

Louvain School of Management

Étude d'un projet photovoltaïque pour l'UCL sur son campus de Louvain-la-Neuve

Mémoire projet réalisé par
Louis Deboot

en vue de l'obtention du titre de
Master en ingénieur de gestion, à finalité spécialisée

Promoteur
Benoît Gailly

Année académique 2017-2018

Remerciements

Ce mémoire n'aurait pu être réalisé sans le concours de plusieurs personnes auxquelles je voudrais témoigner toute ma reconnaissance.

Tout d'abord, je remercie mon promoteur, Monsieur Benoît Gailly, pour sa disponibilité, ses conseils judicieux et ses remarques pertinentes.

Ensuite, je voudrais exprimer ma reconnaissance envers Monsieur Didier Smits, responsable CEPI à l'UCL, pour son implication, son expertise et le temps passé à me transmettre de précieuses explications.

Je remercie également Monsieur Benoit Fosseprez, directeur de Green4Energy, pour les informations reçues.

Je souhaite aussi remercier mes parents pour leur soutien inconditionnel et la relecture de ce travail.

Enfin, je remercie Madame Karine Cerrada d'avoir accepté mon sujet avec beaucoup d'enthousiasme. Je lui souhaite un bon et prompt rétablissement.

Table des matières

1. Introduction.....	1
2. Revue de littérature : Les facteurs d'adoption de technologies comme les panneaux solaires.....	4
3. Evaluation technique des panneaux solaires.....	10
3.1. Le fonctionnement d'un panneau photovoltaïque	10
3.2. Le rayonnement solaire	11
3.3. La production d'électricité solaire	13
3.4. L'installation des panneaux	14
3.5. Le recyclage des panneaux photovoltaïques.....	15
4. Le marché belge de l'électricité et aperçu du cadre législatif	16
4.1. Le marché de l'électricité en Belgique	16
4.2. Région Wallonne et certificats verts	17
5. Financement.....	21
5.1. Investissement sur fonds propres	21
5.2. Financement par un emprunt bancaire.....	23
5.3. Financement par un tiers-investisseur.	25
6. Projet à l'Université catholique de Louvain	28
6.1. Situation énergétique de l'UCL à LLN	28
6.2. Objectifs de développement durable de l'UCL.....	30
6.3. Opportunités dans l'énergie solaire	32
6.4. Facteurs d'adoption de technologies comme les panneaux solaires	34
6.5. Consommation électrique de l'UCL et potentiel de couverture par l'énergie solaire ..	38
6.6. Capacité de production électrique à installer	42
6.7. Surfaces potentielles pour l'installation de panneaux solaires sur le campus de LLN..	45
6.8. Analyse des différents scénarii	49
Premier scénario : installation sur les toits des bâtiments de l'UCL	52
Deuxième scénario : installation sur un champ de l'UCL.....	57
Troisième scénario : installation sur des parkings extérieurs de l'UCL	59
Comparaison des scénarii	60
6.9. Emprunt à la banque et analyse de sensibilité.....	61

6.9.1. Financement avec emprunt bancaire	62
6.9.2. Analyse de sensibilité par rapport au taux d'intérêt et à l'inflation.....	64
6.9.3. Analyse de sensibilité par rapport aux certificats verts.....	65
6.9.4. Analyse de sensibilité par rapport au prix de l'électricité	66
7. Conclusions, recommandations et étapes suivantes	69
8. Limites et pistes de recherche.....	72
9. Bibliographie.....	74
10. Annexes	79
10.1. Annexe 1 : Liste des bâtiments de l'UCL pouvant potentiellement accueillir des panneaux solaires	79
10.2. Annexe 2 : Toitures des bâtiments sélectionnés dans le scénario 1.B.....	80
10.2.1. Bâtiments Stévin, Vinci, Maxwell et Euler	80
10.2.2. Bâtiment Marc de Hemptinne	80

1. Introduction

Quand Antoine de Saint Exupéry parcourait les différents continents à bord de son avion, il se rendait compte que la terre qu'il survolait était fragile et délicate et qu'il était important de la préserver pour pouvoir la transmettre en bon état aux générations futures. C'est ainsi qu'il écrivait : « Nous n'héritons pas de la Terre de nos parents, nous l'empruntons à nos enfants ».

Nous occupons donc une planète qui ne nous appartient pas. Dès lors, il est de notre devoir d'en prendre grand soin et de la gérer en bon père de famille. Dans ce cadre, opter pour le développement durable de façon générale ne peut plus constituer une option mais devient désormais une nécessité. Alors, quelles solutions s'offrent à nous ? En réalité, elles sont multiples et s'inscrivent dans différentes problématiques comme l'exploitation des ressources naturelles, la pollution de l'air, la gestion de l'eau et de nos déchets, etc.

Parmi ces différentes problématiques, attardons-nous sur les énergies renouvelables car elles peuvent nous aider à réduire de façon significative la pression écologique qui s'exerce sur notre planète. En effet, par rapport aux énergies fossiles, les énergies renouvelables permettent de réduire la pollution atmosphérique, notamment les émissions de gaz à effet de serre. Et contrairement au nucléaire, les énergies vertes ne produisent pas de déchets radioactifs. De plus, ce sont des ressources quasiment inépuisables qui les alimentent : vent, soleil, mouvement de l'eau, chaleur terrestre... Dans le cadre d'une gestion responsable de notre planète, ces constatations font que les énergies renouvelables deviennent de plus en plus incontournables. Les consommateurs d'énergie que nous sommes, devenus soucieux de préserver notre environnement, exerceront une pression croissante qui forcera les producteurs à s'orienter vers des énergies renouvelables.

Dans cette transition qui a déjà commencé, l'université a un rôle important à jouer. En effet, elle est un centre essentiel de recherches, d'innovations et de progrès. Etant donné ses rôles académique et éducatif, elle se doit de montrer l'exemple et d'inspirer ses étudiants qui deviendront les leaders du monde de demain. En matière de développement durable, l'Université catholique de Louvain se montre déjà pionnière. De nombreuses actions en ce sens sont notamment en cours dans différents programmes de recherches. Parmi ces programmes, on trouve des projets sur l'économie circulaire, des recherches sur des

technologies innovatrices pour la gestion des déchets et la préservation de l'environnement, des nouvelles techniques de production d'énergie... Toutes ces recherches sont exécutées au sein de l'université et sont ensuite diffusées et implémentées à l'extérieur.

Mais, que peut faire l'université en interne pour pouvoir dire qu'elle montre l'exemple ? En plus de ce qu'elle fait déjà, une opportunité réelle est de renforcer sa production interne d'énergie renouvelable pour sa propre consommation. Cela peut se faire notamment par l'installation de panneaux photovoltaïques sur le site de Louvain-la-Neuve. Il faut savoir que l'UCL produit déjà une partie de son électricité en interne grâce à deux moteurs de cogénération. Cependant, ces moteurs ne couvrent pas la totalité des besoins de l'UCL qui, dès lors, achète le complément d'énergie à un fournisseur externe. Il serait donc envisageable d'installer une production complémentaire d'électricité afin de réduire, en partie ou complètement, ces achats.

Dans ce mémoire, nous nous proposons d'analyser cette opportunité et d'étudier les différentes possibilités qui s'offrent à l'UCL pour la réalisation d'un tel projet. Cela nous permettra d'émettre une recommandation à l'UCL. Il lui appartiendra, ensuite, d'en décider la mise en œuvre.

Comment organiserons-nous cette étude ?

Premièrement, sur base de la littérature scientifique, nous identifierons les facteurs qui influencent l'adoption de nouvelles technologies, telles que des panneaux photovoltaïques, et nous vérifierons comment l'UCL se positionne par rapport à ces facteurs.

Deuxièmement, nous rappellerons quelques détails techniques propres aux panneaux solaires. Nous mentionnerons également les spécificités du rayonnement solaire en Belgique. Cela nous aidera lorsqu'on abordera la partie « installation ».

Troisièmement, nous expliquerons le cadre législatif lié à notre recherche, en particulier le système des certificats verts mis en place en Belgique et en Wallonie, et vérifierons si l'UCL peut tirer parti de ces incitants financiers régionaux.

Quatrièmement, nous comparerons trois systèmes de financement qui pourraient convenir dans le cadre d'un investissement dans une installation photovoltaïque : l'auto-financement, l'emprunt bancaire et le tiers-investisseur.

Cinquièmement, nous passerons au cas pratique proprement dit : l'installation de panneaux photovoltaïques sur le campus de l'UCL à Louvain-la-Neuve. Nous analyserons la situation actuelle de production/consommation d'électricité du campus et calculerons si les panneaux solaires permettent de réaliser des économies sur le coût de l'électricité achetée à l'extérieur. Nous verrons aussi si la situation actuelle répond aux objectifs environnementaux propres à l'UCL et vérifierons si l'installation de panneaux photovoltaïques permet d'avancer dans la réalisation de ces objectifs. Si un projet dans le photovoltaïque a du sens, nous examinerons les options techniques et financières qui s'offrent à l'UCL pour sa réalisation. Nous analyserons plusieurs sensibilités par rapport à différents paramètres pour s'assurer de la solidité du projet.

Nous concluons, enfin, par une recommandation technique et financière concernant l'exécution du projet. Nous expliquerons aussi les limites de ce travail ainsi que les différentes pistes pour de futures recherches. L'UCL pourra alors décider de passer à l'étape suivante avec un appel d'offre à différents fournisseurs ou de procéder à des analyses supplémentaires.

2. Revue de littérature : Les facteurs d'adoption de technologies comme les panneaux solaires

Dans ce chapitre, nous passons en revue un certain nombre de facteurs qui influencent l'adoption de nouvelles technologies.

Le fait d'inclure dans ce travail une analyse de facteurs d'adoption amène à penser que l'on considère le panneau solaire comme une nouvelle technologie. Or, ce n'est pas le cas puisque les panneaux solaires existent déjà depuis quelques années. Cependant, cela reste une technologie récente qui est encore au début de son développement. Et c'est à ce titre qu'une analyse est consacrée aux facteurs d'adoption.

Ces facteurs peuvent être qualitatifs et liés à la localisation géographique, à l'éducation, à la perception que l'on a de ces différentes technologies... Ils peuvent aussi être quantitatifs et liés, par exemple, à des économies ou des réductions de coûts que ces technologies peuvent apporter.

Chaque facteur influence l'adoption d'une innovation à un degré différent. En général, un facteur isolé ne sera pas déterminant à lui tout seul. C'est la combinaison de différents facteurs qui est importante et qui influencera la décision finale. Par exemple, si le facteur climatique jouait à lui seul, le Sahara serait couvert de panneaux solaires du fait de son ensoleillement. La réalité est très différente car il y manque probablement une volonté politique et des incitants financiers forts.

Le nombre de facteurs influençant ce genre de décision peut être conséquent. C'est pourquoi, ci-dessous, nous nous attachons à identifier et à commenter quelques facteurs qui semblent les plus importants selon plusieurs auteurs.

A. Facteur géographique

La localisation géographique est un facteur essentiel du développement régional (Abreu, De Groot, & Florax, 2005). Ce facteur est encore plus déterminant lorsqu'il s'agit de la diffusion de technologies (Autant-Bernard & LeSage, 2011). Cela signifie que la pénétration d'une technologie à un endroit est influencée par la pénétration de cette même technologie dans

les régions voisines. C'est probablement une des raisons pour lesquelles, lorsqu'une éolienne apparaît à un endroit, très vite, des champs d'éoliennes sont construits autour de cette localisation. Ce constat nous conduit à penser que le nombre de panneaux photovoltaïques dans une région devrait dépendre de la diffusion de cette technologie dans les environs. D'après Schaffer et Brun (2015), plusieurs raisons peuvent expliquer cela.

D'abord, l'ensoleillement et le taux de précipitations, données essentielles pour le photovoltaïque, sont comparables pour des régions voisines. Certaines régions bénéficient d'un climat particulièrement propice aux énergies vertes. Par exemple, une étude (Ondraczek, Komendantova, & Patt, 2015) explique le lien entre le niveau d'ensoleillement et le prix de l'énergie photovoltaïque. Très logiquement, celui-ci diminue lorsque l'ensoleillement augmente. En effet, la production électrique des panneaux augmente avec l'irradiation solaire. Dès lors, pour atteindre une même production d'électricité, moins de panneaux solaires seront nécessaires dans les régions avec un meilleur ensoleillement.

Ensuite, la diffusion d'une technologie nécessite un certain savoir et des experts compétents. Ceux-ci n'agissant que dans un espace limité, cela peut influencer le développement local. Par exemple, l'Allemagne a vu le développement du photovoltaïque freiné à ses débuts à cause du manque d'experts locaux (Bundschuh, 2012).

Enfin, l'adoption de technologie est très dépendante de l'environnement social (Ozaki, 2011). Or, celui-ci est relativement semblable dans des régions voisines. Ozaki (2011) montre que les normes sociales sont très importantes pour l'adoption d'énergie verte. L'influence sociale est aussi déterminante. En adoptant une nouvelle technologie, les personnes se sentent appartenir à un groupe. Dans le cas de panneaux photovoltaïques, les adhérents expriment leur volonté de faire partie du groupe qui se soucie particulièrement de l'environnement. Une autre étude (Caird, Roy, & Herring, 2008) a aussi démontré que la grande majorité des personnes possédant un système de production d'énergie renouvelable avait été influencée par des amis ou des voisins qui avaient installé un tel système avant eux.

En résumé, le facteur géographique influence la décision d'adopter une technologie grâce à deux sous-facteurs : le **facteur climatique** et le **facteur social**. Ces deux éléments sont relativement homogènes dans une même région et c'est pourquoi ils sont rassemblés sous le même facteur géographique.

B. Education

L'éducation est déterminante pour l'adoption de technologie pour différentes raisons, dont deux sont essentielles.

Premièrement, les personnes plus éduquées ont souvent tendance à adopter une nouvelle technologie plus facilement (Claudy, Michelsen, O'Driscoll, & Mullen, 2010). Cela peut s'expliquer par le fait que ces personnes sont plus ouvertes d'esprit et mieux informées sur les nouvelles technologies (Wang, Dou, & Zhou, 2008). Probablement aussi parce qu'elles remettent plus facilement en question ce qui est établi et recherchent des améliorations de façon plus systématique.

Deuxièmement, les personnes plus instruites ont généralement une meilleure compréhension du problème du réchauffement climatique (Wang, Dou, & Zhou, 2008). Si les programmes du Ministère de l'Éducation Nationale d'un pays mettent l'accent sur le développement durable et la préservation de l'environnement, tous les étudiants qui suivent les cours dans ces écoles seront davantage sensibilisés au problème climatique et, plus tard, pourront devenir de bons ambassadeurs de l'énergie verte.

C. Perception des caractéristiques du produit

Selon Rogers (2003), la perception de l'innovation est un autre facteur qui influence l'adoption d'une nouvelle technologie. Ce facteur se décline en 5 éléments : l'avantage relatif, la compatibilité, la complexité, l'observabilité et l'expérience.

