

Projet Congo Epela

Modélisation énergétique
des bâtiments SNEL et ISTA
et analyse des systèmes
photovoltaïques en toiture

Rapport de pré-faisabilité

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

2024



UN PROJET PAR



Introduction générale

Depuis 2019, Resource Matters s'est engagé dans une recherche approfondie visant à développer des solutions d'électrification durables pour la République Démocratique du Congo (RDC). Nos travaux ont porté sur une analyse détaillée des infrastructures énergétiques existantes, du potentiel énergétique du pays et de la demande en électricité.

Fort de ces recherches, nous avons lancé en 2022 la plateforme Congo Epela, qui propose une gamme de solutions d'électrification adaptées aux spécificités de chaque région, notamment l'extension du réseau existant, la construction de mini-réseaux et l'installation de kits solaires individuels. Cette initiative a bénéficié du soutien technique d'universités prestigieuses telles que l'UCT, le KTH et le RLI, ainsi que de la collaboration de notre réseau de partenaires Mwangaza.

Dans le prolongement de ces travaux, nous nous sommes penchés sur un enjeu majeur pour l'amélioration de l'offre énergétique en RDC : la consommation d'électricité par les bâtiments publics. La croissance urbaine rapide et la demande énergétique croissante des grandes villes, notamment Kinshasa, mettent à rude épreuve le réseau électrique national. Les bâtiments publics, en raison d'un accès souvent gratuit à l'électricité, représentent une part importante de cette consommation et contribuent à des pertes financières considérables pour les opérateurs du réseau.

Afin d'explorer des alternatives plus durables et efficaces, nous avons lancé des projets pilotes de modélisation énergétique pour plusieurs bâtiments publics à Kinshasa. L'objectif était d'évaluer la faisabilité de solutions d'autoconsommation solaire pour réduire la dépendance de ces bâtiments vis-à-vis du réseau électrique principal.

Malgré les difficultés rencontrées pour obtenir les données nécessaires auprès des autorités compétentes, nous avons finalement concentré nos efforts sur deux sites pilotes : la concession de la SNEL et le site de l'ISTA. Les données collectées ont permis de réaliser des simulations détaillées et d'évaluer le potentiel d'autonomie énergétique de ces bâtiments.

Les résultats de ces analyses sont présentés en détail dans les sections suivantes.

Table des matières

1	Introduction	2
<hr/>		
2	Méthodologie de modélisation des systèmes énergétiques des bâtiments	4
2.1	Collecte de données, analyse documentaire et tarifs de rachat d'électricité	5
2.2	Analyse des toitures photovoltaïques	5
2.3	Modélisation de la demande et profils de coupure d'électricité	6
2.4	Optimisation des systèmes énergétiques	6
2.5	Limites de l'étude et modifications apportées après la consultation des parties prenantes	6
2.6	Synthèse des principales données d'entrée	8
2.6.1	Scénarios pour chacun des bâtiments	8
2.6.2	Hypothèses technico-économiques clés pour la modélisation de l'optimisation des systèmes énergétiques	8
<hr/>		
3	Résultats et discussion	10
3.1	Potentiel de production photovoltaïque spécifique au site	10
3.2	Profils de demande pour SNEL et ISTA	15
3.3	Hypothèses de panne d'électricité pour la SNEL et l'ISTA	17
3.4	Résultats de l'optimisation de la modélisation énergétique	18
3.4.1	Résultats : SNEL complexe Kinshasa	21
3.4.2	Résultats : Complexe universitaire de l'ISTA à Kinshasa	25
<hr/>		
4	Conclusions	30

1 Introduction

Ce rapport de préféabilité explore le potentiel d'optimisation des systèmes énergétiques des bâtiments, y compris les installations solaires photovoltaïques sur les toits des complexes de la SNEL et de l'ISTA à Kinshasa, en République démocratique du Congo. L'étude suit une méthodologie qui commence par la collecte de données et une revue de la littérature pertinente pour rassembler des informations clés, telles que la disposition des bâtiments, l'adéquation des toits, la demande d'énergie, la fiabilité du réseau et les pannes, ainsi que les générateurs thermiques de secours existants. Ces sources de données et hypothèses sont combinées dans un modèle d'optimisation informatique afin d'évaluer plusieurs configurations de systèmes différents, des scénarios et des sensibilités par rapport aux postulats d'entrée.

Cette étude a d'abord consisté à analyser les toits des deux bâtiments afin d'estimer leur potentiel de production d'énergie solaire. À l'aide des données obtenues sur place et combinées à des images satellite et au logiciel de simulation PVGIS¹, les toits les plus viables ont été identifiés, et leur capacité de production d'énergie solaire ainsi que leur rendement ont été estimés. Différentes configurations de toits ont ensuite été combinées pour explorer divers scénarios de taille d'installation de systèmes. Pour comprendre les besoins en énergie, des profils de demande ont été créés pour chaque complexe, y compris des simulations de pannes de réseau nécessaires pour prévoir la fréquence à laquelle les systèmes de secours seraient nécessaires (diesel, batteries et PV). Cela permet de prévoir comment les dimensionner et les répartir de manière optimale, ainsi que d'identifier comment ils interagiraient et/ou complèteraient les différentes configurations de systèmes. Il est important de noter qu'un « tarif de rachat » a également été inclus dans le modèle pour accorder un avantage économique à la production photovoltaïque excédentaire qui pourrait être réinjectée dans le réseau pendant les périodes où la production photovoltaïque du système est supérieure à la demande. Les données collectées ont été introduites dans un outil d'optimisation des systèmes énergétiques, hors réseau² (basé sur le cadre OEMOF), qui a simulé différentes configurations d'installations solaires photovoltaïques, de stockage de batteries, de coûts de production de diesel et de prix du tarif de rachat, afin d'identifier la solution la plus rentable pour chaque configuration. Le modèle garantit un approvisionnement énergétique fiable, même en cas de coupure de courant, tout en minimisant les coûts globaux du système pendant toute sa durée de vie.

Ce travail s'inscrit dans le cadre du projet « Congo Epela », dans lequel les chercheurs collaborent 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 IRL est déjà impliqué depuis novembre 2020. Le IRL fait partie d'un groupement de projet qui travaille avec de nombreux acteurs locaux, y compris les gouvernements nationaux et locaux, les représentants de

1 https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en

2 <https://offgridders.readthedocs.io/en/latest/Home.html> et <https://oemof.org/libraries/>

la société civile et le secteur privé. Il 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, ainsi qu'à la promotion de sources d'énergie renouvelables modernes et durables.

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 d'entrée et de sortie du modèle, y compris les hypothèses technico-économiques, les données cartographiques du photovoltaïque sur les toits, les profils horaires de la production solaire, ainsi que les ventilations complètes des sorties du modèle et les fichiers de séries temporelles horaires sont joints séparément au rapport.

2 Méthodologie de modélisation des systèmes énergétiques des bâtiments

La méthodologie de modélisation du système énergétique utilisée dans cette étude de préféabilité est résumée dans la figure 1 ci-dessous et comprend les quatre sections principales suivantes : « Collecte de données et analyse documentaire », « Analyse des toits solaires photovoltaïques », « Modélisation de la demande » et enfin « Optimisation du système énergétique ». Ce processus est réalisé à la fois pour le site (complexe) de la SNEL et pour celui de l'ISTA à Kinshasa, en utilisant les données collectées auprès des deux entités. Les deux bâtiments ont des situations énergétiques différentes, et les différences peuvent fournir des informations sur d'autres installations potentielles qui présentent des similitudes avec ces situations.

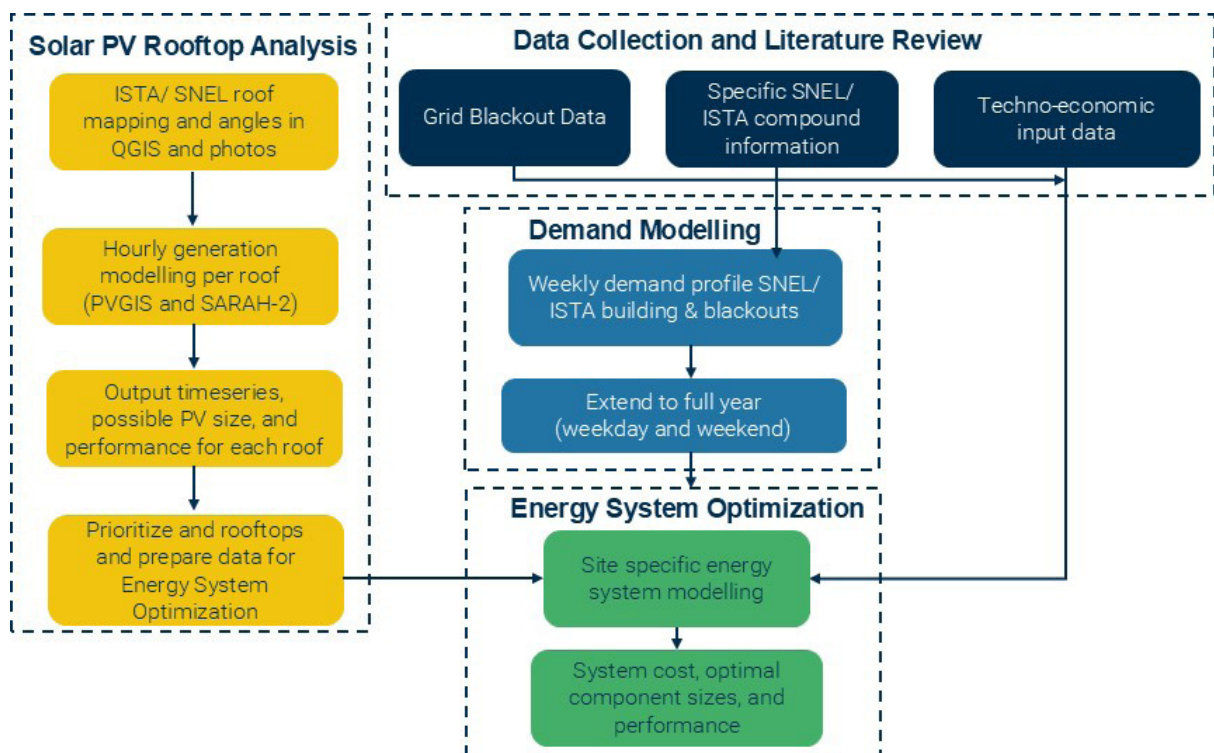


Figure 1. Aperçu de la méthodologie pour la modélisation des systèmes énergétiques des bâtiments

2.1 Collecte de données, analyse documentaire et tarifs de rachat d'électricité

La première étape a consisté à collecter des données et à examiner la documentation, ce qui a permis de réunir les nombreuses données nécessaires pour entreprendre une simulation des systèmes énergétiques d'un ensemble de bâtiments. Des données sur les toits compatibles des bâtiments, sur la demande en énergie et sur les configurations de systèmes souhaitées pour ces derniers ont été nécessaires. Les données historiques sur les pannes de courant pour les bâtiments SNEL/ISTA ont été utilisées pour évaluer la fiabilité du réseau et identifier les possibilités d'atténuation des pannes de courant. La taille des générateurs thermiques de secours disponibles (diesel ou essence) est également un élément important des modèles, tout comme le coût supposé du carburant. De plus, des données technico-économiques ont été obtenues à partir d'études existantes afin de fournir des informations sur les coûts et les performances des systèmes solaires photovoltaïques, du stockage par batterie et des systèmes de secours. Il est important de noter qu'un « tarif de rachat » a également été inclus dans le modèle (à différents niveaux) pour permettre un avantage économique à toute production photovoltaïque excédentaire qui pourrait être réinjectée dans le réseau pendant les périodes où la production photovoltaïque du système est supérieure à la demande et si le stockage (s'il est inclus) est déjà complètement chargé. Pour que le tarif de rachat soit modélisé de manière adéquate, il doit être inférieur au prix estimé de l'électricité du réseau (0,07 \$/kWh). Un tarif de rachat de 0,05 \$/kWh a donc été retenu pour un scénario « raisonnable/bon », ainsi qu'un tarif de 0,069 \$/kWh pour simuler le scénario le plus optimiste d'un système de « comptage net » dans lequel un « crédit complet » est accordé pour toute production photovoltaïque réinjectée dans le réseau.

