

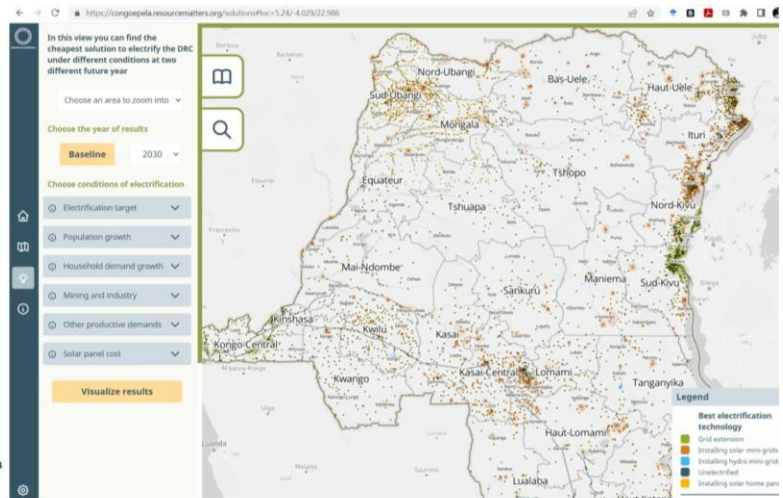
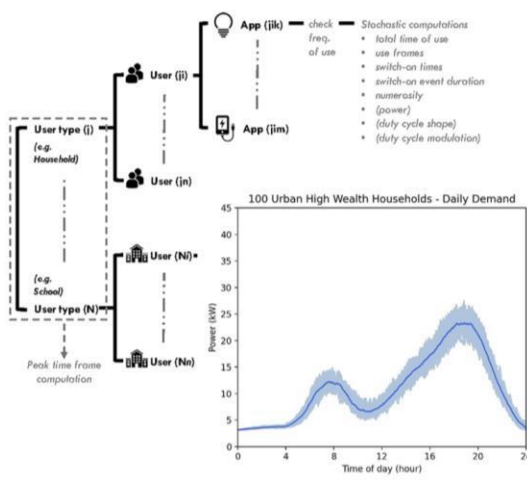
Suite à toutes les mises à jour susmentionnées, les estimations de la demande globale sont maintenant environ 34,5 % plus élevées que la version précédente dans le scénario moyen et sont comparées graphiquement dans la Figure 24. L'augmentation est principalement due à la nouvelle demande minière pour la région du Katanga, qui est beaucoup plus importante qu'auparavant, ainsi qu'aux totaux de population pour 2020 et 2030 avec les valeurs OCHA mises à jour (au lieu des valeurs précédentes de l'ONU) qui sont maintenant plus importantes, ce qui a généralement augmenté la demande globale de la plupart des autres secteurs. Bien que les estimations de la demande totale soient maintenant plus élevées, il est important de se rappeler qu'il s'agit d'estimations de la demande "latente" de ce qui "pourrait être" si l'électrification à 100% était atteinte dans les années futures estimées. Il ne s'agit pas d'estimations de ce que sera la demande réelle à ce moment-là.

## Résumé visuel de la modélisation de la demande à l'échelle nationale



### 1. Population and Wealth Mapping

### 2. Energy Survey Data Processing



### 3. RAMP Demand Profile Modelling

### 4. OnSSET Supply Option Modelling and Interactive Online Data and Results Platform

Figure 21 : Résumé visuel de la modélisation de la demande à l'échelle nationale tel qu'il a été utilisé pour la plateforme en ligne Congo Epela.