L'avantage relatif est « le degré auquel une innovation est perçue comme meilleure que l'idée qu'elle renvoie » (Rogers, 2003). C'est-à-dire que si une innovation est plus efficace et diminue les coûts par rapport à ce qui existe déjà, elle sera plus facilement adoptée (Greenhalgh, Robert, Macfarlane, Bate, & Kyriakidou, 2004). Cet avantage relatif peut être de nature économique ou social. Dans le cas de technologies photovoltaïques, des études ont montré que l'avantage relatif avait une influence positive sur l'adoption de ces technologies (Guagnano, Hawkes, Acredolo, & White, 1986).

La compatibilité est le fait qu'une technologie soit consistante avec les valeurs et les besoins existants (Rogers, 2003). Plus une technologie sera compatible, plus vite elle sera adoptée.

Pour les panneaux solaires, par exemple, on peut dire que cette technologie est consistante avec le besoin de réduire notre dépendance aux énergies fossiles.

La complexité mesure à quel degré une innovation est difficile à implémenter et à utiliser. Si une nouvelle technologie est facile à comprendre et à utiliser, elle pourra être diffusée très rapidement. Cependant, sur ce point, Damanpour et Schneider (2008) démontrent que la complexité n'affecte pas l'adoption d'une nouvelle technologie. Notons que l'étude a été réalisée sur base d'innovations relativement marginales.

L'observabilité exprime à quel point le résultat d'une innovation est visible (Rogers, 2003). Dans le cas de panneaux solaires, le fait qu'ils soient installés sur des toits ou dans des prairies le long des autoroutes leur donne beaucoup de visibilité, ce qui est favorable à leur adoption (Jager, 2006).

L'expérience est le cinquième élément des recherches de Rogers (2003). Elle évalue comment l'innovation peut être testée par l'utilisateur avant l'adoption. Dans le cas de système d'énergie solaire, cet élément n'influence pas l'adoption et n'est donc pas relevant dans notre étude (Elmustapha, Hoppe, & Bressers, 2018).

Notons que les cinq éléments ci-dessus sont également repris dans l'étude de Greenhalgh et al. (2004). Kleijnen, Lee et Wetzels (2009) y ajoutent le risque perçu lorsqu'on adopte une nouvelle technologie. Il peut être d'ordre financier ou opérationnel. Ce risque peut influencer négativement l'achat de technologies vertes.

D. Politique et incitants financiers

Afin de promouvoir les énergies renouvelables, chaque pays développe une politique différente, offrant parfois des incitants financiers plus ou moins généreux. Cela a une grande influence sur la propagation des énergies renouvelables, comme nous l'explique l'étude de Sardanou et Genoudi (2013). Ils démontrent que l'intention d'installer des sources d'énergie renouvelable augmente significativement si les incitants financiers sont élevés. Dans ce cadre, il semble qu'une réduction de taxe soit l'incitant le plus efficace. Cette théorie est également défendue par Caird, Roy et Herring (2008), qui confirment que les subventions des Etats sont des facteurs très importants pour les détenteurs de technologies vertes. L'objectif de ces

incitants financiers est de démocratiser les énergies renouvelables en les rendant plus abordables.

Enfin, les pays qui mènent une politique axée sur l'innovation influencent aussi positivement l'adoption des énergies vertes (Johnstone, Hascic, & Popp, 2010).

E. Accès au capital et composition du secteur financier

L'accès au capital est déterminant pour le développement des énergies renouvelables du fait que ces technologies sont assez coûteuses. Dès lors, pour pouvoir les mettre en œuvre, il est important d'avoir accès à des formules de financement attractives. On constate d'ailleurs que l'adoption d'énergies solaires ou éoliennes est plus importante dans les pays qui bénéficient d'un meilleur accès au capital (Best, 2017). Un accès simplifié permet aussi de diminuer le coût du capital.

Selon l'étude de Ondraczek, Komendantova et Patt (2015), les pays les plus attractifs pour les investissements en énergie solaire sont ceux où le secteur financier est bien développé, plutôt que ceux bénéficiant du meilleur ensoleillement. Ceci peut paraître étonnant, mais s'explique par l'importance du coût du capital dans la diffusion des panneaux solaires.

La composition du secteur financier joue aussi un rôle dans la diffusion des énergies vertes. Les banques et le secteur privé, particulièrement les fonds de pensions, sont des sources essentielles de capital pour investir dans les énergies renouvelables (Kaminker & Stewart, 2012).

F. Emissions de dioxyde de carbone

Un autre facteur peut être identifié grâce à l'étude de Sadorsky (2009), qui a prouvé que, dans les pays développés (G7), plus le niveau d'émission de CO₂ par habitant est élevé, plus l'utilisation d'énergie renouvelable est élevée. Il explique que cela peut venir d'une plus grande attention accordée au problème du réchauffement climatique lorsque les émissions de CO₂ sont élevées.

G. Managers

Les managers des entreprises et des pouvoirs publics ont une grande influence sur les décisions et les évolutions des organisations. C'est aussi le cas pour l'adoption d'innovation comme le montre plusieurs études de Damanpour (1991) et Damanpour et Schneider (2006 & 2008). Elles démontrent que l'attitude des managers envers le changement affecte positivement l'adoption d'innovation. De plus, les valeurs portées par ces gestionnaires influencent également l'adoption de technologie (Moon & deLeon, 2001). Enfin, le niveau d'éducation des managers est positivement corrélé à l'adoption d'innovation (Damanpour & Schneider, 2008). Cela rejoint partiellement le facteur sur l'éducation évoqué précédemment, mais se concentre cette fois-ci sur les managers.

H. Economie d'énergie et diminution de la facture d'électricité

Terminons par les deux facteurs les plus importants, mis en évidence par l'étude de Caird, Roy et Herring (2008). Elle démontre que les **économies d'énergie** et la **réduction de la facture d'électricité** sont les facteurs principaux pour l'adoption de micro-génération d'énergie. En effet, pour adopter une telle technologie, il faut avant tout qu'elle soit rentable pour celui qui décide de l'installer. Cette théorie est confirmée par Greenhalgh et al. (2004) qui explique qu'une innovation sera plus facilement adoptée si elle permet de réduire les coûts. Ces deux éléments sont repris dans l'étude de Rogers (2003) expliquée au point C sous le terme « d'avantage relatif ».

Les pouvoirs publics l'ont bien compris, et c'est dans cette optique qu'ils développent des politiques de soutien aux énergies vertes. Le facteur cité au point D, « Politique et incitant financier », est la conséquence de l'importance accordée à la rentabilité dans l'adoption d'un système d'énergie renouvelable. En effet, ces mécanismes de soutien améliorent la rentabilité des énergies vertes et augmentent dès lors leur propagation.

Nous nous baserons sur cette étude pour la partie pratique de ce travail en évaluant si une installation solaire est rentable pour l'UCL et permet de diminuer sa facture d'électricité. Avant cela, une meilleure compréhension de cette technologie s'impose.

3. Evaluation technique des panneaux solaires

Afin de mieux comprendre les enjeux d'une installation photovoltaïque, nous allons expliquer brièvement le fonctionnement de cette technologie. Nous parlerons aussi du rayonnement solaire, qui est à l'origine de l'électricité produite. Enfin, nous analyserons la manière d'installer des panneaux solaires. Cette dernière partie nous sera utile lorsque nous calculerons les espaces disponibles pour une installation photovoltaïque à Louvain-la-Neuve.

3.1. Le fonctionnement d'un panneau photovoltaïque

Nous allons aborder ici le fonctionnement d'un panneau photovoltaïque et expliquer comment le soleil peut produire de l'électricité.

Tout d'abord, il est nécessaire d'utiliser un matériau semi-conducteur. Dans le cas de panneaux photovoltaïques, le silicium est le plus souvent utilisé pour sa capacité à absorber la lumière visible (Reinders, Verlinden, van Sark, & Freundlich, 2017). Il s'agit là de la première étape de la production d'électricité : absorber la lumière du soleil. Les photons, en arrivant sur le panneau, transmettent leur énergie aux électrons de la couche externe du silicium (les électrons les plus éloignés de leur noyau). Ceux-ci se libèrent de leur atome et peuvent donc potentiellement produire du courant (Labouret & Viloz, 2003). Pour cela, il faut faire circuler les électrons libérés dans un circuit électrique. A cette fin, un semi-conducteur pur comme le silicium n'est pas suffisant. C'est pourquoi, on y ajoute volontairement des impuretés pour améliorer la conductivité du matériau. On appelle cette procédure le dopage (German Solar Energy Society, 2008).

Donc, le courant électrique apparaît dès que la lumière éclaire un panneau solaire sur lequel un circuit électrique est connecté (Labouret & Viloz, 2003).

Un panneau produit du courant continu, celui-ci doit donc être transformé en courant alternatif. C'est pour cette raison qu'il est nécessaire de raccorder des onduleurs à une installation photovoltaïque. Ces appareils permettent la transformation du courant dans la tension et la fréquence voulues. Le nombre d'onduleurs nécessaires dépend de la puissance

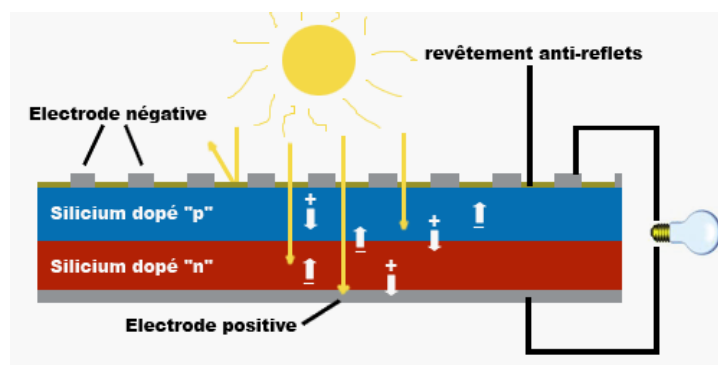
de l'installation solaire. Leur prix n'est pas négligeable, environ 4.000€ pour un onduleur de 25kW, et leur durée de vie est limitée à 12 ans.

La figure 1 montre le fonctionnement d'un panneau solaire mais notons qu'elle n'illustre pas les onduleurs nécessaires à la production de courant alternatif.

Figure 1

Schéma de la composition et du fonctionnement d'un panneau solaire

Source : https://www.bricoleurdudimanche.com/IMG/gif/questions_sur_energie_solaire_schema



3.2. Le rayonnement solaire

Afin d'évaluer le rendement possible d'une installation photovoltaïque ainsi que le nombre de panneaux nécessaire, il est important de connaître la quantité d'énergie reçue du soleil chaque année.

Tout d'abord, il faut savoir que l'intensité de la radiation solaire, en dehors de l'atmosphère, reçue par la Terre est en moyenne de 1367 W/m² (German Solar Energy Society, 2008). Cependant, avant d'arriver sur le sol terrestre, les rayons du soleil doivent traverser l'atmosphère, ce qui va les transformer et les affaiblir.

La couche d'atmosphère à pénétrer dépend de la hauteur du soleil dans l'horizon. Plus il est haut, c'est-à-dire, plus l'angle formé avec la surface de la terre est proche de 90°, moins les rayons seront transformés (Labouret & Viloz, 2012).

On distingue trois types de rayonnement : direct, diffus et l'albédo.

1. Le rayonnement direct est reçu en ligne droite par la Terre, sans diffusion par l'atmosphère.

2. Le rayonnement diffus est envoyé dans toutes les directions, la lumière du soleil ayant été diffusée par l'atmosphère. Ce phénomène de diffusion de la lumière du soleil est provoqué principalement par les nuages.
3. Enfin, l'albédo est la partie du rayonnement qui est réfléchi sur le sol.

Ces trois types de rayonnement apportent de l'énergie sur la Terre. Cependant, l'intensité d'un rayonnement diffus ou réfléchi est beaucoup plus faible que celui d'un rayonnement direct (Labouret & Viloz, 2003).

En Belgique, la majorité du rayonnement reçu est diffus, ce qui diminue la quantité d'énergie reçue. Le Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), géré par la Commission Européenne, nous donne le détail du rayonnement solaire à Louvain-la-Neuve mois par mois (voir tableau 1 ci-dessus).

Tableau 1

Rayonnement du soleil mois par mois à LLN.

Source : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

Optimal inclination angle is: 35 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	Hh	Hopt	H(30)	DNI	lopt	T24h	NDD
Jan	702	1120	1080	828	64	3.0	424
Feb	1320	1880	1830	1310	57	3.0	372
Mar	2750	3520	3460	2430	47	6.2	308
Apr	4250	4860	4850	3730	35	10.0	196
May	4910	5010	5070	3670	21	12.7	93
Jun	5350	5230	5320	3810	14	16.1	41
Jul	5190	5160	5240	3680	17	18.5	7
Aug	4300	4680	4700	3540	29	17.8	27
Sep	3210	3930	3880	2810	43	14.7	119
Oct	1920	2690	2620	1950	55	11.7	252
Nov	891	1370	1320	988	62	7.7	392
Dec	604	1030	983	804	68	4.7	462
Year	2960	3380	3370	2470	35	10.5	2693

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m2/day)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m2/day)

H(30): Irradiation on plane at angle: 30deg. (Wh/m2/day)

DNI: Direct normal irradiation (Wh/m2/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

NDD: Number of heating degree-days (-)

Par exemple, on voit sur le tableau 1, qu'au mois de mars, le soleil irradie chaque jour avec une puissance moyenne de 2.750 Wh/m², à l'horizontale. Ce chiffre monte jusqu'à 3.460 Wh/m² si les panneaux sont inclinés à 30°. L'irradiation directe normale correspondante est de 2.430 Wh/m² et, l'inclinaison optimale permettant de capter la plus grande irradiation est de 47°.

3.3. La production d'électricité solaire

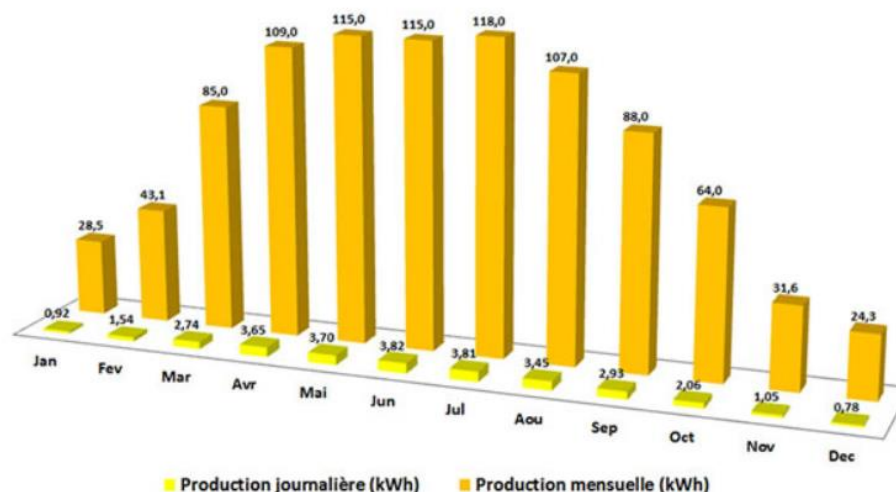
En réalité, ce qui nous intéresse dans le cadre des panneaux photovoltaïques, c'est l'énergie électrique qui peut être produite avec le rayonnement que le soleil nous envoie. Cela dépend de la puissance des panneaux solaires installés. Cette puissance est exprimée en Watt-crête (Wc) et elle représente la puissance maximale du panneau.