2.2 Analyse des toitures photovoltaïques

Une analyse du potentiel des toits pour la production d'énergie solaire photovoltaïque (PV) a été réalisée en plusieurs étapes pour chaque site. À l'aide de QGIS, de photos du site et d'images satellite, tous les toits compatibles ont été cartographiés et modélisés individuellement afin d'estimer la taille des systèmes photovoltaïques pouvant être installés et le potentiel de production d'énergie attendu par toit. Leur capacité à accueillir des installations solaires et la probabilité que des arbres ou d'autres bâtiments proches leur fassent de l'ombre ont été déterminées, et leur orientation et leurs angles d'inclinaison ont été estimés afin de déterminer le potentiel de production attendu. Des séries chronologiques de production solaire sont créées pour chaque toit en combinant toutes les valeurs estimées des données d'entrée et en utilisant PVGIS³ (v5.2) avec les données satellitaires SARA2. Les toits ont ensuite été classés par ordre de priorité en fonction de leur potentiel de production d'énergie (facteur de capacité – FC) et combinés en scénarios avec des capacités PV totales installées variables pour l'analyse dans l'étape de modélisation et d'optimisation du système énergétique. Les fichiers de cartographie (.gpkg) et les sorties de séries temporelles (.csv) pour tous les toits modélisés pour les deux bâtiments sont fournis avec ce rapport.

3 https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en

2.3 Modélisation de la demande et profils de coupure d'électricité

Des profils de demande horaire ont été élaborés pour une année entière pour les composés SNEL et ISTA séparément, en utilisant les données mesurées fournies à l'équipe de modélisation qui a enregistré la demande d'électricité du bâtiment au cours d'une journée de travail typique. Ces profils horaires quotidiens ont été étendus pour couvrir une année entière, à la fois pour les jours de semaine et les week-ends, en supposant une demande réduite pendant le week-end. Les données sur les pannes d'électricité pour les deux bâtiments ont été obtenues et utilisées pour simuler l'indisponibilité du réseau — la durée et la fréquence des pannes sont modélisées séparément pour chaque bâtiment sur la base des données partagées par SNEL et ISTA.

2.4 Optimisation des systèmes énergétiques

Toutes les étapes et sources de données précédentes sont ensuite combinées dans un outil d'optimisation du système énergétique appelé offgridders⁴ (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 photovoltaïque sur les toits, ainsi que la demande d'énergie et les profils de panne du système, afin de créer un système optimisé qui équilibre l'offre et la demande d'énergie à chaque heure de l'année, et qui réinjecte l'excédent de production d'énergie solaire photovoltaïque dans le réseau. L'outil simule chaque configuration du système sur une année complète de 8760 heures, avec l'objectif d'atteindre le coût total du système le plus bas possible sur toute sa durée de vie. L'objectif était de trouver la solution la plus rentable qui puisse répondre de manière fiable aux besoins énergétiques des complexes SNEL/ISTA pendant le fonctionnement normal du réseau et dans des conditions de panne, pour différentes tailles de panneaux photovoltaïques installés sur les toits, tout en incluant les avantages financiers qui pourraient être obtenus en réinjectant la production photovoltaïque excédentaire (si elle est disponible) dans le réseau selon différents scénarios de prix du tarif de rachat.

2.5 Limites de l'étude et modifications apportées après la consultation des parties prenantes

Le présent rapport constitue une étude de pré-faisabilité plutôt qu'une conception complète d'un système prêt à être mis en œuvre immédiatement. Il est important de comprendre que l'analyse présentée ici fournit une évaluation préliminaire des solutions énergétiques potentielles, et non une conception détaillée pour le déploiement du système.

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

Il convient de noter plusieurs limites importantes concernant la méthodologie employée dans cette étude :

- 1 Des séries temporelles simplifiées de demande et de panne ont été utilisées et simulées sur une année. Les mêmes séries temporelles ont également été utilisées pour chaque simulation afin de pouvoir les comparer les unes aux autres, mais il faut alors que les mêmes pannes se produisent exactement aux mêmes moments.
- 2 Les coûts initiaux présentés dans ce rapport donnent une indication générale des fourchettes de coûts. Ces chiffres ne doivent pas être considérés comme des valeurs définitives ou absolues à des fins de budgétisation et les coûts d'installation réels ainsi que les tailles optimales des systèmes peuvent varier de manière significative.
- 3 Les scénarios modélisés dans cette étude représentent des versions simplifiées des conditions réelles. Les mises en œuvre réelles peuvent être confrontées à de nombreux défis ou débouchés imprévus qui n'ont pas été pris en compte dans cette analyse.

En réponse aux commentaires et aux présentations des parties prenantes, plusieurs modifications ont été apportées à l'analyse initiale, qui sont résumées ci-dessous :

- 1 Élargissement de la modélisation des scénarios :
 - › Les configurations du système comprennent maintenant : Groupe électrogène + réseau, PV + groupe électrogène + réseau, PV + groupe électrogène + stockage + réseau, PV + stockage + réseau, groupe électrogène + stockage + réseau.
 - › Cela permet de comparer un plus grand nombre de configurations de systèmes potentiels et aux parties prenantes de choisir parmi de nombreux scénarios et tailles de systèmes.
 - › Cela permet également d'inclure des systèmes spécifiques qui excluent ou incluent des technologies spécifiques, par exemple en incluant ou en excluant spécifiquement le stockage par batterie, ou des systèmes qui éliminent l'utilisation du diesel, même s'ils sont plus chers.
- 2 Des analyses de sensibilité ont été menées sur les paramètres critiques :
 - › Tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque : Des scénarios à 0,05 \$/kWh et 0,069 \$/kWh ont été évalués.
 - › Prix du combustible : Les analyses ont été effectuées à 1,20 \$/litre, 1,80 \$/litre et 2,40 \$/litre.
- 3 L'augmentation de la capacité du groupe électrogène a été incorporée dans le modèle SNEL comme demandé après consultation.
 - › Le groupe électrogène du complexe SNEL a été réglé à 635 kW, ce qui représente une augmentation par rapport à la communication initiale reçue pour une hypothèse de 250 kW.
 - › Ce changement a des impacts clés sur les configurations optimales du système car le générateur diesel est maintenant assez grand pour servir la charge totale

pendant les pannes de courant sans stockage de batterie supplémentaire et les pannes de courant ne sont pas très fréquentes dans le complexe de la SNEL.

Ces ajouts permettent une compréhension plus complète des solutions énergétiques potentielles et de leur sensibilité à divers facteurs économiques et technologiques. Malgré ces améliorations, il reste essentiel de mener des études spécifiques sur les sites et de consulter des experts locaux avant de procéder à la mise en œuvre de tout système concret.

2.6 Synthèse des principales données d'entrée

2.6.1 Scénarios pour chacun des bâtiments

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

Localisation	Configurations système	Taille des PV insta	Exigences	Pannes	Sensibilités
SNEL bâtiment Kinshasa (-4.3179, 15.2766)	Gr. électrogène + réseau	861.4 kWp: « Tout toit convenable » 526.3 kWp: « Tout toit sans parking » 451.2 kWp: « Meilleurs toits uniquement »	Pic: 599 kW Total: 3.225 GWh par an	Durée: 1 heure Fréquence: 0.6/mois	Tarif de rachat élec. PV: 0.05 & 0.069 \$/kWh Prix carburant: 1.2 & 2.4 \$/litre
	PV + gr. électrogène + réseau				
	PV + gr. électrogène + stockage + réseau				
	PV + stockage + réseau				
	Gr. électrogène + stockage + réseau				
ISTA bâtiment Kinshasa (-4.3233, 15.3319)	Gr. électrogène + réseau	512.4 kWp: « Tout toit convenable »	Pic: 150 kW Total: 0.737 GWh par an	Durée: 1 heure Fréquence: 45/mois	Tarif de rachat élec. PV: 0.05 & 0.069 \$/kWh Prix carburant: 1.2, 1.8, 2.4 \$/litre
	PV + gr. électrogène + réseau				
	PV + gr. électrogène + stockage + réseau				
	PV + stockage + réseau				
	Gr. électrogène + stockage + réseau				

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

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

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

Paramètre	Valeur	Unité	Lien/Source
Coût d'invest. PV solaire	441	\$/kW	https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
PV solaire – Coût E&M	10	\$/kWp/a	https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
Onduleur et EMS	415	\$/kW	https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
Stockage – Coût d'investissement	314	\$/kWh	https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
Stockage – Coût E&M	10	\$/kWh/a	https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
Stockage – Efficacité du voyage a/r	92%	pourcentage	https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
Prix combustible – Generator Thermique	[1.2, 1.8, 2.4]	\$/l	https://de.globalpetrolprices.com/Democratic-Republic-of-Congo
Combustible – val. énergétique	9.8	kWh/l	https://www.energie-lexikon.info/dieselmkraftstoff.html
Combustible – facteur émission CO ₂	2.68	kg CO ₂ eq/l	https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2_emission_factors_for_fossil_fuels
Maingrid – facteur émission CO ₂	0.004159	kg CO ₂ eq/kWh	https://ecometrica.com/assets/Electricity-specific-emission-factors-for-grid-electricity.pdf
Maingrid – prix électricité	0.07	\$/kWh	Hypothèse – communication directe avec SNEL
PV – Prix de rachat	[0.05 & 0.699]	\$/kWh	Hypothèse – valeurs utilisées dans les scénarios. Il n'existe actuellement aucun tarif officiel pour le PV connecté au réseau.
Taux de remis	9.6%	pourcentage	https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
Durée de vie économique du projet	20	année	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 Potentiel de production photovoltaïque spécifique au site

En suivant l'approche d'estimation et de modélisation des toits photovoltaïques décrite dans la section 2.2 de la méthodologie, les résultats pour les deux bâtiments sont présentés ci-dessous. En outre, plusieurs des paramètres d'entrée clés utilisés dans le modèle PVGISv5.2 et les estimations de la capacité des toits sont également inclus dans le tableau 3. Les résultats montrant toutes les surfaces de toiture modélisées individuellement sont présentés pour le complexe SNEL dans la Figure 2, et pour le complexe ISTA dans la Figure 3. Des tableaux résumant les résultats pour chaque toiture sont également inclus pour la SNEL et l'ISTA dans les tableaux 4 et 5 respectivement.

L'échelle des couleurs va du « vert » pour les toits les plus performants au « rouge » pour les toits les moins performants, mesurés par leur facteur de capacité annuel moyen (FC – mesuré en %). Les couleurs utilisées dans les images et les tableaux pour distinguer les toits ne sont pas des échelles exactes et servent uniquement à la visualisation.

La capacité installable totale estimée pour le complexe SNEL est de 861,4 kWp et pour le complexe ISTA de 512,4 kWp, en supposant que toutes les zones sont remplies et que des hypothèses conservatrices pour la capacité installable sont utilisées (comme indiqué dans le tableau 3).

Les fichiers de cartographie (.gpkg) montrant chacune des surfaces de toiture et leurs hypothèses et résultats sommaires, ainsi que les sorties de séries temporelles horaires (.csv) pour toutes les toitures modélisées pour les deux bâtiments sont partagés séparément avec ce rapport.

Table 3: Résumé des paramètres utilisés dans les calculs de potentiel et de performance des toitures photovoltaïques

Paramètre	Valeur	Description
Version du modèle PVGIS	5.2	Version de PVGIS utilisée dans l'analyse. La version 5.2 était la dernière disponible au moment de l'étude. Lien Manuel d'utilisation de PVGIS – Commission européenne (europa.eu)
Surface installable par toiture	90%	Facteur représentant le pourcentage de la surface calculée qu'il est possible de remplir complètement de panneaux photovoltaïques.
Facteur de perte par ombrage	10%	Facteur représentant les pertes d'ombrage. Des pertes supplémentaires de 10 % sont supposées pour les toits qui devraient être ombragés par les bâtiments ou les arbres environnants.