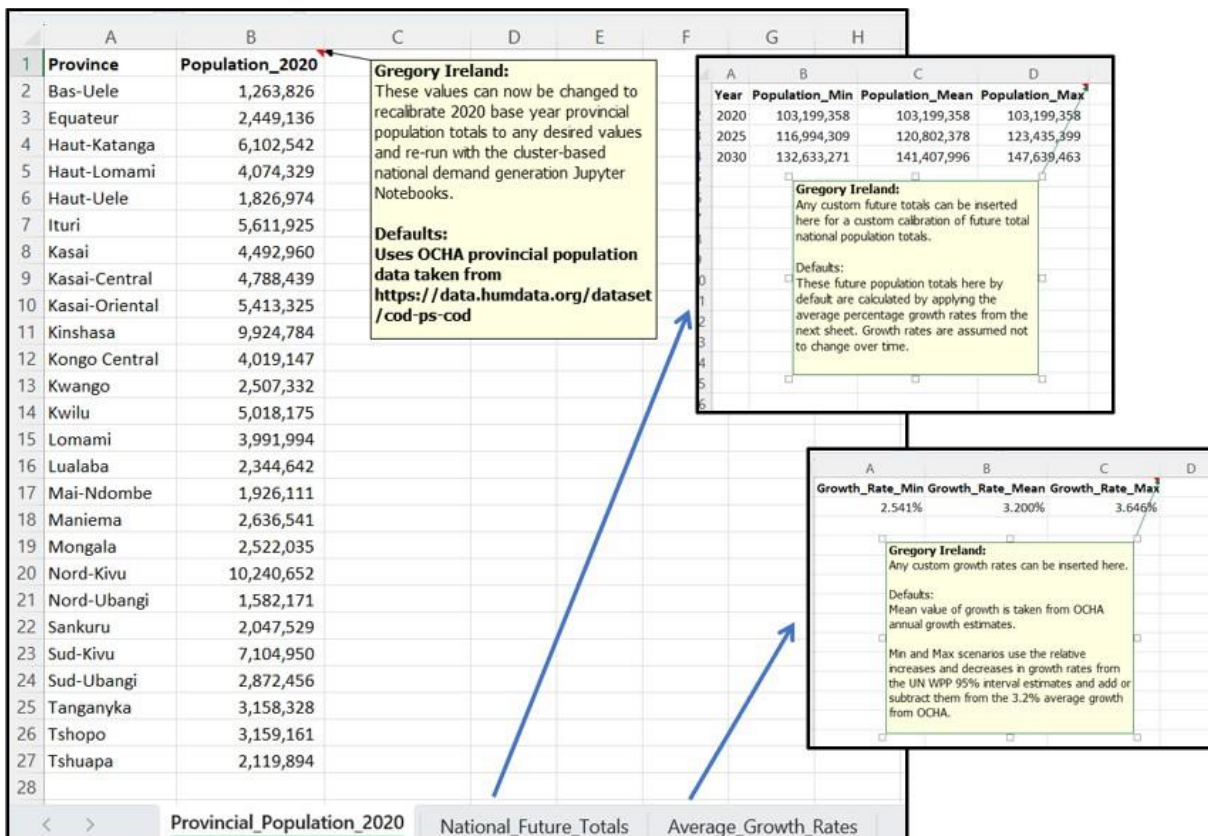


Figure 22: Population calibration spreadsheet screenshot. Includes separate sheets for total population values per province, future national population projection totals, and percentage annual population growth rate option. All values are customizable by the user. Starting year for calibration is 2020, and future years for projection are 2025 and 2030.