En Belgique, on considère qu'un panneau d'un watt-crête produit 928 Wh par an dans des conditions idéales, c'est-à-dire avec une orientation sud et une inclinaison de 35° (Energie+, 2017). A cause de l'ensoleillement, la nébulosité et la hauteur du soleil sur l'horizon, la production des panneaux solaires est répartie de manière très hétérogène tout au long de l'année. La figure 2, ci-dessous, illustre la répartition des 928 Wh de production électrique pour 1 Wc en Belgique. On y voit que la majorité de la production se situe entre avril et août avec une production maximale en juillet (118,0 kWh). Le minimum de production se trouve en décembre (24,3 kWh). Un rapide calcul nous montre qu'une installation de panneaux solaires produira jusqu'à 4,85 fois plus d'électricité en été qu'en hiver ($4,85 = 118,0 / 24,3$).

Figure 2

Production mensuelle d'un panneau solaire de 1 kWc en Belgique

Source : Architecture et Climat - Faculté d'architecture, d'ingénierie architecturale, d'urbanisme (LOCI) – Université catholique de Louvain (Belgique) - <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16688>



La figure 2 illustre un des inconvénients majeurs de l'énergie photovoltaïque : la production d'électricité est irrégulière. En effet, comparé à d'autres sources d'énergie, le photovoltaïque dépend de la luminosité et de la météo. La production n'étant donc pas toujours en phase

avec la demande, la question du stockage de l'énergie se pose. De nos jours, les moyens de stockage restent limités et encore onéreux. Des batteries de plus en plus performantes arrivent sur le marché et on peut espérer que ces solutions deviennent plus rentables dans un futur proche.

Les chiffres de la figure 2 servent de références pour convertir des watt-crêtes en wattheures en Belgique. Nous les utiliserons plus loin dans ce travail pour calculer la puissance des installations de panneaux photovoltaïques dans nos différents scénarios.

3.4. L'installation des panneaux

Nous allons maintenant nous intéresser à la manière de disposer les panneaux solaires pour exploiter au mieux l'énergie du soleil. Généralement, cette partie du projet est gérée par l'installateur, nous nous contenterons ici d'évoquer certaines règles essentielles :

1. Les panneaux doivent être installés sur une structure assez résistante pour supporter leur poids et les forces du vent. Avant chaque installation sur toiture, une étude de stabilité doit être effectuée pour s'assurer de sa résistance.
2. La localisation doit permettre de profiter au maximum de l'ensoleillement. On privilégiera des endroits sans ombre provenant des arbres ou des bâtiments environnants.
3. Les panneaux seront installés avec l'inclinaison et l'orientation optimales permettant d'une part, de maximiser la réception des rayons du soleil, et d'autre part, d'éviter l'ombrage entre les rangées successives de panneaux. En Belgique, cet angle idéal sur surface plate est de 16° (SunEarthTools.com, 2018).
4. Il faudra laisser un espace libre suffisant autour de l'installation et entre les rangées de panneaux de façon à permettre un accès aisé pour les interventions techniques (German Solar Energy Society, 2008).

Ces règles ne sont pas exhaustives et leur importance sera spécifique à chaque installation. Après avoir parlé de l'installation, nous pouvons aborder la fin de vie des panneaux et la question du recyclage.

3.5. Le recyclage des panneaux photovoltaïques

Depuis le 1^{er} juillet 2016, selon la directive européenne DEEE 2012/19/EU, chaque fabricant, importateur, vendeur, installateur de panneaux solaires a l'obligation légale de déclarer le nombre de panneaux photovoltaïques mis sur le marché et d'assurer gratuitement la collecte et le recyclage des panneaux usagés. En Belgique, c'est l'ASBL PV Cycle Belgium qui assure ces obligations. Cet organisme est soutenu par les pouvoirs publics belges (Energreen S.A., 2018).

Dans notre pays, depuis le 1^{er} juillet 2016, une éco-participation est prélevée sur chaque panneau solaire. Cette contribution environnementale est l'équivalent de la taxe Récupel sur les appareils électroménagers. **Le montant de cette participation a été fixé à 2€ par panneau, hors TVA (PV Cycle, 2016).** Elle sert à organiser, administrer et financer la collecte, le tri et le traitement des déchets photovoltaïques. Actuellement, la majorité des panneaux recyclés sont des panneaux endommagés ou défectueux. Mais, comme la technologie est encore récente et sa durée de vie estimée à 25 ans, le nombre de panneaux solaires à recycler augmentera progressivement au fur et à mesure que les premières installations arriveront en fin de vie. Avec l'augmentation de ce nombre, on peut espérer des procédés de recyclage toujours plus performants et par voie de conséquence, une baisse du montant de l'éco-participation.

Les différents paragraphes du point 3 nous ont permis de mieux comprendre la technologie des panneaux solaires. Aussi, les explications concernant le rayonnement solaire ont montré quel moment était le plus propice à la production d'électricité. Cela a, de fait, illustré l'inconvénient de cette énergie renouvelable qui produit de l'électricité uniquement quand le soleil brille. Nous avons, enfin, évoqué quelques éléments relatifs à l'installation et au recyclage, pour couvrir la durée de vie complète du projet.

Dans le point suivant, nous verrons comment est perçue cette technologie par les pouvoirs publics en montrant un aperçu de la législation à ce sujet.

4. Le marché belge de l'électricité et aperçu du cadre législatif

Dans un pays fédéral comme le nôtre, il est essentiel, dans un premier temps, de savoir à quelle législation se référer pour la réalisation d'un projet. Le sujet de ce travail traitant de l'installation d'un système de production d'électricité verte, il est aussi important de connaître les spécificités du marché de l'énergie en Belgique. Cela nous aidera à comprendre le coût de l'électricité et donc de connaître les avantages et inconvénients de la produire soi-même.

Dans un deuxième temps, nous analyserons les différentes mesures mises en place par les pouvoirs publics pour favoriser la diffusion des énergies renouvelables. Nous aborderons ici les différents mécanismes de soutien afin de les exploiter au mieux.

4.1. Le marché de l'électricité en Belgique

Depuis 1980, l'Etat fédéral partage les compétences énergétiques avec les différentes Régions du pays. En fait, celles-ci possèdent la majorité des pouvoirs concernant la politique énergétique, notamment la responsabilité sur les énergies renouvelables, depuis 1988. L'Etat fédéral garde, néanmoins, quelques pouvoirs en matière énergétique, comme par exemple :

- La gestion du nucléaire.
- Le transport de l'électricité des producteurs aux gestionnaires de réseau de distribution. Cette activité a été confiée à la société Elia, dont l'actionnaire principal (Publi-T) est détenu par les pouvoirs publics régionaux.
- En matière d'énergie verte, le fédéral reste compétent pour les éoliennes offshores ainsi que pour certaines mesures fiscales (de Lovinfosse & Varone, 2005).

Comme les responsabilités sont distribuées, un organe de concertation entre les différents pouvoirs a été créé en 1991. Son rôle est d'assurer une bonne coopération sur les problèmes énergétiques et d'éviter les incompatibilités possibles entre les mesures prises par différents niveaux de pouvoir (ENOVER-CONCERE, 2017).

Bien que détenu par un monopole au départ, le secteur électrique belge s'est progressivement libéralisé à partir de 1999. Cette libéralisation a permis l'émergence de nouveaux acteurs, particulièrement dans la **production** et la **fourniture** d'électricité. En effet, le particulier a

maintenant un large choix de fournisseurs d'électricité, du classique comme Engie aux nouveaux fournisseurs « verts » comme Luminus ou Lampiris.

Pour les activités toujours régulées, c'est-à-dire le **transport** et la **distribution** d'électricité, de nouveaux régulateurs publics sont apparus, permettant un contrôle public et indépendant. Il s'agit de la CCEG pour le fédéral et la CWaPE pour la région wallonne.

Le transport de l'électricité est divisé entre le réseau de transmission à haute-tension (>70kV) et le réseau de transport local (<70kV). Cette activité est gérée par la société Elia, sous licence de l'Etat belge pour le premier réseau et sous supervision des régions pour le deuxième. Quant à la distribution de l'électricité aux particuliers, elle est gérée par différents gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) qui varient selon les régions de Belgique (Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières (FEBEG), 2018). Par exemple, en Wallonie, Ores est le principal GRD avec une présence dans 75% des communes wallonnes. Dans ces communes, Ores est la seule à pouvoir distribuer l'électricité.

4.2. Région Wallonne et certificats verts

La Région Wallonne a légiféré l'organisation du marché de l'électricité avec son décret du 12 avril 2001 qui pose les bases du marché électrique wallon, tout en encourageant la production d'électricité verte.

Tout d'abord, la Région Wallonne crée la Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE). Celle-ci a une mission de conseil auprès de la Région Wallonne pour le fonctionnement du marché de l'électricité et une mission de surveillance d'application des décrets et arrêtés qui y sont relatifs (Décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, 2001). En même temps, la Région Wallonne instaure le concept de « certificat vert », qui est un « titre transmissible octroyé aux producteurs d'électricité verte. » (Décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, 2001).

Le principe est simple : chaque producteur d'électricité verte se voit octroyer, pour une durée déterminée, un nombre de certificats verts, calculé en fonction de la quantité d'électricité qu'il produit. Ensuite, les certificats verts étant des titres immatériels, ils peuvent être vendus sur un marché. Dès lors, deux possibilités s'offrent aux détenteurs de ces titres : la vente sur

le marché des certificats verts ou la vente à ELIA (le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique) au prix minimum garanti. Pour la première option, le producteur d'énergie verte doit trouver lui-même un accord avec un acheteur. Une liste d'acheteurs potentiels est disponible sur le site de la CWAPE. La deuxième solution consiste à vendre ces certificats au prix unitaire de 65€ à Elia. Il s'agit de la garantie offerte par les pouvoirs publics régionaux.

Ces certificats verts est la base des mécanismes de soutien de la production d'électricité verte en Wallonie.

Solwatt.

Solwatt a été le premier mécanisme de soutien de la Région Wallonne. Il s'appliquait pour les installations d'une puissance inférieure à 10 kW. Ce plan permettait à tout producteur d'électricité verte de revendre ses certificats verts à Elia au prix minimum de 65€. Cependant, ce prix était largement au-dessus du marché. Et la Région Wallonne n'avait pas prévu le succès du plan Solwatt. Ces deux facteurs combinés ont engendré un énorme surcoût pour la Wallonie, le chiffre de 2,3 milliards d'euros est évoqué (Rédaction RTBF, 2013).

Qualiwatt.

Le plan Solwatt étant intenable, le gouvernement wallon a dû très vite passer à un régime transitoire moins généreux, entre avril 2013 et mars 2014. Cette transition d'un an octroyait 1.5 certificats verts par MWh pendant 10 ans.

Après cette transition, le gouvernement wallon a élaboré un nouveau mécanisme de soutien appelé plan Qualiwatt. Tout comme Solwatt, il s'applique aussi aux installations d'une puissance inférieure à 10 kW. Les producteurs reçoivent maintenant une prime annuelle pour une durée de 5 ans versée par le gestionnaire du réseau de distribution. Cette prime doit permettre un temps de retour sur investissement de 8 ans (CWAPE, s.d.).

Malheureusement, le 21/12/2017, le Ministre wallon de l'Energie a communiqué l'arrêt du mécanisme de soutien Qualiwatt au 30/06/2018. Le gouvernement devrait se prononcer à la rentrée sur le sujet pour un nouveau système de soutien.

Installation > 10kW.

Cependant, pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW, un mécanisme de soutien est toujours en place et devrait perdurer.

Pour ces installations-là, avant de prétendre à l'obtention de certificats verts, il faut obtenir un Certificat de Garantie d'Origine (CGO) délivré par un organisme agréé. Celui-ci valide les méthodes de calcul appliquées pour mesurer les quantités d'énergie produites par l'installation. Ces quantités d'énergie sont ensuite utilisées pour calculer le nombre de CV octroyé.

Ensuite, pour bénéficier du soutien public, les panneaux photovoltaïques doivent être certifiés selon la norme IEC (Commission Electrotechnique Internationale). Ce certificat IEC doit être obtenu auprès d'un laboratoire accrédité.

Enfin, l'organisme agréé choisi pour établir le CGO, enverra le certificat de garantie d'origine à la CWaPE, ce qui fera office de demande d'octroi de certificats verts et de labels de garantie d'origine.

Calcul du taux d'octroi de CV.

Pour calculer le nombre de certificats verts auquel une installation peut prétendre, il convient d'utiliser les formules suivantes (CWaPE, 2014) :

1. $CV = t_{CV} \times E_{enp}$ [CV]
2. $t_{CV} = \min(\text{plafond}; \rho * k_{CO2} * k_{ECO})$ [CV/MWh]

- **E_{enp}** : Electricité nette produite [MWh]
- **Plafond** : Le plafond est de 2,5 CV/MWh pour les demandes de réservation introduites à partir du 01/01/2015.
- **k_{CO2}** : Le taux d'économie de CO₂, maximum 2 pour la tranche inférieure à 5 MW et maximum 1 pour la tranche au-delà de 5 MW, appliqué en fonction des performances réelles de l'installation pour chaque année d'octroi de CV.
- **k_{ECO}** : Le coefficient économique tel que prévu à l'article 38, §6bis du décret, appliqué chaque année d'octroi. Pour la filière photovoltaïque supérieure à 10kW, une révision semestrielle du coefficient k_{ECO} est prévue par la CWaPE.

- **p** : Le coefficient correcteur qui module le taux d'octroi des CV du prix du marché de l'électricité sur l'ENDEX. Il est égal à 1 les trois premières années et est ensuite révisé tous les trois ans pour suivre le marché et ainsi garder un même niveau de soutien.

Les valeurs des coefficients k_{ECO} pour les demandes introduites entre le 01/07/18 au 31/12/18 pour des nouvelles unités photovoltaïques (>10kW) définies par la CWaPE sont représentées dans le tableau 2.

Tableau 2

Coefficient k_{ECO} pour le calcul des Certificats Verts du 01/07/2018 au 31/12/2018 pour les nouvelles unités photovoltaïques plus grandes que 10 kW

Source : Commission Wallonne pour l'énergie (CWaPE), 2018

ID	Filières	Classes de puissance ¹ [kWc]	k_{ECO} 01/07/2018 - 31/12/2018
1	Solaire PV]10 - 250]	0,88
]250 - 500]	0,68
]500 - 750]	0,57
]750 - 1.000]	0,49
]1.000 - [0,32

En résumé, les aides publiques visant à promouvoir les petites installations solaires devraient changer dans les prochains mois et un nouveau système de soutien pourrait voir le jour. Cependant, pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW, le mécanisme des certificats verts, s'il est moins généreux que par le passé, est toujours d'actualité et devrait perdurer au moins jusqu'à la fin de 2018.