Paramètre	Valeur	Description
Capacité photovoltaïque installable par surface utilisable	0.1 kW/m ²	Hypothèse conservatrice utilisée pour supposer qu'un minimum de 0,1 kWc de PV par m ² de surface de toit pourrait être installé. La quantité réelle peut être supérieure ou inférieure si, par exemple, une partie de la surface n'est pas appropriée ou si des panneaux plus efficaces sont utilisés.
Latitude	"par site"	Latitude du lieu (en degrés décimaux)
Longitude	"par site"	Longitude du lieu (en degrés décimaux)
Facteur de perte du système	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).
Angle d'orientation du toit	« spécifique par toit »	L'azimut, ou orientation du toit, est l'angle des modules photovoltaïques par rapport à la direction du sud. -90° correspond à l'est, 0° au sud et 90° à l'ouest.
Angle d'inclinaison du toit	« spécifique par toit »	L'angle des panneaux solaires, spécifique à chaque toit. Les toits plats sont placés à l'inclinaison optimale (calculée à 0 degré (plat) sur ce site).
Lieu de montage	« bâtiment monté »	L'emplacement où les panneaux PV sont montés (bâtiment ou terrain libre).
Technologie PV	"crystSi"	Type de technologie PV (par exemple, « crystSi » pour le silicium cristallin). Ce type de technologie n'affecte que les performances du système et les caractéristiques spectrales, et non le coût.
Base de données des radiations	"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).
Année des données historiques	2014	Année historique de l'irradiation solaire par satellite et des données météorologiques utilisées pour la simulation PV.

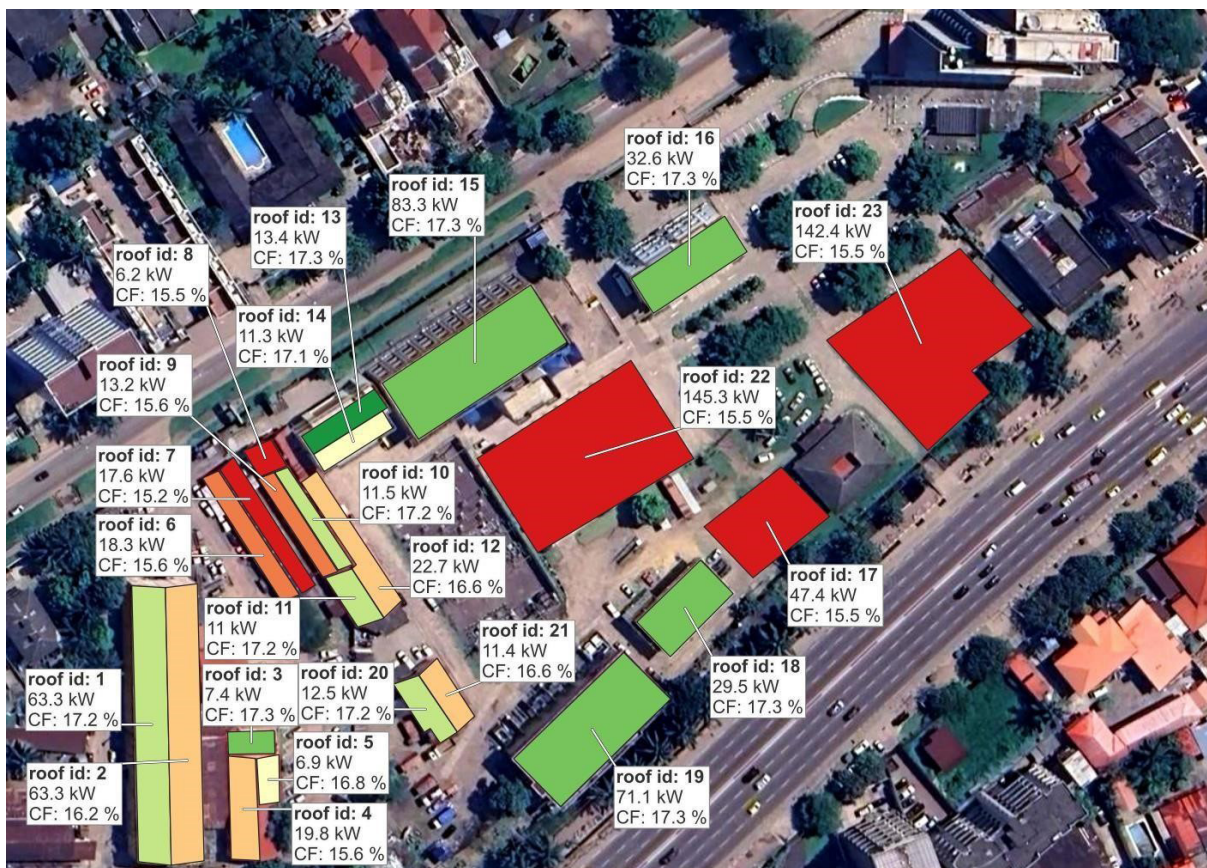


Figure 2: Résultats de l'évaluation des systèmes photovoltaïques en toiture de SNEL comprenant toutes les toitures modélisées, les capacités installables estimées (kWp), et le rendement annuel moyen estimé (facteur de capacité – « CF »). 23 zones PV distinctes ont été modélisées, dont 3 zones de parking. La capacité totale maximale installable est estimée à 861,4 kWp.

Pour le complexe SNEL, 23 zones PV distinctes ont été modélisées, y compris 3 aires de stationnement. Les toitures les plus performantes ont atteint un facteur de capacité annuel moyen estimé à environ 17,3 %. Pour les deux ensembles de bâtiments, l'ombrage a eu l'impact le plus important sur les performances du système (les facteurs de capacité ont généralement baissé de 1,7 %, ce qui correspond à une perte d'ombrage supposée de 10 %). Les panneaux orientés dans des directions non optimales (en raison des toits orientés dans ces directions) ont également des performances moindres, perdant jusqu'à environ 1 % de leur facteur de capacité annuel.

Pour le bâtiment SNEL, les scénarios d'installation photovoltaïque suivants ont été créés :

- **861.4 kWp – « Tous les toits adéquats » :**
 - Le scénario maximal dans lequel toutes les toitures et tous les parkings sont utilisés, même s'ils sont ombragés ou s'ils ne sont pas orientés de manière optimale.
- **526.3 kWp – « Tous les toits – pas de parking »**
 - Ce scénario utilise toutes les toitures, quelles que soient leurs performances, mais exclut les parkings, car il n'est pas toujours possible d'installer des systèmes photovoltaïques sur les parkings dans une situation donnée, et les parkings étant entourés de bâtiments, on s'attend à ce qu'il y ait des pertes d'ombrage.

▪ 451.2 kWp — « Meilleures toitures uniquement »

- › Dans ce scénario, seuls les meilleurs toits qui ne devraient pas avoir d'ombrage et qui sont orientés dans les directions optimales sont utilisés (avec un facteur de capacité typique d'environ 17,3 %).

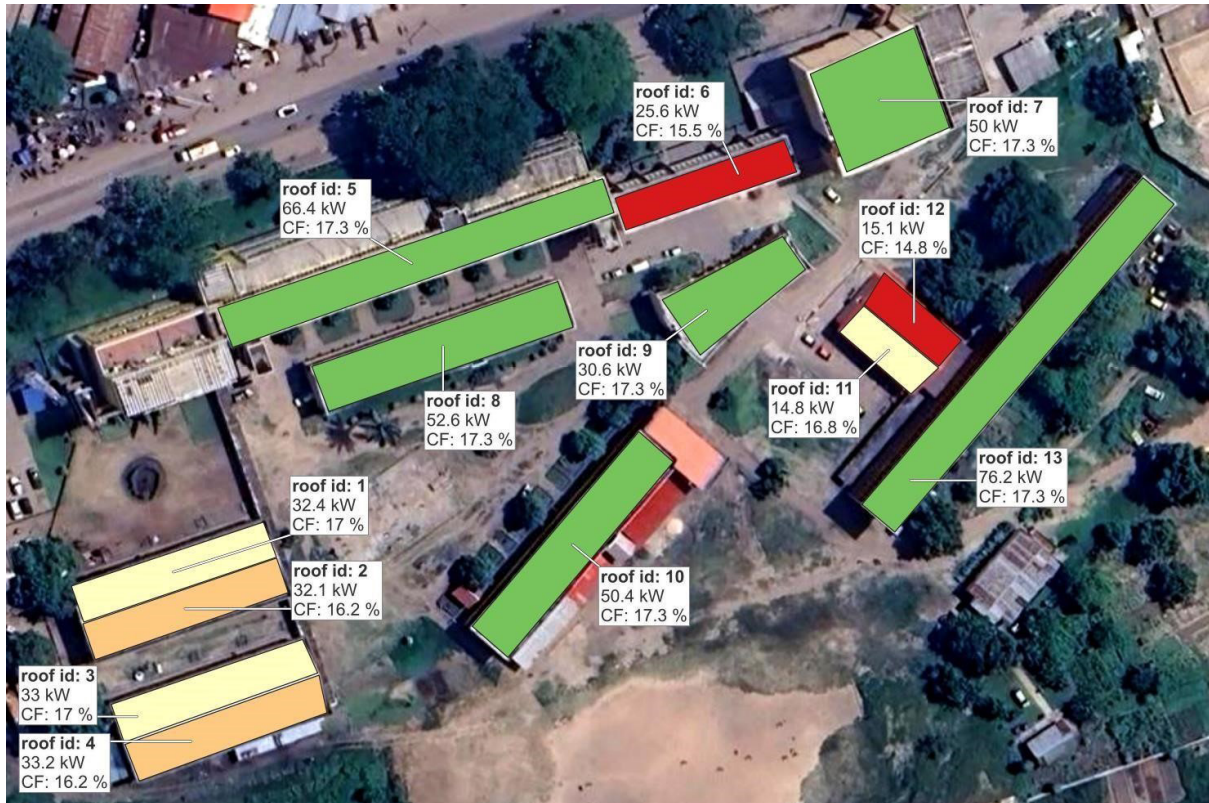


Figure 3: Résultats de l'évaluation de l'ISTA concernant les installations photovoltaïques sur les toits, y compris toutes les toitures modélisées, les capacités installables estimées (kWp) et le rendement annuel moyen estimé (facteur de capacité — « FC »). 13 zones photovoltaïques distinctes ont été modélisées, aucune zone de parking n'a été identifiée pour une installation photovoltaïque. La capacité maximale totale installable est estimée à 512,4 kWp.

Pour le bâtiment de l'ISTA, 13 zones photovoltaïques distinctes ont été modélisées sur les toits de l'enceinte qui ont été jugés appropriés pour une installation photovoltaïque. Un seul scénario a été modélisé, qui combine toutes les capacités d'installation PV possibles sur les toits en un système PV de 512,4 kWp. La suppression des toits les moins performants et la création de nouveaux scénarios n'ont pas modifié la capacité totale de manière significative et n'ont donc pas changé les résultats finaux du système énergétique de manière significative. Seules les « toitures » véritables ont été modélisées pour l'installation photovoltaïque dans l'enceinte de l'ISTA, de sorte qu'aucune aire de stationnement n'a été modélisée et que les espaces ouverts utilisés pour le terrain de basket et le terrain de football n'ont pas été considérés comme disponibles ou réaffectés à des installations photovoltaïques.