### Katanga Region Mining Power Demand Scenarios Cu Metal+Co Hydro Known & Unknown Deposits (MW)

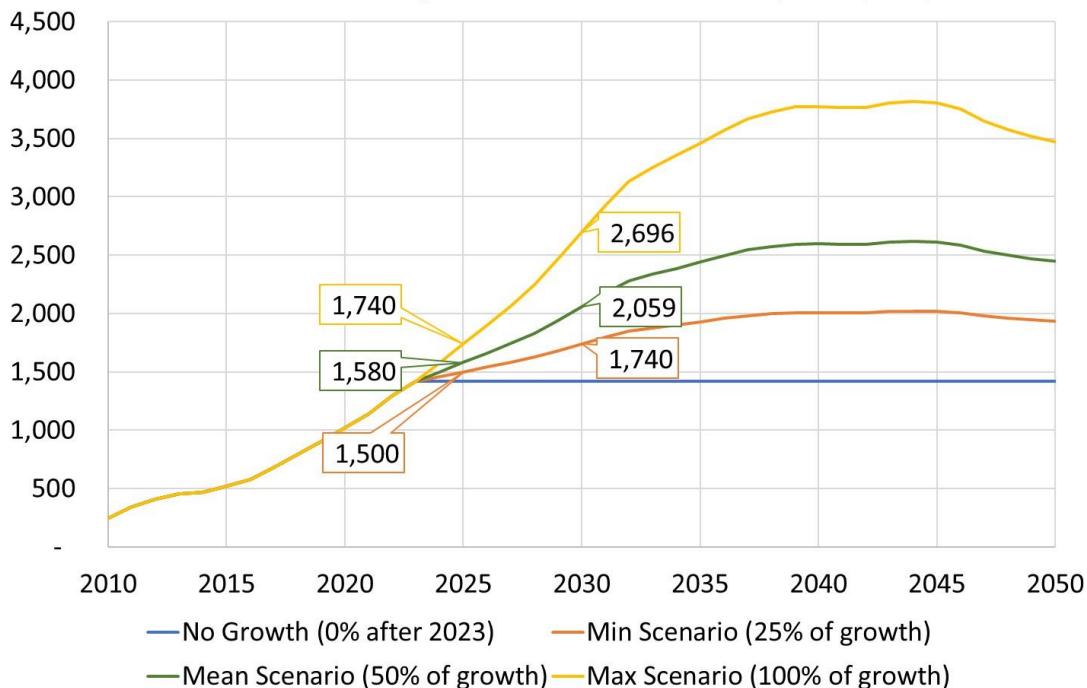
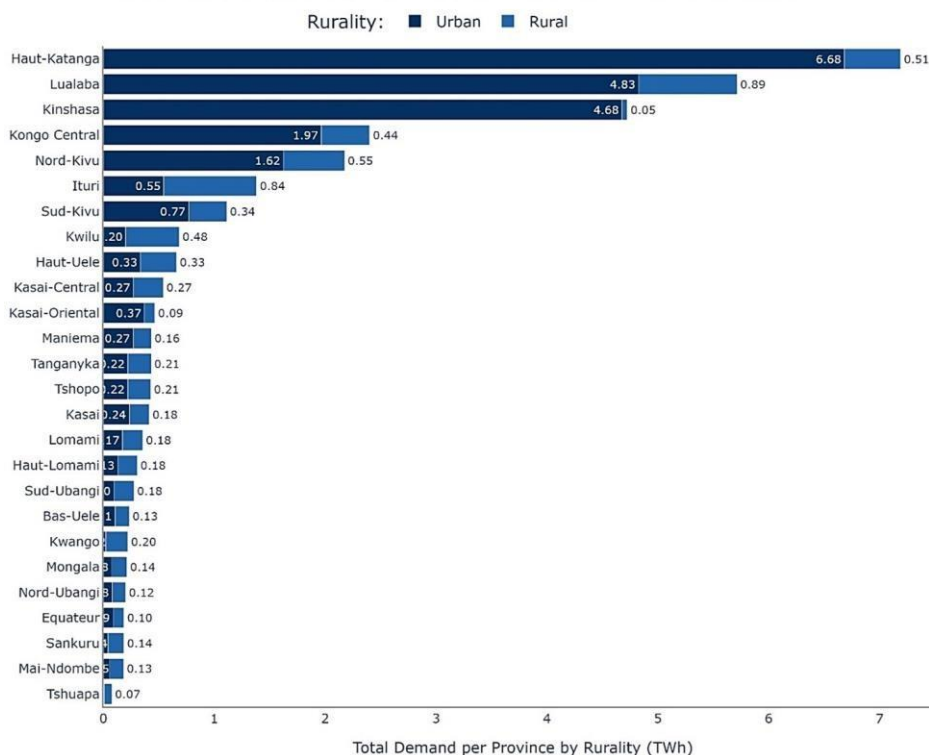
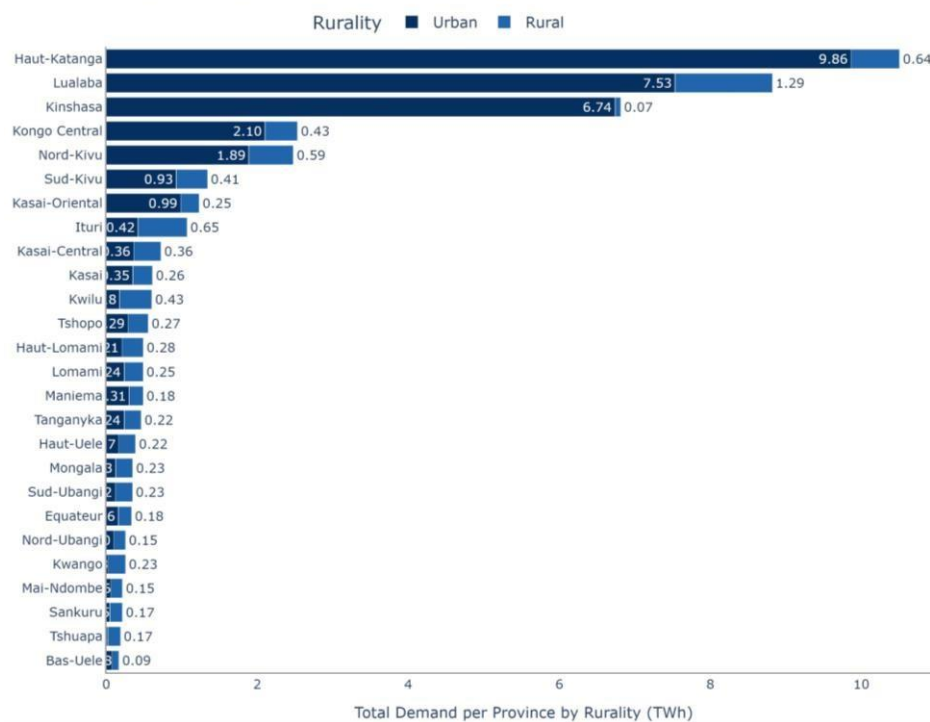