Après avoir discuté des aides mises en place par les pouvoirs publics, nous allons maintenant nous intéresser au financement d'un projet photovoltaïque. Les recettes liées aux certificats verts en feront également partie.

5. Financement

L'installation de panneaux photovoltaïques est assez onéreuse et nécessite un investissement conséquent. La méthode de financement d'un tel projet est donc une question essentielle pour sa réalisation. Si, le candidat investisseur dispose des liquidités nécessaires, il peut décider de le financer directement sans avoir recours à des financements extérieurs. Si ce n'est pas le cas, il est possible de faire appel à des financements via des banques, un crowdfunding, des coopératives, un tiers-investisseur ...

Dans le cadre de ce travail, nous envisagerons les 3 possibilités de financement suivantes :

1. Le financement sur fonds propres, qui est le moyen le plus simple pour financer un projet quand l'investisseur dispose des moyens nécessaires.
2. L'emprunt à la banque, qui permet au candidat investisseur de réduire partiellement ou complètement le recours à ses propres liquidités.
3. Le tiers-investisseur. Cette solution est également très populaire pour financer ce genre de projet et revient, en quelque sorte, à l'externaliser. De nombreux installateurs ou vendeurs de panneaux solaires proposent eux-mêmes cette alternative.

Dans les figures 3, 4 et 5, nous avons construit des graphes qui présentent, pour un projet identique, les coûts par MWh pour chacune des 3 possibilités de financement mentionnées ci-dessus. Le but de ces figures est de visualiser comment se construisent le coût total de l'électricité et l'économie par MWh. Les chiffres utilisés sont fictifs et sont tous rapportés à 1 MWh. Les différentes colonnes représentent donc des coûts ou des économies exprimés en €/MWh. La première colonne de chacune des figures représente le prix d'achat externe en €/MWh. Les colonnes suivantes présentent les différentes composantes du prix total par MWh et sont expliquées dans les points suivants.

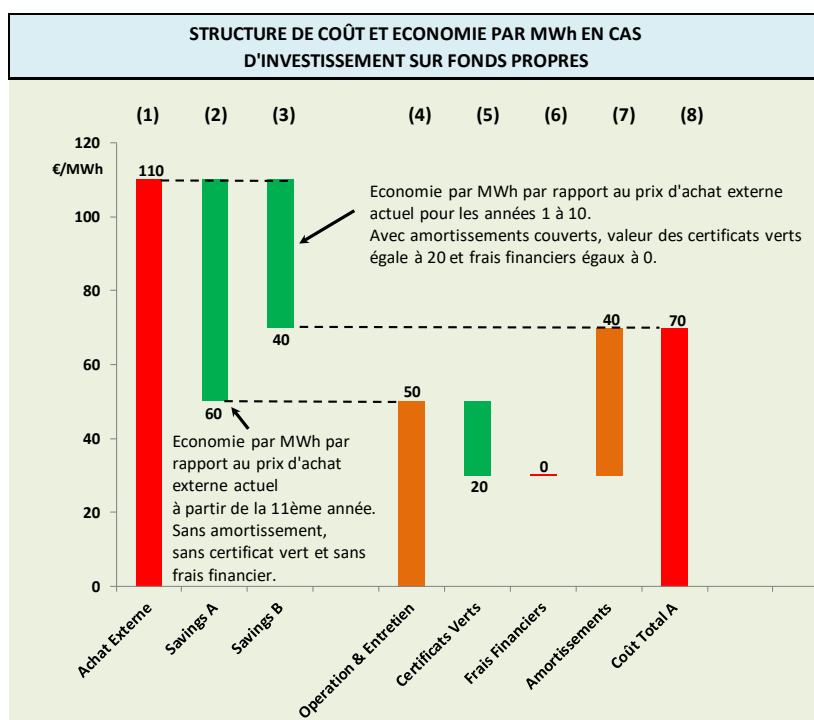
5.1. Investissement sur fonds propres

Une manière simple de financer une installation de production d'énergies renouvelables est de réaliser le projet sur fonds propres. Dans ce cas, l'investisseur paiera lui-même ses panneaux solaires. Il en sera donc le seul propriétaire et tirera directement tous les bénéfices

du projet. Cependant, il devra assumer la totalité des risques et puiser le montant de l'investissement dans sa propre trésorerie.

La figure 3 présente la structure de coût par MWh dans le cas d'un investissement sur fonds propres. Les colonnes 4, 6 et 7 représentent les coûts et apparaissent en orange tandis que la colonne 5 représente une économie.

Figure 3
Structure de coût et économie par MWh en cas d'investissement sur fonds propres



- La colonne 4 représente les coûts d'opération et d'entretien de l'installation de panneaux photovoltaïques. On considère ici que cela représente 50 €/MWh.
- La colonne 6 représente les frais financiers. Nous avons considéré, ici, que ceux-ci seraient égaux à 0 car l'investisseur ne doit payer d'intérêt à personne. Ceci est une approximation. En effet, on aurait pu considérer un coût d'opportunité correspondant, par exemple, aux intérêts que le montant de l'investissement rapporterait s'il était placé sur un compte à terme ou au rendement qu'il produirait s'il était investi dans un autre projet.
- La colonne 7 représente l'amortissement de l'investissement. Par amortissement, on entend la répartition linéaire du coût de l'investissement sur chaque MWh que l'installation produira pendant un certain laps de temps. Ici, nous avons considéré ce laps de temps comme étant égal à 10 ans. Dans le cas d'une société privée, l'amortissement

pourra être déduit du bénéfice et cela permettra de réduire la base taxable. Dans le cas d'un investissement privé ou d'un investissement réalisé par une institution, la question de l'impôt sur les bénéfices ne se pose pas et on amortira l'installation de façon linéaire, probablement sur 10 ans.

- La colonne 5 représente le bénéfice lié aux certificats verts rapporté au MWh. Comme l'investisseur est propriétaire des panneaux, c'est lui qui en bénéficie. La période d'octroi des certificats verts est actuellement limitée à 10 ans. Dès lors, à partir de la 11^{ème} année, cette colonne sera égale à 0.

La colonne 8 représente le coût total du MWh pendant les 10 premières années du projet, c'est-à-dire, pendant la période où le propriétaire doit amortir son investissement et bénéficie des certificats verts. Avec les chiffres fictifs qui ont été utilisés pour cette figure, on voit que le coût total est égal à 70 €/MWh. Ce chiffre est à comparer aux 110 €/MWh, représenté par la première colonne, et qui correspondent au prix d'achat de l'électricité au fournisseur extérieur.

Donc, la figure 3 nous montre que,

- Pendant les 10 premières années du projet, lorsque l'investisseur amortit son installation, la réduction du coût de son électricité est égale à la différence entre la première et la huitième colonne. Cette réduction de coût est représentée par la colonne 3 et est égale à 40 €/MWh, soit 110 €/MWh moins 70 €/MWh avec les chiffres fictifs utilisés.
- Ensuite, à partir de la 11^{ème} année, quand l'amortissement est finalisé et les derniers certificats verts ont été reçus, les colonnes 5 et 7 deviennent égales à 0. Dès lors, la colonne 8 sera égale à la colonne 4. Cela veut dire que le coût total du MWh sera égal aux coûts d'entretien et d'opération de l'installation. A partir de ce moment, pour l'investisseur, l'économie par MWh sera égale à la différence entre la colonne 4 et la colonne 1, soit, dans notre cas, 60 €/MWh.

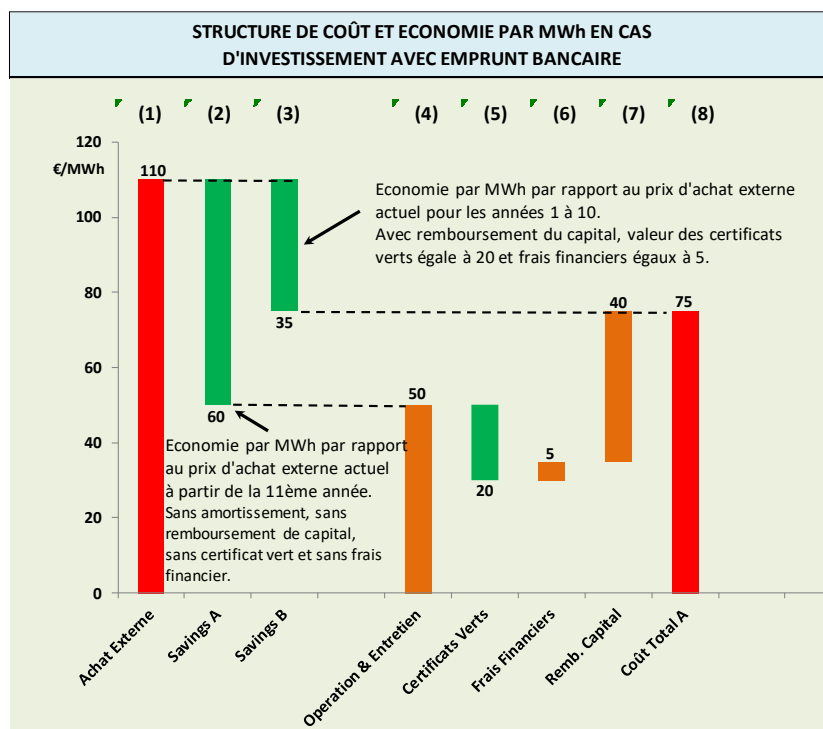
5.2. Financement par un emprunt bancaire

Si l'investisseur ne dispose pas de liquidités suffisantes, il peut faire appel à une institution financière qui lui prêtera le montant nécessaire à son investissement. Dans ce cas, l'investisseur

est toujours le seul propriétaire de l'installation, mais il n'en tirera plus tous les bénéfices. En effet, une partie de ceux-ci servira à rembourser le capital emprunté et à couvrir les intérêts.

La figure 4 présente la structure de coût par MWh dans le cas d'un investissement avec un emprunt bancaire.

Figure 4
Structure de coût et économie par MWh en cas d'investissement avec emprunt bancaire



- Les colonnes 4 et 5 sont identiques aux colonnes correspondantes dans la figure 3.
- La colonne 6 représente les frais financiers, c'est-à-dire les intérêts à rembourser en plus du capital. Nous avons considéré ici que ceux-ci s'élèveraient à 5 €/MWh.
- La colonne 7 représente le remboursement du capital à la banque.

Dans le cas d'un emprunt à rembourser par annualités constantes, l'emprunteur paiera un montant constant à la banque chaque année. Ce montant intégrera une partie du capital et une partie d'intérêt. Dans notre cas, cela veut dire que la somme des montants des colonnes 6 et 7 (45 €) sera constante. Cependant, pour chacun des paiements successifs, la part du remboursement de capital (colonne 7) augmentera tandis que la part des intérêts (colonne 6) diminuera.

La colonne 8 représente le coût total du MWh pendant les 10 premières années du projet, c'est-à-dire, pendant la période où le propriétaire rembourse son emprunt et bénéficie des

certificats verts. Avec les chiffres fictifs qui ont été repris pour cette figure, on voit que le coût total est égal à 75 €/MWh. Ce chiffre est à comparer aux 110 €/MWh représenté par la première colonne, et qui correspondent au prix d'achat de l'électricité du fournisseur extérieur.

Donc, la figure 4 montre que,

- Pendant les 10 premières années du projet, lorsque l'investisseur rembourse son installation, la réduction du coût de son électricité est égale à la différence entre la première et la huitième colonne. Cette réduction de coût est représentée par la colonne 3 et est égale à 35 €/MWh, soit 110 €/MWh moins 75 €/MWh avec les chiffres fictifs utilisés.
- Ensuite, à partir de la 11^{ème} année, quand le remboursement est finalisé et que les derniers certificats verts ont été reçus, l'économie par MWh sera identique à celui du même projet financé sur fonds propres (voir figure 3), soit 60 €/MWh.

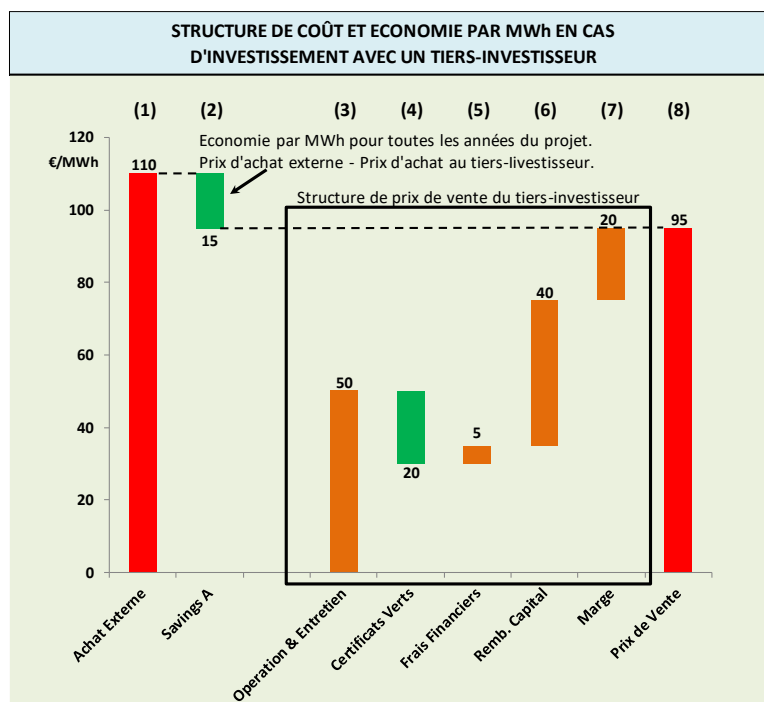
5.3. Financement par un tiers-investisseur.

Afin de limiter l'impact sur le cash-flow, il est possible de faire appel à un investisseur tiers pour financer un projet. Cet investisseur accepte d'apporter les fonds nécessaires au début du projet et se rémunère ensuite de différentes façons en fonction du contrat.

Généralement, pour des installations de grandes tailles, le tiers-investisseur fera l'investissement et exploitera l'installation. Il vendra l'électricité au client en prenant une marge au passage. Ceci est illustré dans notre figure 5 qui présente la structure de coût et l'économie par MWh dans le cas d'un investissement via un tiers-investisseur.

Comme dans les figures 3 et 4, la colonne 1 correspond au prix d'achat du MWh avant le projet. Les colonnes 3, 5 et 6 représentent les coûts par MWh résultant de l'investissement et la colonne 4, les bénéfices liés aux certificats verts. Aux colonnes 3, 4, 5 et 6, le tiers-investisseur ajoute une marge (colonne 7). La somme des colonnes 3 à 7, est égale à la colonne 8 et représente le prix de vente du MWh au client final. Logiquement, ce prix de vente est plus élevé que le coût total au MWh que le client obtiendrait s'il faisait l'investissement sur fonds propres (figure 3) ou par emprunt bancaire (figure 4).