Table 4: SNEL – Résultats des données individuelles sur les toits dans le tableau récapitulatif

Toit id	Surface (m ²)	Orientation toit (deg)	Angle d'inclinaison du toit (deg)	Ombre probable	Facteur de capacité (%)	Installable PV (kWp)
13	149	150	5	No	17.3%	13.4
3	82	-180	0	No	17.3%	7.4
15	926	150	0	No	17.3%	83.3
16	362	150	0	No	17.3%	32.6
18	328	135	0	No	17.3%	29.5
19	790	135	0	No	17.3%	71.1
10	128	70	15	No	17.2%	11.5
11	122	70	15	No	17.2%	11
20	138	70	15	No	17.2%	12.5
1	703	90	20	No	17.2%	63.3
14	126	-30	5	No	17.1%	11.3
5	77	-90	10	No	16.8%	6.9
12	252	-110	15	No	16.6%	22.7
21	126	-110	15	No	16.6%	11.4
2	703	-90	20	No	16.2%	63.3
4	220	90	10	Yes	15.6%	19.8
9	146	70	5	Yes	15.6%	13.2
6	203	70	10	Yes	15.6%	18.3
17	527	140	0	Yes	15.5%	47.4
22	1615	150	0	Yes	15.5%	145.3
23	1582	150	0	Yes	15.5%	142.4
8	69	70	15	Yes	15.5%	6.2
7	195	-110	10	Yes	15.2%	17.6
					Total (kWp)	861.4

Table 5: ISTA — Données individuelles sur les toits dans le tableau récapitulatif

Toit id	Surface (m ²)	Orientation toit (deg)	Angle d'inclinaison du toit (deg)	Ombre probable	Facteur de capacité (%)	Installable PV (kWp)
5	738	160	0	No	17.3%	66.4
7	556	160	0	No	17.3%	50
8	584	160	0	No	17.3%	52.6
9	34	150	0	No	17.3%	30.6
10	560	130	0	No	17.3%	50.4
13	846	130	0	No	17.3%	76.2
1	360	160	20	No	17.0%	32.4
3	367	160	20	No	17.0%	33
11	165	40	20	No	16.8%	14.8
2	357	-20	20	No	16.2%	32.1
4	369	-20	20	No	16.2%	33.2
6	285	160	0	Yes	15.5%	25.6
12	168	-130	20	Yes	14.8%	15.1
					Total (kWp)	512.4

3.2 Profils de demande pour SNEL et ISTA

Les profils horaires de la demande d'électricité sont un élément clé de la modélisation du système énergétique et sont présentés pour la SNEL et l'ISTA ci-dessous dans la Figure 4. Les profils de demande montrent une semaine typique, avec les jours de week-end et de semaine indiqués, ce profil est répété pour une année complète de 8760 heures.

Le profil pour le bâtiment SNEL a une demande pic de 598,8 kW, avec une demande annuelle totale de 3,225 GWh par an. Les samedis et dimanches sont supposés être des « week-ends » et sont censés avoir un profil de demande plat équivalent à celui de la charge nocturne. Les principales données d'entrée partagées par SNEL sont également indiquées dans la figure 5 à titre de référence.

Dans l'enceinte du bâtiment de l'ISTA, on suppose une demande de pointe de 150 kW, avec une demande annuelle totale de 0,737 GWh par an. Ici, seuls les dimanches sont supposés être des « week-ends » comme dans le rapport de données mesurées sur site partagé, et une fois encore la charge nocturne minimale est supposée pour le jour du week-end. Le profil horaire utilisé dans cette modélisation (en rouge) est comparé au tracé des données à résolution d'une minute (en bleu) du rapport partagé par l'ISTA dans la figure 6.

Electricity Demand Profiles - SNEL & ISTA Compounds

1 Week shown with 'Weekdays' and 'Weekend' - Full Year Modelled

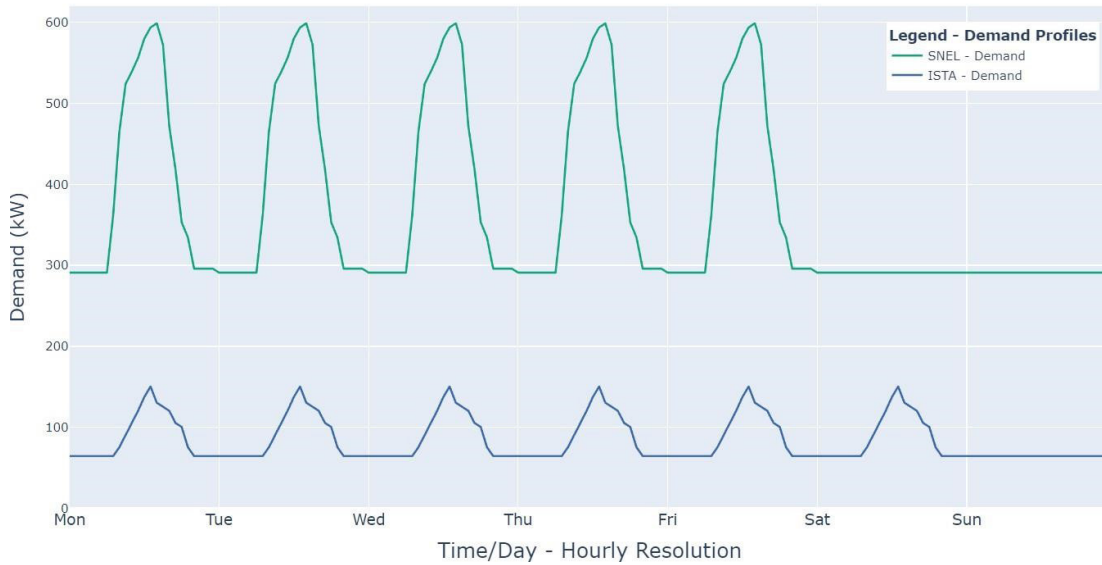
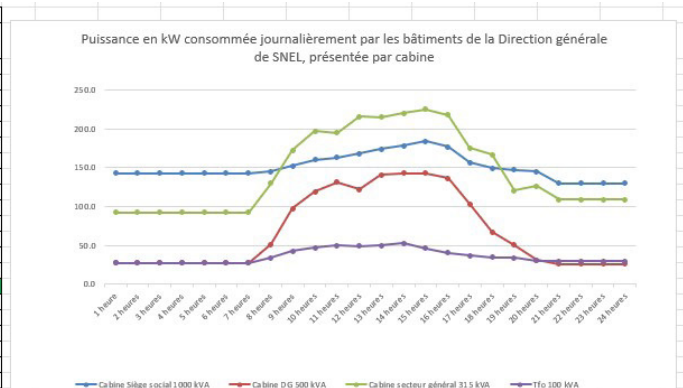


Figure 4. Profil de demande modélisé pour la SNEL et l'ISTA, sur une semaine, avec les jours typiques du week-end et de la semaine (année complète modélisée). SNEL – 598,8 kW de demande de pic sont supposés avec une demande annuelle totale de 3,225 GWh par an. ISTA – La demande de pic de 150 kW est supposée avec une demande annuelle totale de 0,737 GWh par an.

heure	Courant (A)				Total courant Siège DG
	Cabine SIEGE SOCIAL 1000 kVA	Cabine DG 500 kVA	Cabine SECTEUR GENERAL	Cabine SERV. AUX 100 kVA	
heure	256.33	49	165	49.33	519.66
1 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
2 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
3 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
4 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
5 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
6 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
7 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
8 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
9 heures	256.33	49	165	49.33	519.66
10 heures	259.66	92	233	61	645.66
11 heures	272	174.66	308	76.33	830.99
12 heures	287.33	213.33	352.33	83.66	936.65
13 heures	292	234.66	348	89	963.66
14 heures	301	218.66	386	88.33	993.99
15 heures	310.66	251.33	385	89.33	1036.32
16 heures	318.33	255.33	393.33	94	1060.99
17 heures	328.66	255.33	403	83.33	1070.32
18 heures	316.33	244.33	390	72.66	1023.32
19 heures	279.66	184.33	314	66	843.99
20 heures	267.33	120.33	298.33	62	747.99
21 heures	263	90.33	216.33	61	630.66
22 heures	259.66	56	226.66	55	597.32
23 heures	232.66	47	195.33	53.33	528.32
24 heures	232.66	47	195.33	53.33	528.32



heure	Puissance en kW				Total Puissance siège SNEL
	Cabine SIEGE SOCIAL 1000 kVA	Cabine DG 500 kVA	Cabine SECTEUR GENERAL	Cabine SERV. AUX 100 kVA	
heure	143.4	27.4	92.3	27.6	290.7
1 heures	143.4	27.4	92.3	27.6	290.7
2 heures	143.4	27.4	92.3	27.6	290.7
3 heures	143.4	27.4	92.3	27.6	290.7
4 heures	143.4	27.4	92.3	27.6	290.7
5 heures	143.4	27.4	92.3	27.6	290.7
6 heures	145.3	51.5	130.3	34.1	361.2
7 heures	152.2	97.7	172.3	42.7	464.9
8 heures	160.7	119.3	197.1	46.8	524.0
9 heures	163.4	131.3	194.7	49.8	539.1
10 heures	168.4	122.3	215.9	49.4	556.1
11 heures	173.8	140.6	215.4	50.0	579.8
12 heures	178.1	142.8	220.0	52.6	593.6
13 heures	183.9	142.8	225.5	46.6	598.8
14 heures	177.0	136.7	216.2	40.6	572.5
15 heures	156.5	103.1	175.7	36.9	472.2
16 heures	149.6	67.3	166.9	34.7	418.5
17 heures	147.1	50.5	121.0	34.1	352.8
18 heures	145.3	31.3	126.8	30.8	334.2
19 heures	130.2	26.3	109.3	29.8	295.6
20 heures	130.2	26.3	109.3	29.8	295.6

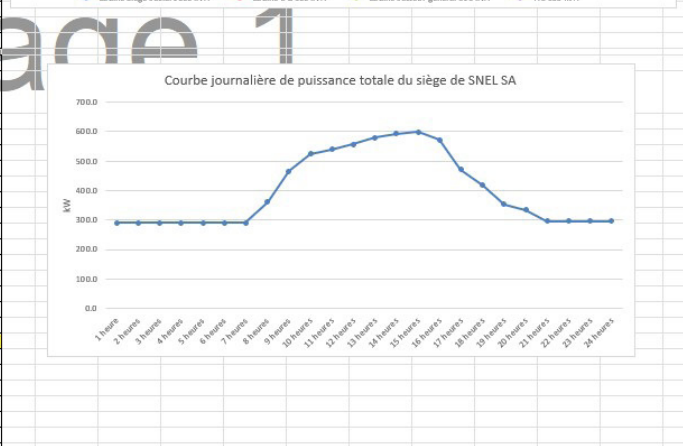


Figure 5. Capture d'écran des données partagées de la demande SNEL mesurée pour 1 jour, utilisées pour créer le profil de la demande annuelle.

ST (1 min) VA

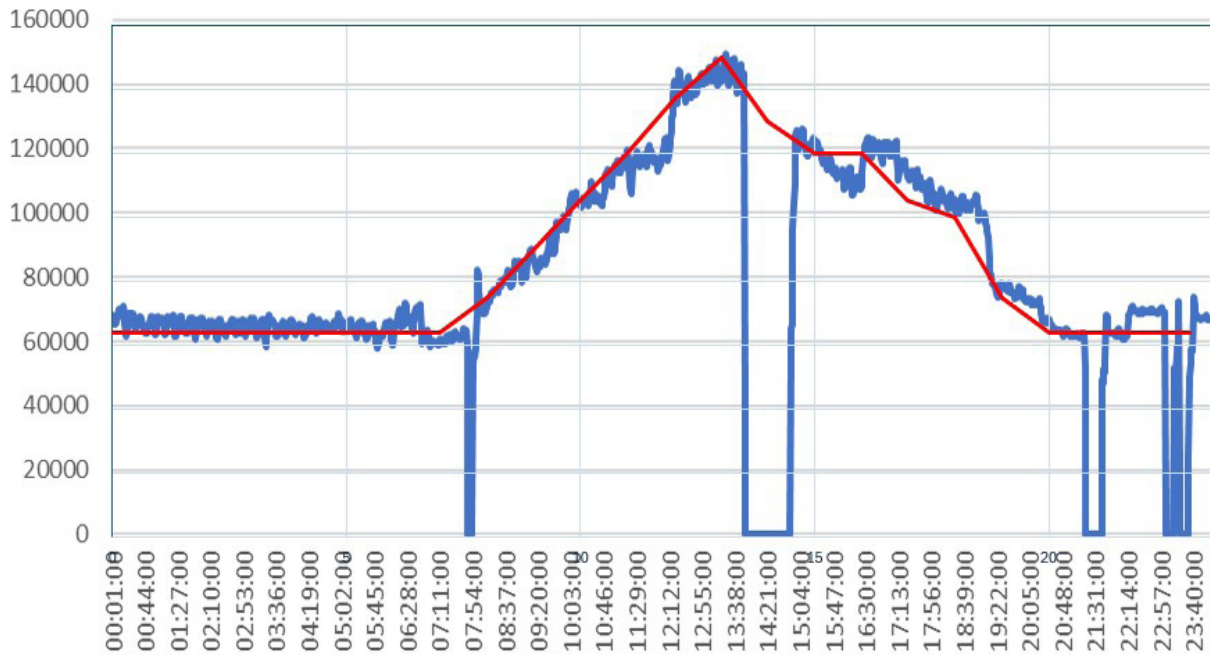


Figure 6. Profil horaire estimé pour les jours de semaine, calqué sur les données mesurées en 1 minute par l'ISTA. On suppose une demande de pic de 150 kW avec une demande annuelle totale de 0,737 GWh.