Figure 23 : Estimations de la demande d'énergie minière dans la région du Katanga avec les scénarios min, moyen et max indiqués jusqu'en 2030. Adapté de la recherche doctorale de Mashaka Lubenga (à paraître).

**Total Electricity Demand Per Province in the DRC - Rural and Urban**  
 2030 Middle Estimates - All Sectors (totals in Terawatt Hours - TWh)  
 National Total in 2030 if 100% access is achieved: **31.18 TWh**



**Total Electricity Demand Per Province in the DRC - Rural and Urban**  
 2030 Middle Estimates (totals in Terawatt Hours - TWh)  
 National Total in 2030 if 100% access is achieved: **41.95 TWh**



**Figure 24 : Comparaisons des estimations de la demande totale d'électricité latente au niveau national, réparties par province et par ruralité pour 2030, avec les estimations précédentes (en haut - v3) et les estimations actualisées (en bas - v4). Les deux représentent la demande potentielle si le taux d'électrification de 100 % est atteint et si toute la demande latente est satisfaite.**

## 5. Conclusion

L'option de micro-réseau la moins coûteuse, sur la durée de vie totale du projet, pour tous les villages, consiste à mettre en œuvre des systèmes de micro-réseau hybrides PV+groupe électrogène+stockage, en dépit de leurs coûts initiaux élevés. Bien que ces systèmes impliquent un investissement initial élevé - notamment en raison des coûts de stockage des batteries - ils offrent des avantages substantiels à long terme, notamment des coûts d'exploitation réduits, une diminution de la consommation de carburant et une augmentation considérable de la part des énergies renouvelables dans le mix. Toutefois, il est essentiel de s'attaquer aux coûts initiaux élevés associés à ces systèmes. Cela pourrait impliquer d'explorer des mécanismes de financement ou des subventions qui peuvent aider à combler l'écart entre les dépenses à court terme et les économies à long terme. La mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique parallèlement aux nouveaux systèmes maximisera les avantages de l'intégration des énergies renouvelables. En outre, l'étude des possibilités de fabrication et d'assemblage locaux des composants du système pourrait réduire les coûts et contribuer au développement économique de la région. Le suivi et l'évaluation réguliers des performances des systèmes, avec l'engagement de la communauté locale, seront essentiels pour évaluer l'efficacité de ces systèmes et informer les futurs efforts de planification de l'électrification.

Ces recommandations visent à équilibrer les coûts à court terme avec les objectifs de durabilité à long terme, en donnant la priorité à l'intégration des énergies renouvelables tout en tenant compte des défis uniques de l'électrification des villages isolés en République démocratique du Congo. En adoptant des micro-réseaux PV+groupe électrogène+stockage, ces villages peuvent améliorer de manière significative leur accès à l'énergie, réduire leur dépendance aux combustibles fossiles et contribuer au développement économique et à l'amélioration de l'accessibilité des services dans ces communautés isolées.

Malgré les limites mentionnées dans la section 2.6, cette étude de pré faisabilité donne un aperçu du potentiel des micro-réseaux PV-diesel et PV-diesel-stockage dans les villages isolés de la République démocratique du Congo. Les résultats suggèrent que les solutions de micro-réseaux pourraient offrir une voie viable vers l'électrification de ces zones. Toutefois, il est essentiel de reconnaître que les coûts et les résultats réels des projets peuvent varier considérablement en fonction de facteurs tels que les économies d'échelle, les charges d'ancrage, les défis spécifiques à l'emplacement et les taux de connexion réalistes. Pour progresser efficacement, les parties prenantes doivent donner la priorité aux études spécifiques aux sites qui prennent en compte les conditions locales, les économies d'échelle potentielles et les taux de connexion réalistes. En tenant compte de ces limites et en intégrant des évaluations plus nuancées, les projets futurs pourront s'appuyer sur les recherches initiales explorées par cette étude pour créer des solutions d'électrification plus robustes et plus durables pour les communautés isolées.

Les mises à jour des estimations de la population et de la demande à l'échelle nationale basées sur les clusters pour la plateforme Congo Epela ont amélioré la flexibilité des estimations de la demande et des estimations de la population sous-jacentes. Ces améliorations comprennent l'ajout de capacités de calibrage de la population provinciale et nationale personnalisables, permettant un meilleur alignement des estimations de la demande et des estimations de la population. Ces améliorations comprennent l'ajout de capacités de calibrage de la population provinciale et nationale personnalisables, permettant un meilleur alignement avec les différentes sources de données et les exigences des parties prenantes. L'incorporation de nouvelles estimations de la demande minière pour la région du Katanga permet une représentation plus précise des besoins énergétiques industriels dans ce secteur critique. Les estimations de la demande globale

ont augmenté d'environ 34,5 % par rapport à la version précédente, mais il est essentiel de noter que ces estimations représentent la demande latente, c'est-à-dire la consommation potentielle d'électricité en cas d'électrification à 100 %. Ces mises à jour soulignent la nécessité d'affiner régulièrement les projections de la demande d'énergie aux niveaux national et local, en particulier dans les régions où les secteurs économiques évoluent rapidement et où la croissance démographique est dynamique.