Figure 5
Structure de coût et économie par MWh en cas d'investissement via un tiers-investisseur



Sur la figure 5, il apparaît que l'économie réalisée sur le prix d'achat du MWh est plus réduite lorsque le client fait appel à un tiers-investisseur. Dans le cas des chiffres fictifs de la figure 5, le client économiserait 15 €/MWh (colonne 2) au lieu de 40 €/MWh s'il faisait l'investissement lui-même (colonne 3 de la figure 3).

Dans figure 5 encore, on voit que les colonnes 3 à 7 font partie de la structure de prix du tiers-investisseur. A moins de négocier un contrat à livre ouvert, le client final n'aura pas de visibilité sur ces détails.

Aussi, si le tiers-investisseur est un spécialiste des panneaux solaires, ses coûts seront probablement optimisés par rapport à un investissement propre. Dès lors, les valeurs des colonnes 3, 4 et 6 seront probablement plus basses que les colonnes correspondantes dans les figures 3 et 4. Si le prix de vente du tiers-investisseur au client final reste à 95 €/MWh, il en résultera une marge plus importante.

Il faut savoir qu'en plus de simplifier le problème de financement, un tiers-investisseur permet de surmonter plusieurs autres obstacles qui pourraient freiner un projet photovoltaïque.

Par exemple, le tiers-investisseur absorbe la majorité du risque lié au projet, notamment celui lié à l'évolution du coût de l'énergie, difficilement prévisible. De plus, on sait que l'aversion au risque est très importante sur le marché de l'énergie (Meyers, 1998).

Cependant, le client doit faire confiance à une société qui va se rémunérer sur son projet d'énergie renouvelable et cela peut s'avérer délicat. Ce marché étant relativement nouveau, ces sociétés tierces ne sont pas connues du grand public et suscitent donc une certaine méfiance (Quicheron, 2006).

L'investissement sur fonds propres (figure 3) et l'investissement par un tiers-investisseur (figure 5) sont en fait deux approches extrêmes. Entre les deux, il existe d'autres alternatives comme :

- Un contrat de leasing avec une société tiers. Cela est similaire à un achat à crédit (figure 4), à la différence que le transfert de propriété se fait en fin de contrat.
- Un contrat mixte à livre ouvert avec un investisseur tiers. Dans ce contrat, ce dernier peut se rémunérer avec les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, tels que les certificats verts. Si cela ne suffit pas, le client final peut aussi payer une location pour les panneaux solaires pendant un certain temps.
- ...

En conclusion, les 3 possibilités de financement mentionnées dans ce chapitre ont chacune leurs avantages et leurs inconvénients. Le recours aux fonds propres simplifie le projet mais force l'investisseur à puiser dans sa propre trésorerie et à prendre tous les risques. En contrepartie, il empêche la totalité des bénéfices du projet. L'emprunt à la banque limite le recours aux fonds propres, mais une partie des bénéfices du projet servira à rembourser le capital et à payer des intérêts. Enfin, le recours au tiers-investisseur permet de simplifier le projet et de transférer une partie des risques sur quelqu'un d'autre. Le tiers-investisseur est directement partie prenante dans le projet et peut aller jusqu'à l'exécuter totalement lui-même. Il facture alors un prix au MWh au client final. Cependant, pour ce dernier, le bénéfice du projet est réduit. Dans la suite de ce travail, nous reprendrons certains résultats de cette comparaison pour l'appliquer à un projet concret.

6. Projet à l'Université catholique de Louvain

Après avoir expliqué le fonctionnement des panneaux photovoltaïques et identifié les différents facteurs d'adoption de cette technologie, nous allons, à présent, analyser un cas concret, celui de l'Université catholique de Louvain. Dans ce chapitre, on décrira la situation de l'Université en matière de consommation et de production d'électricité. En effet, pour appliquer la théorie à ce cas pratique, il est essentiel de connaître les spécificités de l'UCL. Nous détaillerons, donc, d'abord, les différents canaux, exploités par l'Université, pour se fournir en électricité. Ensuite, nous examinerons ses objectifs en termes de développement durable et de réduction d'émission de CO₂. Puis, nous évaluerons si les facteurs d'adoption mentionnés plus haut sont favorables à notre Université. Enfin, nous analyserons l'opportunité d'un projet photovoltaïque sur le campus de Louvain-la-Neuve et nous calculerons la rentabilité des différentes possibilités pour un tel projet.

6.1. Situation énergétique de l'UCL à LLN

Pour se fournir en électricité, l'UCL utilise principalement ses propres moyens de production. En effet, elle a installé deux moteurs de cogénération, avec une capacité de 1.4 MWh pour le premier et de 2.4 MWh pour le second. En 2017, ces deux moteurs ont produit 54% de la consommation électrique de l'Université sur le site de Louvain-la-Neuve.

La cogénération, qui fonctionne avec du gaz, fournit également de la chaleur de manière très efficace. En effet, avec 100 unités de gaz, on peut produire 42 unités d'électricité et 45 unités de chaleur, ce qui représente seulement 13% de pertes. Si l'on souhaite produire autant avec une chaudière et une turbine gaz-vapeur (TGV) séparément, 127 unités de gaz sont nécessaires. De fait, la cogénération propose une économie de plus 21%. Ce système permet donc à l'Université de produire son énergie de manière plus efficace et de payer son électricité au prix du gaz, ce qui est plus intéressant que le prix appliqué par les différents fournisseurs belges.

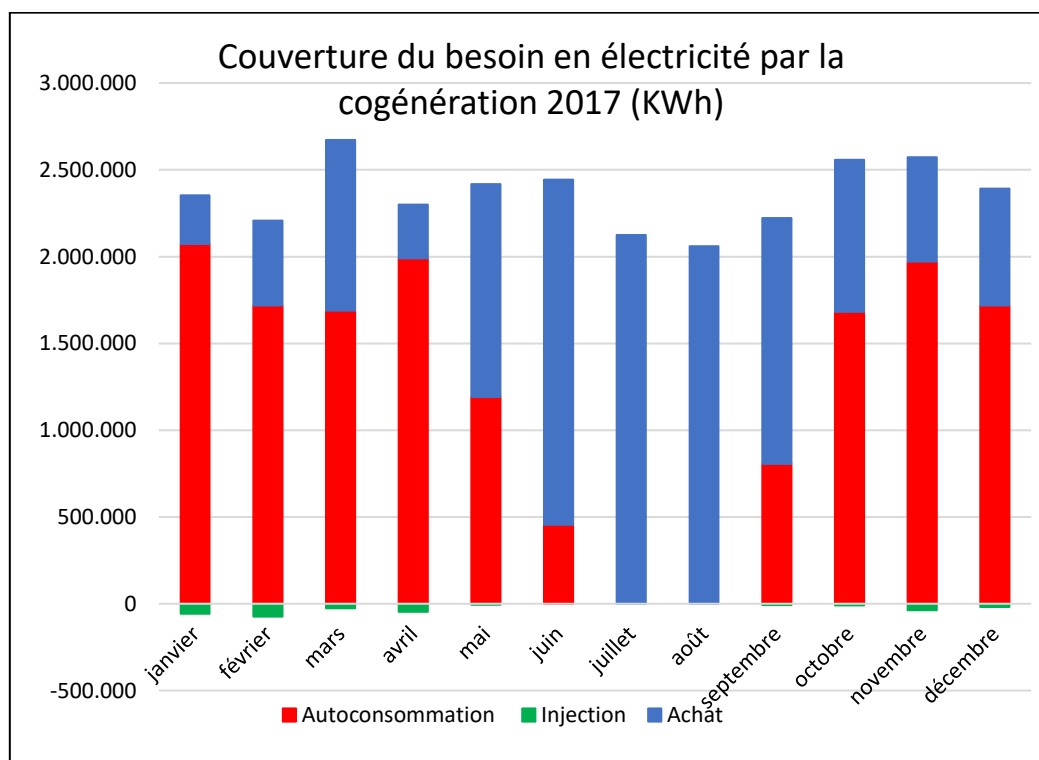
Comme les moteurs de cogénération produisent également de la chaleur, ils sont mis à l'arrêt pendant les vacances d'été et ne fonctionnent que très peu en juin et septembre. En effet, les

moteurs sont utilisés en fonction des besoins en chaleur du campus. Ils sont donc laissés à l'arrêt lorsque les bâtiments du campus ne doivent pas être chauffés.

Pour compléter la cogénération, le reste de l'électricité est acheté à un distributeur indépendant. L'Université achète environ 13 millions de kilowattheures par an, avec de grosses variations entre les mois. Pendant les mois d'été, les moteurs de cogénération étant à l'arrêt, l'UCL doit acheter la totalité de sa consommation. Le reste de l'année, seuls les kWh correspondants aux crêtes de consommation qui ne sont pas couverts par la cogénération doivent être achetés.

Comme illustré par le graphe de la figure 6 ci-dessous, **l'achat d'électricité sur le marché (en bleu) se concentre principalement l'été**. L'hiver, les moteurs de cogénération fonctionnent au maximum et l'UCL consomme principalement sa propre production (en rouge). La partie verte correspond à l'électricité excédentaire, produite par la cogénération, qui a été revendue sur le marché.

Figure 6
Consommation et production électriques mensuelles de l'UCL sur le site de Louvain-la-Neuve
 Source : CEPI - UCL



Eneco, le fournisseur d'électricité de l'UCL, vend en moyenne son électricité à un prix de 111€/MWh TVAC (2017). Ce même fournisseur rachète l'électricité excédentaire produite par l'UCL (en vert sur la figure 6) au prix moyen de 58€/MWh TVAC (2017), alors qu'il coûte à l'UCL environ 70€/MWh. Vu cette différence de prix, l'Université évite au maximum d'injecter de l'électricité sur le réseau public.

Pour distribuer l'électricité à travers son campus, l'Université possède **son propre réseau de distribution** qui relie les différents bâtiments académiques. Une cabine d'entrée unique permet la connexion électrique avec le réseau externe. Ce réseau représente un atout pour le campus de l'UCL. En effet, une installation solaire peut fournir de l'électricité à tous les bâtiments du campus, peu importe sa localisation à condition qu'elle soit raccordée au réseau interne.

En résumé, grâce au système de cogénération, la demande d'électricité de l'Université sur le marché se concentre pendant les mois d'été. Cela ouvre la porte à la production d'énergie solaire. Mais nous devons d'abord évaluer si ce type de projet rencontre les plans de l'UCL, en particulier ses objectifs de développement durable.

6.2. Objectifs de développement durable de l'UCL

L'UCL prend à cœur les défis environnementaux. Son projet stratégique « Louvain 2020 » en est une illustration. Il place le développement durable comme axe prioritaire dans la vision long-terme de son développement. L'Université prend plusieurs initiatives en ce sens. Par exemple, elle stimule les recherches dans ce domaine et crée des plateformes interdisciplinaires pour favoriser la coopération entre les facultés. La sensibilisation de ses étudiants est également primordiale pour que toute la communauté universitaire se sente concernée. Un master spécifique au développement durable a même vu le jour en 2016 pour former les futurs diplômés aux problématiques environnementales (UCL, 2018).

De plus, dès 2013, elle établit son propre Plan du Développement Durable et se fixe des objectifs ambitieux. Pour son campus de Louvain-la-Neuve, son programme prévoit une réduction de 20% des émissions de CO₂ en 2020 par rapport à 2009 (UCL, 2018). Le niveau d'émission, cette année-là, s'élevait à 17.411 tonnes de CO₂, cela représente donc une

réduction de 3.616 tonnes. Cet objectif de 2020 a déjà été atteint puisqu'en 2017, les émissions se sont limitées à 13.388 tonnes. Le combat n'est cependant pas fini puisqu'un nouvel objectif de réduction de 3.616 tonnes est à atteindre en 2030. Il est important de noter que ces chiffres sont liés au réseau de chaleur de l'UCL, c'est-à-dire qu'ils prennent en compte le CO₂ émis pour le chauffage. Cela comprend donc les chaudières et la cogénération. Les émissions liées à l'électricité achetée sur le marché n'est pas comptabilisé.

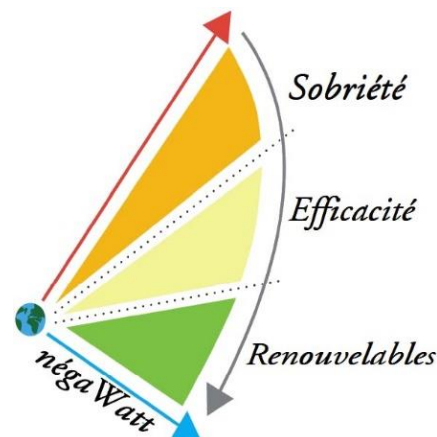
De plus, la Wallonie impose également ses propres objectifs. Ceux-ci imposent une réduction des émissions à effet de serre par rapport à 1990 de 20% en 2020, de 30% en 2030 et de 80% à 95% en 2050.

Le plan d'action de l'UCL s'inspire du scénario négaWatt, développé par une association indépendante. Elle se base sur 3 piliers (Association négaWatt, 2016) :

- Le premier pilier impose de réduire l'utilisation d'électricité en se concentrant sur les besoins énergétiques essentiels. Cette partie est appelée la sobriété. Il s'agit de faire appel au bon sens en évitant tout gaspillage et utilisation inutile de l'énergie. Eteindre les vitrines des magasins pour la nuit illustre ce premier point.
- Le second pilier vise à augmenter l'efficacité dans l'utilisation de l'énergie. Cela signifie que, pour un même besoin, la quantité d'énergie nécessaire doit être réduite. Dans cette optique, l'UCL rénove progressivement ses bâtiments pour se rapprocher du standard « basse énergie ». Cela va dans le sens de cette démarche puisque ces rénovations permettent de réduire la consommation énergétique pour le même besoin en chaleur.
- Le troisième pilier consiste à développer les énergies renouvelables pour remplacer progressivement les énergies fossiles. L'installation de panneaux photovoltaïques à l'UCL s'inscrirait dans ce troisième axe du programme Négawatt.

Figure 7
Approche de la démarche négaWatt

Source : © Association négaWatt - www.negawatt.org



L'Université a également créé le Conseil du développement durable (CoDD) qui, parmi ses missions, supervise les objectifs de l'établissement. Cet organe coordonne les projets de

développement durable et soutient les nouvelles initiatives sur les sites de l'Université. Il a aussi pour mission de susciter la réflexion en promouvant les projets liés au développement durable et d'encourager les acteurs locaux à s'engager pour cette transition écologique (Université catholique de Louvain, 2018).

Les objectifs de l'Université reflètent donc sa volonté de s'inscrire dans la transition énergétique. De plus, avec sa situation analysée au point 6.1, l'énergie solaire se présente comme une opportunité que l'UCL se doit d'étudier.

6.3. Opportunités dans l'énergie solaire

Compte tenu de la situation énergétique de notre Université et de ses objectifs de réduction d'émissions de CO₂ expliqués ci-dessus, une opportunité se présente pour développer un projet dans le domaine des énergies renouvelables. Dans le cadre de ce travail, nous nous concentrerons sur l'énergie solaire avec l'installation de panneaux photovoltaïques.