3.3 Hypothèses de panne d'électricité pour la SNEL et l'ISTA

Les hypothèses de panne d'électricité utilisées dans la modélisation pour la SNEL et l'ISTA sont présentées dans les figures 7 et 8 ci-dessous. Dans l'enceinte de la SNEL, des séries temporelles de pannes ont été créées avec une durée de 1 heure et une fréquence moyenne de 0,6/mois. Dans le bâtiment de l'ISTA, la durée a également été supposée être d'une heure, mais les pannes sont beaucoup plus fréquentes, avec une fréquence de 45 par mois. Les données utilisées pour ces hypothèses de panne ont été tirées de données partagées par le SNEL et l'ISTA respectivement. Les durées des pannes dans le modèle doivent être un multiple d'une heure et ne peuvent pas être une fraction d'heure car la résolution maximale du modèle est d'une heure.

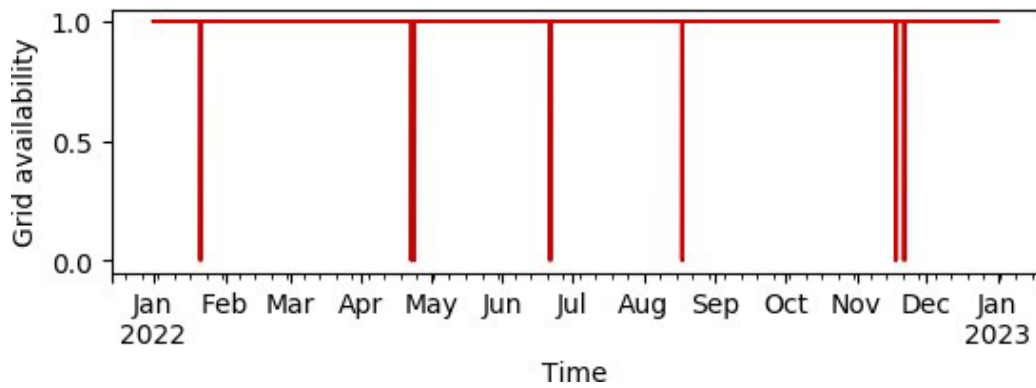


Figure 7. Profil annuel de disponibilité du réseau pour le complexe SNEL

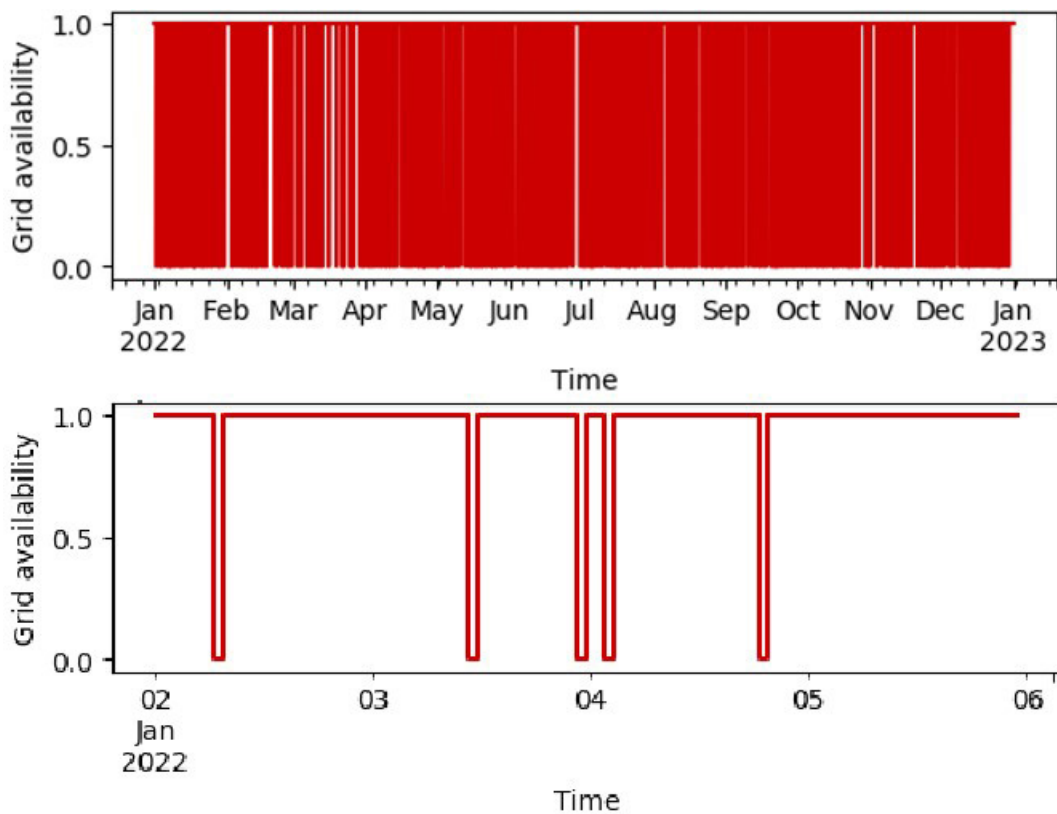


Figure 8. Profil de disponibilité du réseau annuel (en haut) et hebdomadaire (en bas) pour le complexe ISTA

3.4 Résultats de l'optimisation de la modélisation énergétique

Les résultats de la modélisation du système énergétique présentés dans cette section explorent les interactions impliquées dans l'intégration de systèmes photovoltaïques (PV) et de solutions de stockage pour un bâtiment, en mettant particulièrement l'accent sur les implications pour la taille optimale des composants du système (taille du PV, taille de la batterie, etc.), les coûts d'investissement

initiaux et les aspects opérationnels tels que la consommation de carburant, l'autonomie énergétique et la vente de l'énergie excédentaire au réseau avec un tarif d'achat. De nombreuses configurations de systèmes différents ont été testées en combinant différentes options technologiques, et plusieurs sensibilités sur les variables d'entrée ont été incluses pour voir si et dans quelle mesure ces variables avaient un impact sur les résultats.

Chaque configuration ou sensibilité ne sera pas examinée en détail et, dans la mesure du possible, les résultats des systèmes/configurations/sensibilités « redondants » qui n'avaient pas d'impact sur les configurations n'ont pas été inclus dans le tableau des résultats SNEL (tableau 7) afin de réduire l'encombrement des données. Le tableau des résultats de l'ISTA (tableau 9) les inclut tous par souci d'exhaustivité, mais les deux composés ont été testés pour toutes les configurations de systèmes et sensibilités répertoriées. Le tableau des scénarios présenté dans le tableau 1 est également répété (avec les mêmes informations) au début de la section des résultats de chacun des composés du bâtiment, avec uniquement les scénarios et les données d'entrée pour ce composé spécifique, afin de faciliter la comparaison avec les résultats. Les différents fichiers d'entrée et de sortie du modèle, y compris les hypothèses technico-économiques, les données cartographiques sur les toits photovoltaïques, les profils de production solaire horaire, ainsi que les ventilations complètes des sorties du modèle et les fichiers de séries chronologiques horaires, sont disponibles et joints séparément au rapport. Ces fichiers contiennent beaucoup plus d'entrées et de sorties qu'il n'est réaliste de discuter en détail dans le rapport et si le lecteur souhaite trouver des détails plus spécifiques sur les configurations des systèmes, les mesures de performance, les ventilations des coûts, etc., ils sont disponibles.

Les séries temporelles horaires résultant de l'optimisation et de la répartition du système sont présentées dans les figures 9 et 10 ci-dessous à des fins de démonstration et de nombreux résultats statistiques récapitulatifs, tels que la consommation de carburant et le facteur d'autonomie, sont calculés à partir de ces séries temporelles sur l'ensemble de l'année.

La Figure 9 ci-dessous illustre 4 jours de fonctionnement du système à partir de la configuration PV+groupe électrogène+réseau (pas de stockage) pour les scénarios PV maximum (figure du haut) et minimum (figure du bas) sur le site de SNEL. La demande (en vert) peut être observée au fil des jours en commençant par un dimanche avec une demande stable et en avançant dans la semaine, la production PV journalière (en jaune) dans le scénario maximum atteint une production similaire à la demande totale pendant la pointe de jour mais ne fournit naturellement pas d'énergie pendant la nuit et n'est pas suffisante pour atteindre une autonomie énergétique complète même dans le cas PV maximum. L'énergie photovoltaïque est d'abord utilisée pour l'autoconsommation, puis, si le réseau est disponible, le réseau principal est utilisé pour répondre à la demande restante (violet foncé). Pendant la journée, le week-end et certaines heures de la semaine, l'énergie photovoltaïque excédentaire est réinjectée dans le réseau principal et bénéficie d'un tarif de rachat (en rose). Dans la figure du bas, le plus petit scénario photovoltaïque où seuls les meilleurs toits sont utilisés montre qu'en général, ce n'est que pendant quelques heures vers midi le week-end qu'il y a juste assez d'énergie photovoltaïque excédentaire pour être réinjectée dans le réseau, sinon pendant la semaine il n'y a jamais d'excédent disponible, et toute l'énergie photovoltaïque est utilisée pour la consommation propre.

La figure 10 montre une année complète pour le même scénario de PV maximum, mais pour un scénario qui inclut spécifiquement le stockage sur batterie en remplacement du générateur diesel avec une capacité suffisante pour répondre à la demande pendant les pannes aléatoires modélisées (rouge) – le générateur diesel est maintenant autorisé à être utilisé dans ce scénario spécifique. L'état de charge du stockage (bleu) est suivi pour chaque heure de l'année et augmente ou diminue en fonction de l'excédent de PV par rapport à la demande pour charger la batterie. Si la batterie est pleine (ce qui se produit plusieurs fois au cours de l'année), l'excédent de PV est réinjecté dans le réseau principal pour bénéficier d'un tarif de rachat.

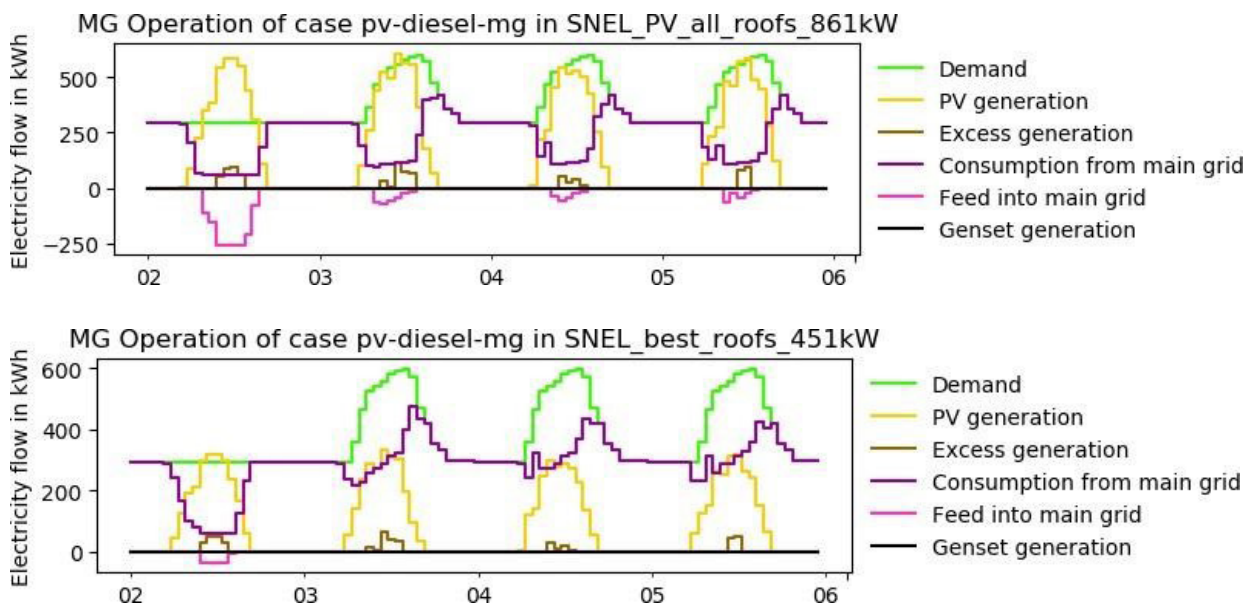


Figure 9: Résultats de la modélisation horaire de SNEL pour 3 scénarios différents démontrant la dynamique de fonctionnement horaire pour 4 jours (de l'année complète). En haut : Tous les toits PV, scénario sans stockage. En bas : Scénario « Meilleurs PV » : toits uniquement, pas de stockage.

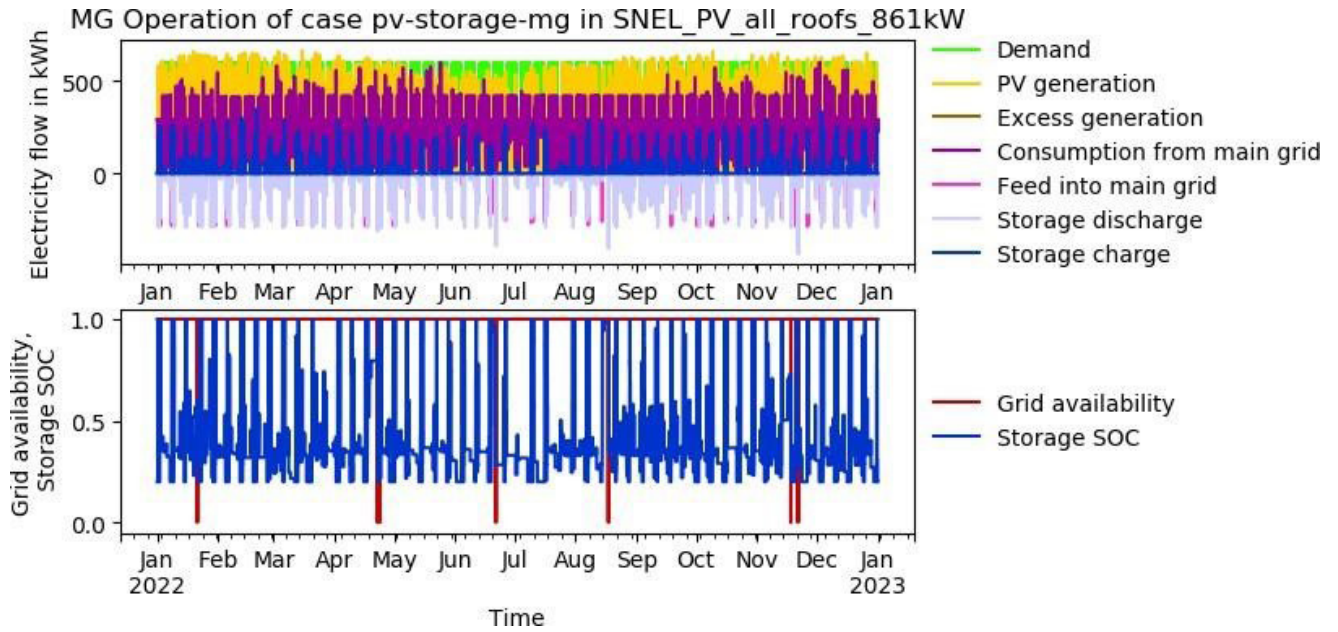


Figure 10: Sorties horaires de la modélisation SNEL pour une année complète du scénario avec « Tous les toits PV » (861kW), avec stockage par batterie (695,2kWh) et sans scénario diesel. Le profil horaire sur 365 jours et les séries temporelles de stockage et de coupure d'électricité sont indiqués.

3.4.1 Résultats : SNEL complexe Kinshasa

Les principaux résultats de l'analyse de modélisation de l'optimisation du système énergétique pour le composé SNEL sont présentés dans cette section et les principales variables de sortie sont résumées dans le tableau 7 ci-dessous, qui montre les résultats les plus significatifs de la configuration du système, combinant la connexion au réseau existante, les 3 différents scénarios de taille d'installation de la capacité solaire PV, les options de stockage de la batterie et le système de groupe électrogène de secours existant de 635kW.

Le tableau 6 reprend tous les scénarios, configurations, sensibilités et autres variables d'entrée clés pour le composé SNEL afin d'en faciliter la consultation. 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 pannes de réseau. Toutes les configurations de système ont été testées avec des tarifs de rachat de l'énergie photovoltaïque de 0,05 \$/kWh et 0,069 \$/kWh et des prix de carburant de 1,2 et 2,4 \$/litre. Le scénario « réseau + groupe électrogène » est également inclus dans les résultats. Il estime le système énergétique actuel du bâtiment et sert de « base de référence » pour comparer les autres scénarios.

Le résumé des résultats dans le tableau 7 ne montre que les résultats et les configurations les plus pertinents, et exclut spécifiquement les configurations et les sensibilités qui n'ont pas d'impact sur les variables de sortie clés énumérées. Par exemple, il n'y a pas de configurations avec stockage qui disposent également d'un groupe électrogène et le tableau ne montre que les résultats pour le prix du combustible de 1,2 \$/kWh car les configurations optimales du système ne changent pas par rapport aux configurations et aux sensibilités qui sont déjà énumérées dans le tableau.

Plusieurs des mêmes résultats que ceux énumérés dans le tableau sont également présentés graphiquement et pour une comparaison visuelle sous forme de tableau pour les différents scénarios dans la Figure 11, la Figure 12 et la Figure 13.

Table 6. (SNEL uniquement) – Résumé du scénario des variables clés utilisées pour l'optimisation des systèmes énergétiques

Lieu	Configurations du système	Tailles PV installées	Demande	Blackouts	Sensibilités
SNEL bâtiment Kinshasa (-4.3179, 15.2766)	groupe électrogène + réseau (« base »)				
	PV + groupe électrogène + réseau	861.4 kWp: « Tous les toits adéquats »	Pic : 599 kW	Durée : 1 heure	Tarif de rachat PV : 0,05 & 0,069 \$/kWh
	PV + groupe électrogène + stockage + réseau	526.3 kWp: « Tous les toits — pas de parking »	Total : 3,225 GWh par an	Fréquence : 0,6/mois	Prix du carburant : 1,2 & 2,4 \$/litre
	PV + stockage + réseau groupe	451.2 kWp: « Meilleures toitures uniquement »			
	électrogène + stockage + réseau				

Table 7. Résultats de la modélisation du système énergétique des bâtiments pour le complexe SNEL pour les configurations de système les plus significatives avec un prix du diesel de 1,2 \$/litre.

Config. système	PV taille système (kWp)	Tarif de rachat de l'électricité PV	Capacité de stockage des batteries (kWh)	Facteur d'autonomie du système (%)	Consommation de carburant par an (l)	Coût initial du PV (USD)	Coût initial de la batterie (USD)	Coût initial de l'onduleur (USD)	Coût total initial (USD)
réseau + groupe électrogène (base)	0	0	0	0.1 %	1019 l	N/A	N/A	N/A	N/A
PV + stockage + réseau	861.4	0.069 \$/kWh	695.2	35.0 %	0 l	443,114	337,227	291,247	1,071,588
	526.3		763.3	23.7 %	0 l	270,734	370,247	291,247	932,228
	451.2		782.4	20.8 %	0 l	232,102	379,496	291,247	902,845
PV + groupe électrogène + réseau	861.4	0.069 \$/kWh	0	31.6 %	688 l	443,114	0	249,287	692,401
	526.3		0	22.2 %	811 l	270,734	0	157,136	427,87
	451.2		0	19.7 %	839 l	232,102	0	136,702	368,804

Config. système	PV taille système (kWp)	Tarif de rachat de l'électricité PV	Capacité de stockage des batteries (kWh)	Facteur d'autonomie du système (%)	Consommation de carburant par an (l)	Coût initial du PV (USD)	Coût initial de la batterie (USD)	Coût initial de l'onduleur (USD)	Coût total initial (USD)
PV + stockage + réseau	861.4	0.05 \$/kWh	695.2	36.5 %	0 l	443,114	337,227	291,247	1,071,588
	526.3		763.3	24.0 %	0 l	270,734	370,247	291,247	932,228
	451.2		782.4	20.8 %	0 l	232,102	379,496	291,247	902,845
PV + groupe électrogène + réseau	861.4		0	31.6 %	688 l	443,114	0	234,296	677,41
	526.3		0	22.2 %	811 l	270,734	0	154,454	425,188
	451.2		0	19.7 %	839 l	232,102	0	134,031	366,133

La configuration existante « réseau + groupe électrogène » représente le « scénario de base » du système énergétique actuel du bâtiment avec une connexion au réseau et un groupe électrogène de secours de 635 kW, qui, avec les données supposées sur les pannes, devrait consommer environ 1 019 litres de carburant par an et atteindre un « facteur d'autonomie » de 0,1 % en raison des quelque 0,1 % de la demande annuelle d'électricité couverts par la production sur site du groupe électrogène de secours pendant les pannes. Ce système reçoit 99,9 % de son électricité du réseau.

Il est important de noter que pour le complexe SNEL, le modèle ne sélectionne pas le stockage en batterie comme une alternative économique à l'utilisation du groupe électrogène diesel, s'il est disponible. Il s'agit d'une différence essentielle par rapport aux résultats précédents présentés dans cette étude, qui supposaient que seul un groupe électrogène de 250 kW était disponible. Depuis que cette hypothèse a été actualisée à 635 kW, le modèle préfère utiliser le groupe électrogène pour couvrir la demande pendant les pannes de courant, qui pour le bâtiment SNEL ne sont pas très fréquentes et ne durent pas très longtemps. L'avantage supplémentaire que représente le stockage de l'énergie photovoltaïque excédentaire dans la batterie, et son utilisation pendant les pannes, ne compense pas entièrement les coûts d'investissement et la faible utilisation, car l'énergie photovoltaïque excédentaire peut également être renvoyée sur le réseau avec le tarif de rachat pour un prix attractif et il n'y a pas une grande quantité d'énergie photovoltaïque excédentaire disponible, même dans le plus grand système photovoltaïque.

Cependant, comme il est intéressant d'envisager le remplacement du groupe électrogène par un système de sauvegarde par batterie, des configurations ont été incluses (PV + stockage + réseau) qui suppriment le groupe électrogène, afin de voir quelle quantité de stockage par batterie serait nécessaire, quel en serait le coût et comment les résultats du système changeraient.

Lorsque l'on ajoute un système de stockage aux systèmes photovoltaïques, la consommation de carburant tombe à zéro. Pour les capacités photovoltaïques testées allant de 451,2 kWp à 861,4 kWp, les capacités de stockage optimales résultantes changent légèrement, passant de 782,4 kWh à 695,2 kWh. À mesure que la capacité photovoltaïque diminue, la taille des batteries doit être légèrement augmentée pour pouvoir stocker suffisamment d'énergie provenant du système photovoltaïque et de la charge du réseau afin de pouvoir répondre à la demande pendant les pannes simulées.

Les facteurs d'autonomie du système s'améliorent également avec des systèmes photovoltaïques et des batteries plus importants, atteignant un maximum de 36,5 %. Il est important de noter que même en installant des systèmes photovoltaïques à leur capacité maximale sur tous les toits et parkings disponibles, et en incluant des systèmes de stockage de secours pour maximiser l'utilisation propre, le potentiel de production n'est pas suffisant pour atteindre une autonomie énergétique complète en utilisant uniquement des systèmes photovoltaïques.