Actuellement, les moteurs de cogénération ont permis à l'UCL de s'approvisionner de manière plus efficace en électricité. Cependant, ces moteurs fonctionnant au gaz, ils émettent toujours des gaz à effet de serre. Un projet photovoltaïque pourrait permettre de diminuer ces émissions et donc **d'aider l'UCL à atteindre ses objectifs** (détaillés au point 6.2) dans ce domaine.

Le but serait, dans un premier temps, de dimensionner l'installation photovoltaïque pour qu'elle fournisse ce que la cogénération ne produit pas. Ces deux sources d'énergie seraient complémentaires et fonctionneraient simultanément, permettant ainsi d'augmenter la production propre de l'UCL, et donc de diminuer la quantité d'électricité achetée sur le marché. Cela aurait un impact direct sur la facture d'énergie. Ce serait aussi un premier pas vers le remplacement de la cogénération par des énergies renouvelables et vers le modèle « basse énergie ».

De plus, **la cogénération et le photovoltaïque sont deux systèmes parfaitement complémentaires**. En effet, en hiver, le premier est très efficace puisqu'il fournit en même temps de la chaleur et de l'électricité bon marché. A cette période de l'année, les journées se raccourcissent et le soleil reste bas à l'horizon, ce qui n'est pas optimal pour du

photovoltaïque. Au contraire, l'été, la cogénération est quasi inexploitable puisque la production de chaleur est inutile. Cependant, ces mois ensoleillés sont propices à l'exploitation de panneaux solaires.

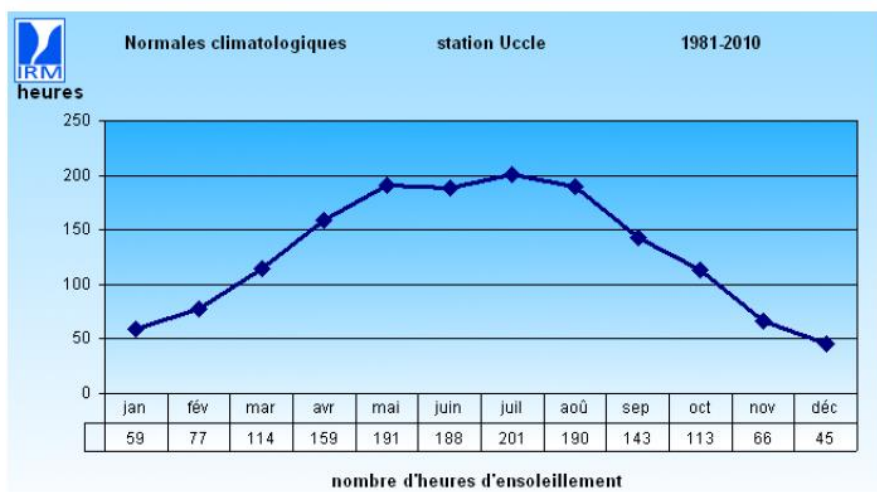
A propos d'ensoleillement, l'Institut Royal de Météorologie (2018) nous donne, dans la figure 8 ci-dessous, le nombre d'heures d'ensoleillement moyen par mois dans notre pays, calculé entre 1981 et 2010. Il en résulte, sans surprise, que ce sont les mois d'été qui bénéficient le plus du soleil, avec une moyenne d'environ 190 heures d'ensoleillement de mai à août. Cela correspond approximativement aux mois durant lesquels l'UCL aurait le plus grand besoin de ces panneaux solaires, puisqu'elle achète beaucoup d'électricité à cette période. Ces chiffres offrent un beau potentiel à toute installation photovoltaïque en Belgique. Cependant, le nombre d'heures de soleil chute fortement en hiver, avec un creux à 45 heures en décembre.

Figure 8

Nombre d'heures d'ensoleillement mensuel moyen à Uccle entre 1981 et 2010

Source : https://www.meteo.be/meteo/view/fr/360955-Normales+mensuelles.html#ppt_5238269

Heures d'ensoleillement



Il existe donc une réelle opportunité de développer les énergies solaires sur le campus de Louvain-la-Neuve. Il faut cependant s'assurer que les facteurs d'adoption d'une telle technologie soient favorables pour l'université. Ces facteurs seront évalués au point suivant.

6.4. Facteurs d'adoption de technologies comme les panneaux solaires

Dans le point numéro 2, nous avons identifié une série de facteurs susceptibles d'influencer l'adoption de technologies nouvelles comme les panneaux photovoltaïques. Dans cette partie, nous évaluerons si ces facteurs sont favorables dans le cas spécifique de l'Université catholique de Louvain.

Comme déjà mentionné, le fait d'inclure dans ce travail l'analyse de facteurs d'adoption peut amener à penser que le panneau solaire est une nouvelle technologie. Or, ce n'est pas tout à fait le cas car, d'une part, les panneaux solaires existent déjà depuis quelques années et, d'autre part, l'UCL a déjà opté pour l'électricité photovoltaïque sur son campus de Mons. Néanmoins, cela reste une nouveauté pour celui de Louvain-la-Neuve et c'est à ce titre qu'une analyse est consacrée aux facteurs d'adoption.

A. Facteur géographique

Les deux éléments du facteur géographique, le climat et l'environnement social, semblent favorables à l'adoption de panneaux solaires.

D'abord, commençons avec la partie climatique. Comme expliqué au point 6.3 ci-dessus, pendant l'été, la Belgique bénéficie de longues journées et, malgré sa réputation, d'un bel ensoleillement. Pendant cette saison, les panneaux solaires peuvent potentiellement produire de l'électricité de 6h à 22h. Cependant, l'hiver, des journées courtes et un climat nuageux et pluvieux ne favorisent pas la production d'énergie solaire. L'efficacité des panneaux à cette période est donc assez limitée. La figure 2 nous a montré que la production d'électricité peut être jusqu'à 4,85 fois moins importante en hiver qu'en été.

Ensuite, concernant l'environnement social, la transition énergétique, la sortie du nucléaire et des énergies fossiles sont des sujets qui préoccupent les Belges depuis un certain nombre d'années. D'ailleurs, la Belgique a été pionnière dans le développement des énergies renouvelables en mettant en place des mécanismes de soutien dès 2001. Ces mécanismes ont connu un très grand succès, ce qui prouve l'intérêt des Belges dans cette technologie. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime à 350.000 le nombre de panneaux solaires

détenus par les particuliers en Belgique (Meu., 2016). Cela augmente de manière exponentielle depuis 2008 (AIE, 2017).

Pour résumer les deux points ci-dessus, l'UCL se situe dans un endroit relativement privilégié pour installer des panneaux solaires : un climat favorable l'été et une technologie qui séduit de plus en plus.

B. Education

Nous avons mentionné plus haut le fait que l'éducation influençait positivement l'adoption de nouvelles technologies telles que les panneaux solaires. Or, l'éducation est au cœur d'un établissement comme l'Université catholique de Louvain, puisqu'il s'agit d'une de ses missions principales. On y retrouve donc des gens instruits, qui se sentent impliqués dans le développement de nouvelles technologies et dans la problématique du réchauffement climatique. Le nombre d'initiatives liées au développement durable au sein du campus, comme les différents kot-à-projets, en est une belle illustration.

Louvain-la-Neuve est donc, grâce à l'Université, un endroit où la connaissance occupe une place de choix et celle-ci devrait impacter positivement l'adoption de nouvelles technologies.

C. Perception des caractéristiques du produit

Ce facteur est plus difficile à évaluer dans le cadre de notre étude pour l'UCL. Nous reprenons, ici, les éléments de Rogers (2003) expliqués au point C dans la revue de littérature pour les appliquer au cas de l'UCL.

Premièrement, *l'avantage relatif* va être analysé plus loin dans ce travail, puisque nous évaluerons si les panneaux solaires permettent de diminuer les dépenses en énergie.

Deuxièmement, concernant la *compatibilité* avec les besoins et les valeurs de l'UCL, nous pouvons affirmer que ce facteur est très favorable à l'adoption de panneaux solaires. En effet, nous avons expliqué plus haut le potentiel d'une telle installation. Comme développé au point « Objectifs de développement durable de l'UCL », l'adoption d'un système de production d'énergie solaire s'inscrit dans les objectifs de réduction d'émissions de CO₂ de notre

Université. Nous pouvons donc dire qu'un tel projet est compatible avec les valeurs prônées par l'UCL.

Troisièmement, la *complexité* ne devrait pas être un frein à l'adoption de panneaux solaires. La technologie n'a pas besoin d'être comprise en profondeur par l'utilisateur puisque des professionnels s'occupent de toute l'installation.

Quatrièmement, l'*observabilité* du projet qui définit s'il sera visible du public, influence la décision de concrétiser le projet. L'emplacement choisi est donc important. Nous avons identifié trois possibilités différentes, que nous détaillerons plus loin : les toits des bâtiments de l'UCL, un champ proche de LLN, ou certains parkings. Ces deux dernières options sont celles qui offrent le plus de visibilité.

D. Politique et incitant financier

Comme nous l'avons détaillé plus tôt dans le « cadre législatif », la Belgique, et particulièrement la Wallonie, ont développé des mécanismes de soutien financier pour le développement des énergies renouvelables. Ces mécanismes ont eu un tel succès que les autorités publiques ont dû réduire les subsides, jugés trop coûteux pour la collectivité.

Même si les certificats verts sont supprimés pour les petites exploitations le 30 juin 2018, ils continuent d'être distribués pour les installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kW. L'UCL pourrait donc en bénéficier. C'est un soutien non-négligeable puisqu'il permet de financer une partie de l'installation.

Nous reparlerons des certificats verts dont l'Université pourrait bénéficier dans chacun des scénarios que nous développerons plus loin dans ce travail.

E. Accès au capital et composition du secteur financier

L'accès au capital a un gros impact sur le développement des énergies vertes. En Belgique, le crédit intérieur fourni par le secteur financier représentait 135,7% du PIB en 2017 (Banque Mondiale, 2018). Ce chiffre place notre pays au 18^e rang mondial au classement des Etats ayant le meilleur accès au capital, comparé au PIB. Nous pouvons donc considérer que la

Belgique bénéficie d'un secteur financier solide et pro-actif, ce qui favorise la diffusion des technologies vertes.

F. Emissions de dioxyde de carbone

Comme expliqué dans la partie théorique, on constate que, dans les pays développés, plus le niveau d'émission de CO₂ par habitant est élevé, plus la consommation d'énergie renouvelable l'est aussi. Selon la Banque Mondiale (2018), le Belgique était 37^e au classement des pays avec une émission de CO₂ par habitant la plus forte en 2014. Même si d'importants efforts ont été réalisés depuis 2005, nous faisons donc partie des gros pollueurs de la planète. En 2016, notre pays surpassait également la moyenne européenne de 3,9 points concernant les émissions de gaz à effet de serre (Eurostat, 2018). Pour cette raison, la population devrait être davantage préoccupée par le problème du réchauffement climatique et être plus favorable à l'adoption d'énergies vertes.

G. Managers

Pour ce facteur, nous pouvons nous pencher sur les intentions du recteur actuel de l'UCL. En 2015, le rectorat a publié un plan global et stratégique « Louvain 2020 » dans lequel sont définis neuf axes prioritaires pour l'Université (Cabinet du Recteur (CRCT), 2015). Parmi ceux-ci, on retrouve le développement durable. Cela peut traduire une volonté du recteur d'inscrire l'Université dans la voie du développement durable, et par conséquent influencer positivement l'adoption d'un projet comme l'installation de panneaux solaires sur le campus.

H. Economie d'énergie et diminution de la facture d'électricité

Nous développerons ces deux facteurs plus loin dans notre travail. Etant donné leur importance, nous nous baserons sur ceux-ci pour émettre une recommandation à l'UCL. Nous vérifierons, dans les pages suivantes, si l'économie sur la facture d'énergie est réelle et si un tel investissement est rentable pour notre Université.

En définitive, la majorité des facteurs sont favorables à l'adoption de panneaux solaires. Nous pouvons maintenant nous intéresser plus en détail à la consommation de l'UCL afin d'analyser ce qu'un projet photovoltaïque pourrait couvrir comme besoin.

6.5. Consommation électrique de l'UCL et potentiel de couverture par l'énergie solaire

Dans cette section, nous allons détailler les diagrammes de production et de consommation du campus de Louvain-la-Neuve. L'analyse permettra de voir à quel moment la consommation ponctuelle de l'UCL est élevée et à quel moment il serait intéressant d'avoir une électricité produite par des panneaux photovoltaïques.

Comme expliqué plus haut dans la situation énergétique de l'UCL, l'Université dispose déjà de deux moteurs de cogénération sur le site de LLN. Ceux-ci couvrent une partie importante des besoins du campus. Cependant, à certains moments de la journée, la consommation est plus élevée que la production totale des deux moteurs. A ces moments, l'UCL doit acheter le complément d'électricité sur le marché. En tant qu'établissement académique, l'UCL dispense des cours de 8h30 à 18h45 du lundi au vendredi. Dès lors, on s'attend à ce que le besoin en électricité augmente pendant ces heures.

L'année scolaire se divise en deux quadrimestres de 14 semaines, de mi-septembre à mi-décembre et de février à juin. En été, les vacances s'étalent de fin juin à mi-septembre. Nous analysons donc, ci-dessous, une semaine de cours et une semaine de vacances typiques et nous verrons que les profils de consommation sont très différents.

Premièrement, comme le montre la figure 9, pendant les périodes scolaires, la consommation de l'Université connaît un pic important entre 9h et 20h, ce qui correspond aux heures d'activité des différents départements et des auditoires. Dans ce tronçon horaire, la consommation d'électricité peut monter jusque 5.800 kWh. En dehors de cette période d'activité, pendant la nuit, la consommation tourne légèrement en dessous des 3.000 kWh. Il y a donc un écart de plus de 2.800 kWh entre le jour et la nuit pendant la semaine. Par contre, le week-end, les amplitudes sont moins marquées avec des creux sous les 2.300 kWh la nuit

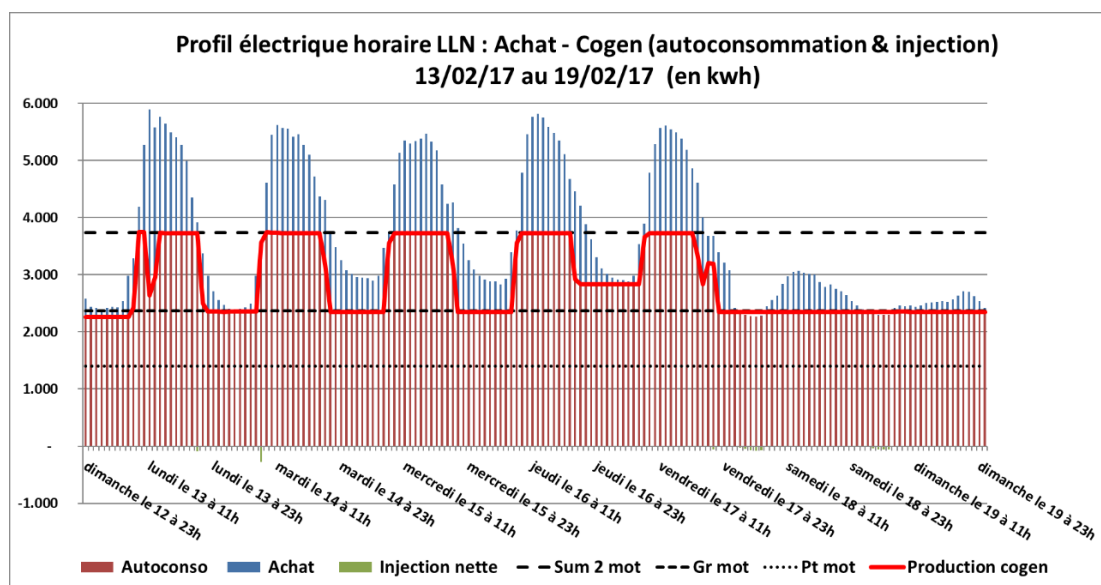
et des sommets aux alentours de 3.000 kWh le samedi après-midi et 2.500 kWh le dimanche en journée.