Les configurations qui incluent le système photovoltaïque combiné au réseau et au groupe électrogène de secours maintiennent la consommation de carburant (de 688 à 839 litres par an) et ont une autonomie plus faible que les systèmes de stockage. Cette configuration élimine les coûts de la batterie, réduisant ainsi l'investissement initial total, mais nécessite des dépenses en carburant pour le groupe électrogène.

La modification du tarif de rachat (par exemple, 0,069 \$/kWh et 0,05 \$/kWh) n'affecte pas les tailles de stockage (dans les scénarios qui incluent des batteries) et ne modifie pas non plus la consommation de carburant, mais réduit légèrement le facteur d'autonomie du système car une quantité légèrement plus importante de PV est revendue au réseau, et un onduleur légèrement plus grand est également nécessaire pour pouvoir envoyer la totalité de la quantité excédentaire sur le réseau.

Les émissions de CO₂ n'étaient pas l'objet de l'étude, mais leurs résultats ont été inclus dans les graphiques de la figure 13 à titre de référence. Il pourrait être intéressant d'étudier plus en détail la possibilité de recevoir des « crédits carbone » pour les installations photovoltaïques (et encore plus pour les systèmes avec batteries qui éliminent complètement le diesel). Cela pourrait améliorer légèrement l'économie du système, mais le générateur diesel n'est utilisé que très rarement et n'a donc pas d'impact significatif sur le coût global du système.

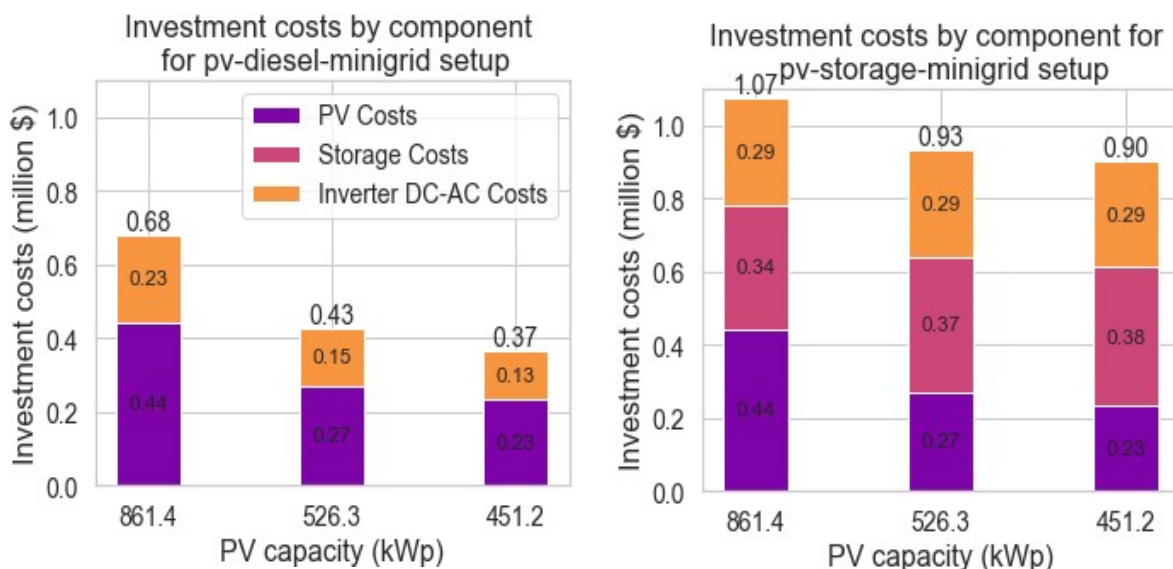


Figure 11. Coûts d'investissement des composants du système en fonction de la capacité photovoltaïque pour un système pv-diesel-mini réseau (gauche) et un système pv-stockage-mini réseau (droite).

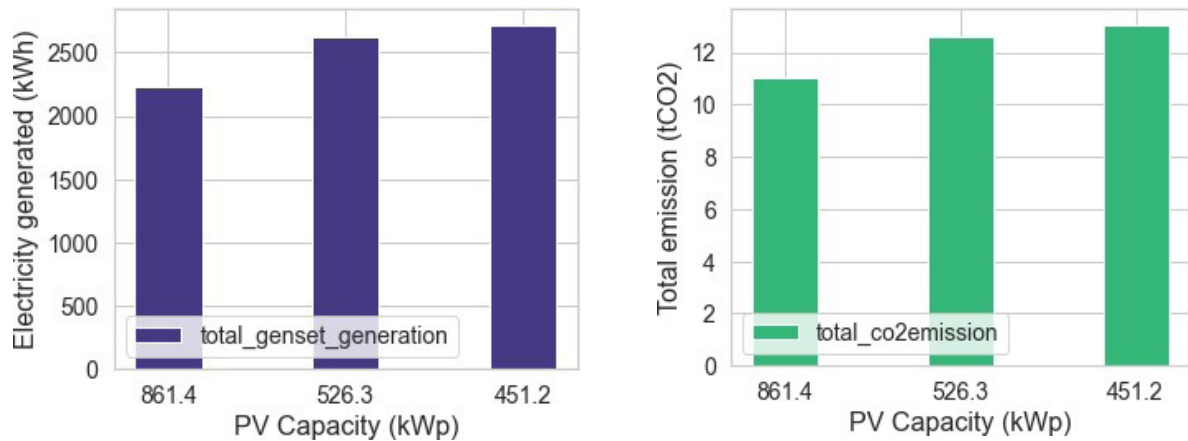


Figure 12. Quantité annuelle d'électricité produite/utilisée par capacité PV pour un système pv-diesel-mini réseau (gauche) et un système pv-stockage-mini réseau (droite).

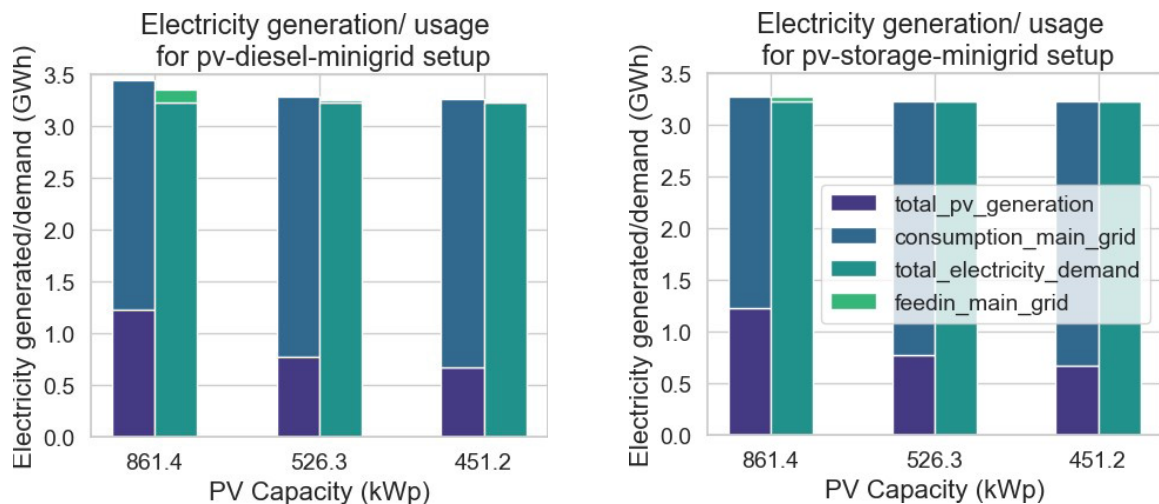


Figure 13. Production annuelle d'électricité à partir de diesel (à gauche) et émissions totales de CO2 (à droite) en fonction de la capacité photovoltaïque pour un mini-réseau PV-diesel.

3.4.2 Résultats : Complexe universitaire de l'ISTA à Kinshasa

De la même manière que pour la section des résultats du complexe SNEL ci-dessus, pour le complexe ISTA, les variables du scénario sont répétées à titre de référence dans le tableau 8 et les principales variables de synthèse des résultats sont incluses dans le tableau 9. Pour le complexe ISTA, la liste complète des résultats récapitulatifs pour toutes les configurations du système et toutes les sensibilités est incluse même si les résultats entre certaines combinaisons sont exactement les mêmes. Cela démontre qu'il n'y a pas d'impact lorsque c'est le cas, mais cela crée un tableau beaucoup plus grand et lourd avec des informations redondantes. L'inclusion du tableau complet ici montre également quel type de résultats redondants a été exclu du tableau SNEL dans la section précédente. La figure 14 présente d'autres formats de graphiques pour les résultats relatifs au stockage et à la consommation de carburant pour chaque configuration de système.

Table 8: (ISTA uniquement) — Résumé du scénario des variables clés utilisées pour l'optimisation des systèmes énergétiques

Lieu	Configurations du système	Tailles PV installées	Demande	Blackouts	Sensibilités
ISTA bâtiment Kinshasa (-4.3233, 15.3319)	groupe électrogène + grille (« baseline »)	512,4 kWp : « Toutes les toitures adaptées »	Pic : 150 kW Total : 0.737 GWh par an	Durée : 1 heure Fréquence : 45/mois	Tarif d'achat PV : 0,05 & 0,069 \$/kWh Prix du carburant : 1,2, 1,8, 2,4 \$/litre
	PV + groupe électrogène + réseau				
	PV + groupe électrogène + stockage + réseau				
	PV + stockage + réseau				
	groupe électrogène + stockage + réseau				

Table 9: Résultats de la modélisation du système énergétique du bâtiment pour le complexe de l'ISTA pour toutes les configurations et sensibilités du système.

Config. système	PV taille système (kWp)	Tarif de rachat de l'électricité PV	Prix du carburant (USD/l)	Capacité de stockage des batteries (kWh)	Facteur d'autonomie du système (%)	Consommation de carburant par an (l)	Coût initial du PV (USD)	Coût initial de la batterie (USD)	Coût initial de l'onduleur (USD)	Coût total initial (USD)
PV + stockage + réseau	512.4	0.069 \$/kWh	1.2	388.2	57.7	0	263,584	188,278	129,236	581,098
	512.4		1.8	388.2	57.7	0	263,584	188,278	129,236	581,098
	512.4		2.4	388.2	57.7	0	263,584	188,278	129,236	581,098
PV + groupe électrogène + réseau	512.4		1.2	0	43.5	8,282	263,584	0	151,707	415,291
	512.4		1.8	0	43.5	8,282	263,584	0	151,707	415,291
	512.4		2.4	0	43.5	8,282	263,584	0	151,707	415,291
PV + stockage + groupe électrogène + réseau	512.4		1.2	67.4	49.9	2,171	263,584	32,677	149,002	445,263
	512.4		1.8	101.0	50.6	738	263,584	49,016	146,797	459,397
	512.4		2.4	101.0	50.6	738	263,584	49,016	146,797	459,397
stockage + groupe électrogène + réseau	0		1.2	0	5.9	13,531	0	0	0	0
	0		1.8	67.4	2.1	5,615	0	32,677	26,048	58,725
	0		2.4	101.0	0.7	2,868	0	49,016	39,072	88,088
réseau + groupe électrogène (« base »)	0	1.2	0	5.9	13,531	0	0	0	0	
	0	1.8	0	5.9	13,531	0	0	0	0	
	0	2.4	0	5.9	13,531	0	0	0	0	

Config. système	PV taille système (kWp)	Tarif de rachat de l'électricité PV	Prix du carburant (USD/l)	Capacité de stockage des batteries (kWh)	Facteur d'autonomie du système (%)	Consommation de carburant par an (l)	Coût initial du PV (USD)	Coût initial de la batterie (USD)	Coût initial de l'onduleur (USD)	Coût total initial (USD)
PV + stockage + réseau	512.4	0.05 \$/kWh	1.2	388.2	62.1	0	263,584	188,278	116,334	568,196
	512.4		1.8	388.2	62.1	0	263,584	188,278	116,334	568,196
	512.4		2.4	388.2	62.1	0	263,584	188,278	116,334	568,196
PV + stockage + groupe électrogène + réseau	512.4		1.2	67.4	51.1	2,171	263,584	32,677	132,045	428,306
	512.4		1.8	101.0	51.8	738	263,584	49,016	130,723	443,323
	512.4		2.4	101.0	51.8	738	263,584	49,016	130,723	443,323
réseau + groupe électrogène (« base »)	0		1.2	0	5.9	13,531	0	0	0	0
	0		1.8	0	5.9	13,531	0	0	0	0
	0		2.4	0	5.9	13,531	0	0	0	0