Le graphique de la figure 9, ci-dessous, illustre les pics et les creux de consommation pendant une semaine de cours typique du mois de février (semaine du 13 février 2017 au 19 février 2017).

Figure 9

Profil électrique hebdomadaire typique d'une semaine de cours de l'UCL sur le campus de LLN

Source : CEPI – UCL



Dans la figure 9 ci-dessus, les colonnes représentent la consommation électrique du site. On peut visualiser les 5 crêtes correspondant aux jours de la semaine, ainsi que les deux sommets plus discrets les jours de week-end. La ligne rouge correspond à la production d'électricité de la cogénération. Nous observons que la cogénération couvre la majorité des besoins mais sa puissance s'arrête à 3.700 kW quand les deux moteurs tournent simultanément. Entre 9h et 20h, ce qui correspond aux pics sur le graphique, la consommation dépasse la production, l'UCL doit donc acheter, les jours ouvrables, entre 17.000 et 18.000 kWh.

On remarque aussi que les moteurs de cogénération peuvent avoir des dysfonctionnements. Par exemple, on voit sur la figure 9 que, le lundi matin, un des deux moteurs a manifestement connu un problème technique et la production est tombée de 3.700 kWh à 2.700 kWh pendant un cours instant.

Enfin, il arrive que la cogénération produise plus que ce qui est nécessaire. Le surplus d'électricité est alors réinjecté dans le réseau et vendu sur le marché. Cependant, le prix de vente de cette électricité au réseau est très bas, environ la moitié du prix d'achat (58€/MWh contre 111€/MWh pour les achats). De plus, le prix de production de l'électricité par la cogénération revient à 70€/MWh, c'est pourquoi l'UCL prend soin de gérer ses moteurs de manière à revendre le moins d'électricité possible.

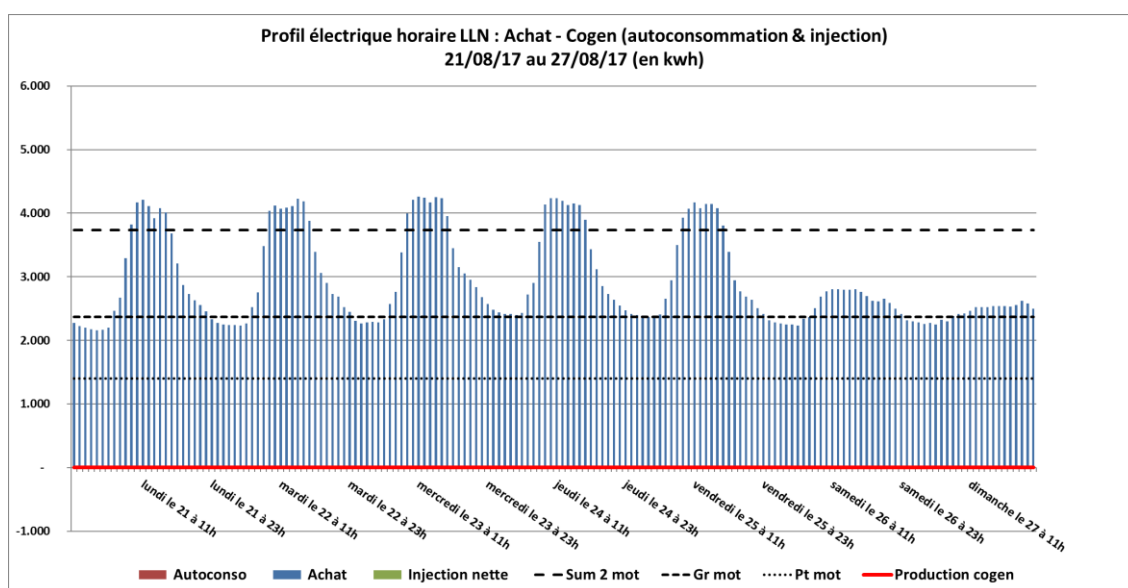
Deuxièmement, pendant les vacances d'été, l'Université reste active et la demande en électricité demeure élevée. Cependant, du fait des températures plus clémentes, la demande en chauffage des bâtiments diminue fortement. C'est pourquoi l'UCL n'a pas besoin de la chaleur produite par les moteurs de cogénération. Or la cogénération n'est intéressante que lorsqu'on consomme sa chaleur et son électricité en même temps. C'est pourquoi l'UCL ne la fait pas fonctionner en été et achète la totalité de son électricité sur le marché. Donc, même si la consommation diminue à cette période, la quantité d'électricité achetée est nettement supérieure à la moyenne de l'année.

La figure 10 ci-dessous illustre une semaine classique pendant les grandes vacances. On observe que la cogénération ne fonctionne pas et, donc, que toute l'électricité est achetée sur le marché.

Figure 10

Profil électrique hebdomadaire typique d'une semaine de congé d'été de l'UCL sur le campus de LLN

Source : CEPI – UCL



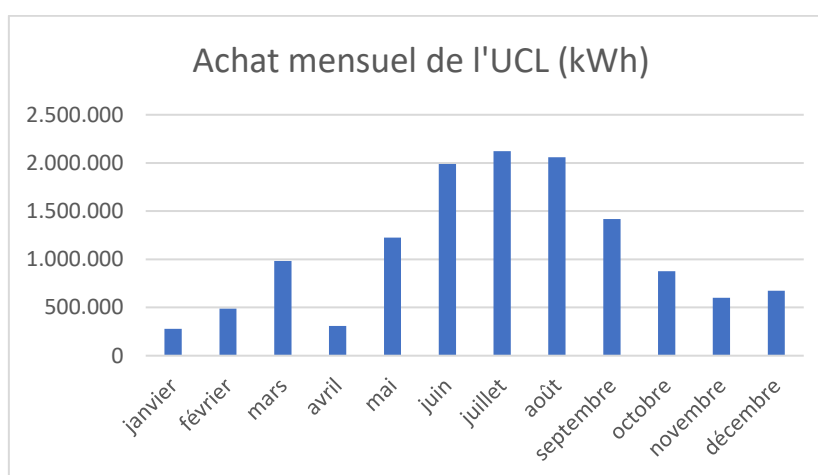
En pratique, du lundi au vendredi, la consommation dépasse très légèrement les 4.000 kWh en journée et retombe à 2.300 kWh la nuit. Le week-end, le profil électrique est comparable à celui du reste de l'année.

Comme le projet d'installation de panneaux solaires a pour but de réduire l'électricité achetée, concentrons-nous, à présent, sur celle-ci. Sur une année, l'UCL achète un peu plus de 13 millions de kWh. Cette quantité est répartie de manière très hétérogène sur l'année. En effet, la quantité achetée dépend, d'une part, de la consommation qui varie dans l'année au gré de l'activité sur le campus et, d'autre part, de la production des deux moteurs de cogénération. La figure 11 montre la quantité d'électricité achetée par mois en 2017.

Figure 11

Achat mensuel d'électricité de l'UCL pour son campus de LLN en 2017

Source : CEPI – UCL



On voit sur le graphe que, entre juin et août, l'Université achète environ deux millions de kWh par mois. Cela baisse progressivement durant le reste de l'année pour arriver à 280.000 kWh acheté en janvier. Le mois d'avril fait office d'exception, avec seulement 300.000 kWh achetés. Cela s'explique probablement par la présence des vacances de Pâques à cette période.

Ce graphique nous montre également que l'installation de panneaux solaires conviendrait parfaitement au profil d'achat d'électricité de l'Université. En effet, la majorité de l'électricité est achetée en été, période où les panneaux solaires sont les plus efficaces. De plus, on a vu dans les deux graphes du profil électrique d'une semaine (figures 9 et 10) que les pics de consommation ont lieu en journée au moment où le soleil envoie le plus de rayonnement. Nous devons maintenant calculer le nombre de panneaux solaires à installer pour couvrir ces achats.

6.6. Capacité de production électrique à installer

Sur base du point précédent, nous allons maintenant calculer quel serait la puissance idéale à installer à l'UCL. Nous définissons cette puissance idéale comme étant celle qui permettrait de réduire un maximum les achats d'électricité, tout en limitant les injections sur le réseau public. En effet, chaque kWh qui n'est pas acheté permet une économie sur la facture de 111 €. Par contre chaque kWh excédentaire qui est produit par les panneaux de l'UCL ne peut être vendu qu'à 58€ TVAC. Dès lors, nous calculerons une puissance qui assurera une production totalement autoconsommée. L'objectif final est de définir le nombre de panneaux solaires qu'il faudrait installer dans le cas d'un projet photovoltaïque.

Les 3 paramètres de ce calcul que sont l'efficacité des panneaux solaires, la consommation de l'Université et la production des deux moteurs de cogénération, varient très fortement d'un mois à l'autre. En effet :

1. comme nous l'avons vu à la figure 2 de la section 3.3., la production d'une installation solaire en Belgique peut être quintuplée quand on passe de l'hiver à l'été,
2. les achats d'électricité de l'UCL varient significativement entre les semaines de vacances et les semaines de cours,
3. enfin, la production de la cogénération couvre une importante partie des besoins pendant l'année mais s'arrête totalement en été comme la chaleur qu'elle produit n'est pas nécessaire à l'UCL.

Un calcul mensuel qui tient compte de la variation de ces 3 paramètres s'impose donc. De cette façon, nous obtiendrons pour chaque mois de l'année, la puissance à installer pour couvrir les besoins spécifiques de ce mois-là. Ensuite, afin de limiter les ventes d'électricité sur le marché, nous prendrons la puissance la moins élevée des douze mois pour ce projet.

Le calcul est effectué en plusieurs étapes :

1. La première étape consiste à calculer la quantité d'électricité achetée sur le marché.

Nous ne considérerons, ici, que les jours allant du lundi au vendredi. En effet, ceux-ci sont plus représentatifs de la consommation moyenne de l'Université. Comme on a vu à la figure 9, le pic de consommation pendant le week-end est beaucoup plus bas qu'en semaine. De plus, nous calculons la somme des achats d'électricité entre 9h et 20h, ce qui correspond au

moment où la consommation connaît le pic le plus important et où les panneaux solaires sont les plus productifs.

Nous tiendrons aussi compte du fait que les journées sont plus courtes en hiver et nous ferons une approximation, par mois, de l'heure du coucher du soleil. Quand celui-ci se couche avant 20h, nous ne prendrons pas en compte les achats d'électricité après l'heure du coucher du soleil.

2. La deuxième étape consiste à calculer le nombre de panneaux nécessaire pour chaque mois de l'année.

Une fois que nous avons calculé la quantité de kWh achetée par l'Université chaque mois, on peut calculer la puissance à installer pour produire ce nombre de kWh. Pour cela, il faut convertir les kilowattheures en kilowatt-crêtes en utilisant les coefficients de transformation présentés par la figure 2 au point 3.3. On obtient ainsi la puissance nécessaire pour couvrir l'électricité achetée en divisant la quantité d'énergie trouvée au point 1 par ces coefficients.

3. La dernière étape consiste à calculer le nombre de panneaux solaires équivalent à la puissance nécessaire.

Nous prenons comme référence un panneau photovoltaïque classique qui possède une puissance de 300 Wc. En divisant la puissance nécessaire par celle d'un panneau, on trouve le nombre de panneaux solaires qu'il faudrait installer pour couvrir la consommation de l'Université.

Le tableau 3 ci-dessous reprend les résultats de notre calcul :

Tableau 3
Nombre de panneaux nécessaires mensuellement pour couvrir les achats d'électricité en journée

	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre
Lever-coucher soleil le 15	8h39-17h05	7h55-17h58	6h57-18h46	6h49-20h37	5h54-21h24	5h29-21h56	5h47-21h48	6h31-21h01	7h19-19h55	8h06-18h49	7h59-16h54	8h39-16h36
Approximation	9h-17h	9h-17h	9h-18h	9h-20h	9h-20h	9h-20h	9h-20h	9h-20h	9h-19h	9h-18h	9h-16h	9h-16h
Achat lun->ven kWh	157.800	259.448	518.612	197.200	645.912	958.804	890.672	961.840	585.196	402.096	255.704	199.052
Coefficient kWh/kWc	29	43	85	109	115	115	118	107	88	64	32	24
Puissance à installer kWc	5.537	6.020	6.101	1.809	5.617	8.337	7.548	8.989	6.650	6.283	8.092	8.191
Nbr panneaux 0,3 kWc/pan.	18.456	20.066	20.338	6.031	18.722	27.791	25.160	29.964	22.167	20.943	26.973	27.305

On observe que le nombre de panneaux nécessaires pour couvrir les achats varie entre 18.000 unités en janvier et 30.000 unités en août, excepté le mois d'avril.

Malgré un meilleur ensoleillement, les mois d'été requièrent plus de puissance du fait que la cogénération est à l'arrêt. Le nombre minimum de panneaux nécessaires se trouve en avril, où 6.000 unités suffisent à couvrir la consommation. Cela peut s'expliquer par la présence des vacances de Pâques, par le fait que la cogénération continue à fonctionner et par le fait que l'efficacité des panneaux commence à augmenter. Afin de minimiser la revente d'énergie, nous considérons le mois d'avril, donc 6.000 panneaux, pour dimensionner notre installation. Ce chiffre n'est pas l'optimal puisqu'il est largement inférieur aux besoins des autres mois. Cependant, dans notre cas, ces 6.000 panneaux représentent déjà un projet conséquent, tant en termes de surface, environ 18.000 m² (4 terrains de football), qu'en termes d'investissement, 900.000€ uniquement pour les panneaux. Il est donc raisonnable, dans un premier temps, de se limiter à cette dimension. De plus, cela permet de négliger la revente d'électricité dans nos business cases (voir point 6.8), puisqu'avec une telle installation, les injections sur le réseau seront minimales. Aussi, en ne considérant que les achats effectués les jours de semaine, notre calcul sous-estime légèrement la puissance à installer. Cela participe également à limiter l'injection d'électricité sur le réseau.