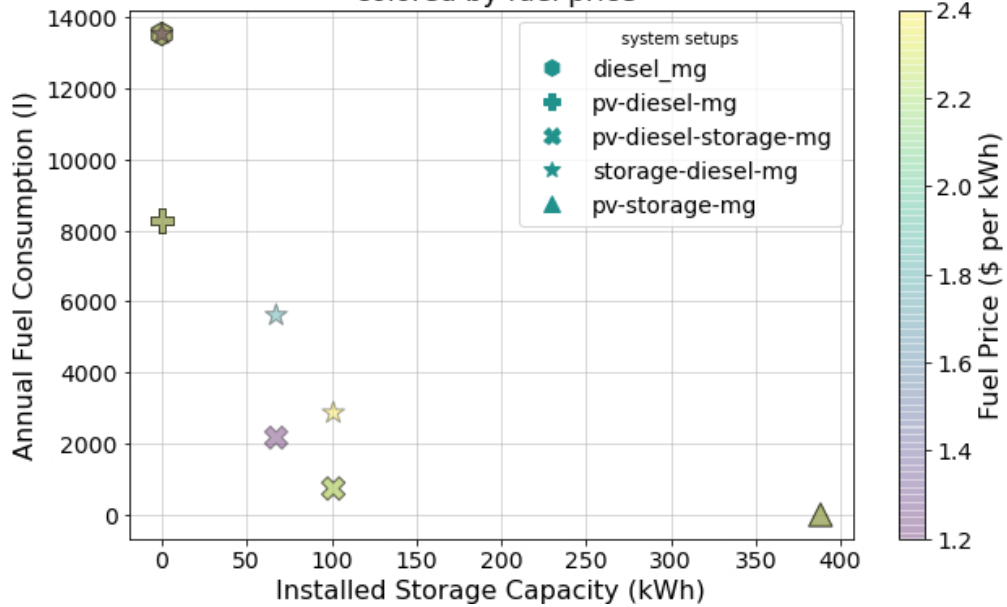
Les résultats pour le complexe ISTA sont quelque peu différents de ceux du complexe SNEL, ce qui semble provenir principalement des hypothèses de pannes plus fréquentes, et donc d'une plus grande utilisation prévue du diesel dans le « scénario de base ». Le scénario d'installation maximale de PV dans le cas de l'ISTA fournit également une plus grande quantité de PV excédentaire car la demande estimée de l'ISTA est beaucoup plus faible que celle du cas de la SNEL. Cela a un impact plus important sur les configurations et l'économie globale du système, car il y a plus de consommation de carburant du groupe électrogène à réduire et il y a aussi plus de production PV excédentaire disponible pour être stockée dans des batteries, ce qui augmente l'attrait économique des systèmes de sauvegarde PV+stockage par rapport au complexe de la SNEL. Les scénarios testés ici supposent également que toute la demande pendant les pannes de courant est satisfaite dans chaque cas, ce qui est nécessaire pour que tous les scénarios soient comparables les uns aux autres. Cette demande pendant les pannes de réseau est fournie soit par le groupe électrogène, soit par l'une des combinaisons groupe électrogène+PV+stockage, ce qui, pour le scénario de base, suppose 13 531 litres de carburant, ce qui est probablement plus élevé que la réalité, car il est probable qu'une partie de cette demande soit plutôt « perdue » pendant les scénarios de panne de réseau en n'alimentant que les charges prioritaires.

La taille du système PV testé pour l'ISTA est plus petite que le complexe SNEL, mais comme la demande est beaucoup plus faible que le complexe SNEL, le système est capable d'atteindre des facteurs d'autonomie beaucoup plus élevés qui atteignent 62,1% dans le cas le plus élevé qui exclut le générateur diesel et utilise plus de PV pour la consommation individuelle par le biais du stockage. La combinaison permettant au système de choisir parmi toutes les options disponibles (PV + stockage + groupe électrogène + réseau) permet tout de même d'atteindre un facteur d'autonomie d'environ 50 à 52 %. Ces résultats suggèrent qu'une grande partie de la demande pourrait être satisfaite si l'ensemble du système photovoltaïque de toiture était installé avec des systèmes de stockage, mais il est encore très loin d'être totalement autonome et nécessiterait un investissement important pour atteindre ce facteur d'autonomie.

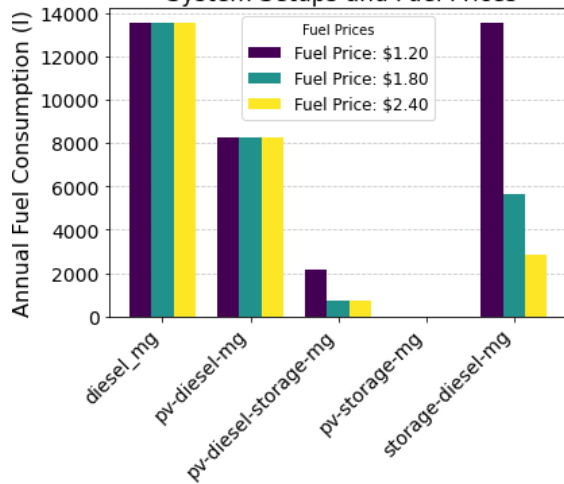
Contrairement à l'affirmation de SNEL, les sensibilités au coût du carburant des groupes électrogènes influencent les configurations optimales des systèmes à l'ISTA. Cela montre que si le coût du combustible augmente, il deviendra de plus en plus intéressant d'installer un système de stockage pour compléter et augmenter l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et réduire les dépenses de combustible sur les 20 ans de durée de vie du système photovoltaïque + stockage, mais cela nécessiterait un investissement initial important par rapport à l'utilisation supplémentaire mais coûteuse du diesel prévue à l'avenir.

Comme dans le cas du SNEL, les tarifs de rachat testés ont un impact minime sur la taille des différents composants installés, avec seulement une petite augmentation de la taille de l'onduleur, mais affectent par ailleurs le facteur d'autonomie du système dans une faible mesure, étant donné qu'une quantité légèrement plus importante de PV est réinjectée dans le réseau au lieu d'être stockée pour l'autoconsommation lorsque le tarif de rachat est fixé à la valeur la plus élevée, ce qui représente un scénario de « net metering » (comptage net).

Annual fuel consumption for installed storage capacities for all system setups colored by fuel price



Annual Fuel Consumption across Different System Setups and Fuel Prices



Optimised Storage Capacities across Different System Setups and Fuel Prices

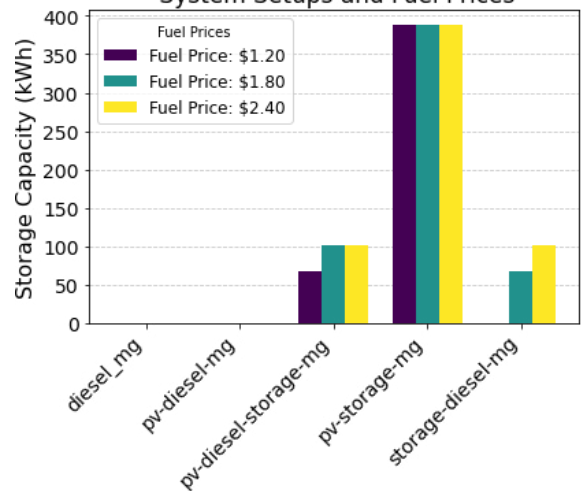


Figure 14: Capacités de stockage et consommation annuelle de combustible du bâtiment de l'ISTA pour chaque configuration de système et sensibilité au prix du combustible sous forme de diagramme de dispersion (en haut) et de diagramme à barres (en bas à droite et en bas à gauche).

4 Conclusions

Une analyse de pré faisabilité pour les complexes de la SNEL et de l'ISTA à Kinshasa a été réalisée afin d'étudier différents scénarios d'installation de systèmes solaires photovoltaïques sur les toits des bâtiments des complexes. Des configurations de systèmes comprenant toutes les combinaisons possibles de composants, y compris les systèmes solaires photovoltaïques, la connexion au réseau existant, le stockage par batterie et les groupes électrogènes thermiques de secours, ont été évaluées. L'étude fournit des estimations initiales pour les capacités totales installables de PV sur les toits qui ont abouti à un total de 861,4kWp pour le complexe SNEL et 512,4kWp pour le complexe ISTA avec les meilleurs facteurs de capacité pour les zones PV sur les toits atteignant environ 17,3%, et avec des toits sous-optimaux mais toujours adaptés atteignant des facteurs de capacité plus faibles d'environ 15% – les zones avec des performances attendues significativement plus mauvaises n'ont pas été incluses dans les totaux et ont été considérées comme non viables. Les différentes configurations du système et les estimations de la demande d'énergie de chaque complexe ont été évaluées dans un modèle d'optimisation du système énergétique afin de déterminer comment les différentes configurations du système pourraient fonctionner au cours d'une année et quel pourrait être leur coût.

De nombreux scénarios ont été exécutés pour tester différentes configurations de système et hypothèses d'entrée afin d'étudier la gamme d'options disponibles au-delà d'un seul système « optimal » et de présenter les compromis entre les coûts d'investissement initiaux, l'autonomie du système et la consommation de carburant du groupe électrogène. Dans certaines situations, certaines sensibilités ou différentes configurations de systèmes n'ont pas eu d'impact sur la configuration optimale du système et la taille des composants ou n'ont eu qu'un impact minime (principalement pour le complexe SNEL), mais pour le complexe ISTA, il a été constaté que l'hypothèse du prix du carburant pouvait modifier les configurations et l'économie du système de manière plus significative si le coût du carburant devait augmenter.

Un constat important est que dans tous les scénarios testés, il n'y a pas assez de capacité potentielle photovoltaïque en toiture estimée installable pour répondre à tous les besoins énergétiques des bâtiments dans les deux cas, le facteur d'autonomie énergétique maximale atteignant 36,5 % dans le cas SNEL et 62,1 % dans le cas ISTA. Ceci est typique des grands bâtiments dans les villes qui n'ont généralement pas d'espace supplémentaire pour construire de grandes centrales photovoltaïques.

Ce rapport sert d'étude de pré faisabilité plutôt que de description d'un système complet prêt à être mis en œuvre immédiatement. L'analyse présentée ici fournit une évaluation préliminaire des solutions énergétiques potentielles, et non une description détaillée pour le déploiement du système. Compte tenu de ces limites, il est fortement recommandé aux parties prenantes de ne pas s'appuyer uniquement sur les chiffres présentés dans ce rapport pour la mise en œuvre du système et un plan de mise en œuvre détaillé doit être développé par des ingénieurs expérimentés dans les installations photovoltaïques en toiture en RDC, en tenant compte de toutes les conditions spécifiques du site nécessaires et des exigences réglementaires locales ou nationales.

Les différents fichiers d'entrée et de sortie du modèle, y compris les hypothèses technicoéconomiques, les données cartographiques des installations photovoltaïques en toiture, les profils de production

solaire horaire, ainsi que les ventilations complètes des sorties du modèle et les fichiers de séries temporelles horaires sont disponibles et joints séparément au rapport. Ces fichiers contiennent beaucoup plus d'entrées et de sorties qu'il n'est réaliste de discuter en détail dans le rapport. Si le lecteur souhaite obtenir des détails plus spécifiques sur les configurations des systèmes, les mesures de performance, les ventilations des coûts, etc. ils sont disponibles. Les fichiers de cartographie PV de toiture (.gpkg) et les sorties de séries temporelles (.csv) pour tous les toits modélisés pour les deux bâtiments sont également fournis.