Une installation de 6.000 panneaux, qui correspond à une puissance de 1.8 MWc, produira environ 1.600.000 kWh par an. La production tournerait autour de 200.000 kWh les mois d'été, et redescendrait à environ 50.000 kWh de novembre à janvier.

Il est important de souligner que dimensionner notre installation uniquement dans le but de réduire les achats d'électricité n'aidera pas l'Université à atteindre ses objectifs de réduction d'émission de CO₂, détaillé au point 6.2. En effet, pour l'électricité, seul le CO₂ émis par la cogénération est comptabilisé dans les émissions du campus. Pour qu'une installation photovoltaïque participe à la réalisation de ces objectifs, elle doit être dimensionnée pour remplacer une partie de la cogénération. Or, nous savons que le plus petit moteur de cogénération, d'une puissance de 1.400 kW, sera probablement déclassé en 2023. Il serait intéressant de connaître la quantité de panneaux à ajouter pour compenser ce moteur. Nous avons donc effectué le même calcul, mais cette fois, nous avons pris en compte toute l'électricité achetée en journée en considérant que le petit moteur ne tournait plus. Nous avons donc additionné toute l'électricité achetée au-dessus du seuil de 2.370 kW. Il s'agit de la puissance du gros moteur, qui fonctionnera tous les jours au minimum de 9h à 20h, excepté l'été. Les résultats de notre calcul sont illustrés dans le tableau 4 ci-dessous.

Tableau 4

Nombre de panneaux nécessaires mensuellement pour couvrir l'électricité achetée et produite par le petit moteur de cogénération

	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre
<i>Lever-coucher soleil le 15</i>	8h39-17h05	7h55-17h58	6h57-18h46	6h49-20h37	5h54-21h24	5h29-21h56	5h47-21h48	6h31-21h01	7h19-19h55	8h06-18h49	7h59-16h54	8h39-16h36
Approximation	9h-17h	9h-17h	9h-18h	9h-20h	9h-20h	9h-20h	9h-20h	9h-20h	9h-19h	9h-18h	9h-16h	9h-16h
Achat électricité kWh	434.098	508.898	642.376	464.531	1.095.783	1.171.344	1.206.852	1.191.664	721.806	487.151	571.384	444.474
Coefficient kWh/kWc	29	43	85	109	115	115	118	107	88	64	32	24
Puissance à installer kWc	15.232	11.807	7.557	4.262	9.529	10.186	10.228	11.137	8.202	7.612	18.082	18.291
Nbr panneaux 0,3 kWc/pan.	50.772	39.358	25.191	14.206	31.762	33.952	34.092	37.123	27.341	25.372	60.273	60.970

Les résultats de ce dernier calcul sont évidemment plus élevés puisque la puissance doit compenser ce que produisait le petit moteur de cogénération. Dans ce scénario, c'est le mois d'avril qui nécessite toujours le moins de panneaux solaires, avec 14.000 unités. Nous prendrons donc, une fois encore, la valeur d'avril pour dimensionner notre installation photovoltaïque.

En dimensionnant notre installation avec 14.000 panneaux solaires, la puissance déployée serait de 4.2 MWh. Une telle installation produirait environ 3.900.000 kWh par an, avec une production dépassant les 450.000 kWh d'avril à août. Pendant les mois d'hiver, l'installation produirait environ 120.000 kWh.

Notons que les 8.000 panneaux supplémentaires requis dans ce deuxième scénario ne sont pas nécessaires immédiatement. Le petit moteur de cogénération ne cessera de fonctionner que d'ici quatre à cinq ans. De plus, une telle installation semble, actuellement, difficile à mettre en œuvre.

Maintenant que nous savons qu'il conviendrait d'installer environ 6.000 panneaux pour compenser les achats d'électricité, nous allons chercher les endroits intéressants pour les placer sur le campus.

6.7. Surfaces potentielles pour l'installation de panneaux solaires sur le campus de LLN

Après avoir calculé, au point précédent, la puissance théorique qui conviendrait au profil de l'UCL, nous devons maintenant trouver des espaces pour accueillir le nombre de panneaux photovoltaïques correspondant. Le campus de Louvain-la-Neuve s'étend sur toute la ville et

offre donc de multiples possibilités. Nous pouvons distinguer trois catégories de localisation : les bâtiments, les surfaces agricoles et les parkings. Pour chacune d'entre-elles, nous identifierons les endroits à privilégier en cas d'installation. Monsieur Didier Smits, responsable de la cellule énergie et environnement du patrimoine immobilier de l'UCL, nous a conseillé pour l'identification des espaces exploitables.

Premièrement, le plus classique consiste à placer les panneaux solaires sur les toits des immeubles appartenant à l'Université. Cette localisation permet de raccorder les panneaux directement au réseau interne de distribution sans passer par la cabine d'entrée d'électricité. Cependant, chaque bâtiment ne pourra accueillir qu'une partie des panneaux. En effet, la surface disponible sur le toit d'un bâtiment individuel est limitée. Donc, cela reviendrait à aménager plusieurs petites installations solaires, une par bâtiment, avec tous les frais fixes qui en découlent. Chaque installation de panneaux solaires sur un immeuble requiert les matériaux nécessaires à la gestion de l'électricité produite, comme par exemple les onduleurs ou les mises à la terre. Il faut donc s'assurer que les frais fixes ne sont pas disproportionnés par rapport à la puissance électrique de chacune des installations individuelles. Dans les faits, nous sélectionnerons uniquement les immeubles qui permettent d'installer une puissance suffisante sur leur toit.

Sur base des immeubles raccordés au réseau interne de l'UCL, nous avons identifié 34 bâtiments différents sur le campus de LLN qui pourraient potentiellement accueillir des panneaux solaires. Parmi ceux-ci, on en compte 21 accueillant des auditoriums ou des bureaux, 4 bâtiments administratifs, 5 groupes de logements UCL et enfin des immeubles isolés comme le lycée Martin V ou l'Aula Magna. Pour chacun d'entre eux, nous avons identifié les différentes toitures et calculé la surface disponible sur celles-ci. Grâce à cela, nous avons déterminé la puissance et le nombre de panneaux qu'il serait possible d'y installer. Pour se faire, nous avons considéré qu'un panneau solaire occupe une surface standard de 3m^2 . La réalité est légèrement inférieure. La société Green4Energy, par exemple, a besoin de $2,7\text{m}^2$ sur un toit plat pour un panneau de la marque Jinko Solar, premier fabricant mondial.

Ensuite, nous avons recensé l'inclinaison et l'orientation de chaque toiture afin d'identifier un facteur correctif pour chacune d'entre elles. Ce facteur varie en fonction de la configuration (orientation et inclinaison) de la toiture et est illustré par le tableau 5 ci-dessous.

Tableau 5

Facteurs correctifs de l'électricité produite par un panneau solaire en fonction de son orientation et de son inclinaison en Belgique

Source : <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16688>

		Inclinaison [°]						
		0	15	25	35	50	70	90
Orientation	Est	88%	87%	85%	83%	77%	65%	50%
	Sud-est	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
	Sud	88%	96%	99%	100%	98%	87%	68%
	Sud-ouest	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
	Ouest	88%	87%	85%	82%	76%	65%	50%

Puis, nous avons multiplié la puissance que nous avons calculée pour chaque toiture par son facteur correctif correspondant, afin d'obtenir la puissance réelle qu'il était possible d'installer. Enfin, nous avons additionné les toitures de chaque bâtiment. **Le résultat nous donne, donc, pour chacun des bâtiments identifiés, le nombre de panneaux solaires qu'il est possible d'installer et la puissance correspondante.** Le tableau complet des résultats se trouve à l'annexe 1.

Notons que pour les bâtiments avec un toit plat et positionné en longueur du nord au sud, une autre disposition existe. En effet, il est plus intéressant de faire des rangées de panneaux en pyramide en disposant une moitié à l'est et l'autre à l'ouest, comme illustré à la figure 12 ci-contre. Cela permet une meilleure rentabilité puisqu'il suffit de 4m² pour installer deux panneaux, selon Green4Energy. Pour ce cas précis, le calcul a donc été adapté pour obtenir la puissance exacte qui pourrait être installée sur ces bâtiments.

Figure 12

Rangée de panneaux solaires avec orientation est-ouest

Source : <https://www.ee-news.ch/de/solar/article/25809/be-netz-883-kw-pv-dachanlage-von-auto-ag-rothenburg>



Au terme de ce calcul, nous pouvons conclure que les bâtiments de l'UCL réunis peuvent accueillir 7.300 panneaux solaires qui développeront une puissance de 2.000 kWc. Cependant, placer des installations sur chaque immeuble peut sembler difficile à mettre en œuvre, certains ne proposant que des espaces restreints ou des expositions peu rentables. Or, dans notre recherche, certains bâtiments se distinguent par leur potentiel d'installation. En effet, les 12 meilleures constructions (sur les 34) permettraient l'installation de 5.100 panneaux, c'est-à-dire 70% du potentiel total. Se concentrer uniquement sur ces bâtiments

semble, donc, une bonne alternative dans le but de réduire les coûts fixes d'installation. Il s'agit des auditoriums Vinci, Cyclotron, Maxwell, Stévin, Sciences, Leclercq, Mercator, Les Halles, Montesquieu, Euler, les bâtiments DC III et, enfin, l'Aula Magna. Ces immeubles présentent généralement une exposition sud et disposent de grandes surfaces exploitables.

Deuxièmement, il est aussi possible d'exploiter un champ appartenant à l'UCL qui servirait de ferme solaire. Nous avons identifié un champ exploitable à cette fin, localisé au nord-est de Louvain-la-Neuve. Il présente plus de 144.000 m² de surface et est orienté sud-est. Cette parcelle permettrait largement l'installation des 6.000 panneaux évoqués au point précédent et développerait une puissance de 1.700 kWc. Actuellement, ce champ est loué à un agriculteur. Dans nos calculs, les recettes liées au loyer sont considérées comme négligeables, tant le prix de location pour un terrain agricole est faible.

Cette option permet de regrouper tous les panneaux solaires à un seul endroit, ce qui simplifie l'installation et réduit les coûts fixes. Sur base de ces économies, Green4Energy estime le prix du Watt-crête à 0,83€. Cela est compétitif, cependant, ce chiffre ne prend pas en compte le coût du câble de connexion qu'il faut tirer entre le champ et la cabine d'entrée d'électricité de l'UCL. En effet, environ 900 mètres (par la route) séparent ce champ et la cabine située au sud-est de la ville. L'installation d'un câble reliant les deux localisations a évidemment un coût conséquent.

Troisièmement, les parkings extérieurs de l'UCL pourraient constituer une autre alternative. En effet, il est possible de recouvrir ces parkings d'une structure pouvant accueillir des panneaux solaires. Une telle structure, appelée ombrière ou carport, forme un toit pour le parking et intègre des panneaux solaires sur le dessus. Un carport avec une dimension classique mesure 5,30m de large, ce qui équivaut à deux places de parking. Quinze panneaux (5x3) sont placés sur chacun d'eux. Cette option permet également de rassembler tous les panneaux à un seul endroit. De plus, cette localisation a l'avantage d'être raccordée au réseau interne de l'UCL. On économise, dans ce cas, la pose de câbles supplémentaires. L'inconvénient majeur réside dans le fait que l'espace est beaucoup plus limité, comparé au champ solaire. La société Green4Energy considère, pour ce type d'installation, que le prix du Watt-crête tourne autour de 1,33€. Ce montant, plus élevé que pour les autres localisations, s'explique par le coût des carports, qui varie entre 10.000€ et 30.000€ l'unité. Ceux-ci

nécessitent une installation plus onéreuse que lorsqu'on pose « simplement » les panneaux sur les toits.

Après plusieurs recherches, nous avons identifié le parking Leclercq et le parking Baudouin 1^{er} comme candidats potentiels. Concernant le parking Leclercq, la partie basse peut être divisée en deux surfaces : la première dispose de 95 places de stationnement réparties sur une surface de 1.600 m² avec une orientation sud, la deuxième possède 60 places sur une surface de 975 m² avec une orientation est-ouest. La partie haute du parking va être bâtie prochainement et n'est donc pas exploitable. Quant au parking Baudouin 1^{er}, sa surface équivaut à 3.000 m² et propose environ 170 places de stationnement. Son orientation sud/sud-ouest lui confère un bon atout.

Dans le texte ci-dessus, nous avons donc identifié trois types d'emplacements possibles, chacun proposant une superficie différente. Nous devons maintenant étudier concrètement la réalisation d'un projet photovoltaïque pour chacun de ces scénarii.

6.8. Analyse des différents scénarii

Nous avons maintenant identifié les emplacements envisageables pour la pose de panneaux solaires et plusieurs possibilités s'offrent à nous. Les coûts d'installation, la puissance déployée et encore d'autres facteurs dépendent directement de la localisation choisie. Par exemple, un carport, utilisé pour une installation sur un parking, est plus onéreux qu'un simple support pour toiture plate.

Dans cette partie, nous analyserons les différents scénarii et identifierons lequel pourrait être le meilleur pour l'UCL. Pour cela, nous calculerons, pour chaque scénario, un business case basé sur les cash-flows afin d'identifier le plus rentable.

Pour chaque scénario, il faudra donc, avant tout, définir l'endroit où seront posés les panneaux et identifier les coûts d'installation correspondants. Ensuite, nous déterminerons le nombre de panneaux solaires que nous souhaitons/pourrons installer. Cela définira la

puissance qui sera déployée dans chaque scénario et, ainsi, le nombre de kilowattheures produit.

Concernant le coût d'un panneau solaire, nous prenons, comme référence, le prix d'un panneau monocristallin standard fabriqué par Jinko Solar, premier fabricant mondial. Il s'élève à 144€ HTVA. Pour le reste des coûts d'une installation solaire, nous nous référons aux tarifs de la société Briatte, qui propose, par exemple, des supports pour toiture plate à 46,3€ HTVA. Des onduleurs doivent également être prévus en fonction de la puissance installée. Il faut compter 4.000€ HTVA pour un onduleur de 25kW. Ces onduleurs ont une durée de vie de 12 ans. Il faudra donc les remplacer la 12^e et la 24^e année. Les panneaux solaires fonctionnant en moyenne 25 ans, il pourrait être plus rentable de ne pas remplacer les onduleurs la 24^e année. Cependant, nous considérons que l'UCL remplacera ses panneaux quand ils seront arrivés en fin de vie. Les nouveaux onduleurs serviront donc majoritairement à la deuxième génération de panneaux. Notons que tous ces prix ne sont qu'une approximation. En effet, si l'UCL décide de concrétiser ce projet, un appel d'offre sera lancé et on peut espérer des prix inférieurs à ceux-ci.

Ensuite, quand nous aurons déterminé l'investissement à consentir, une TVA sera appliquée à celui-ci. En effet, selon l'Arrêté Royal du 14 décembre 2015, les travaux immobiliers effectués sur les bâtiments scolaires et universitaires, sont soumis à une TVA de 6%.

Puis, en fonction de la puissance installée, nous pourrions calculer le nombre de certificats verts dont nous bénéficierions en cas de concrétisation du projet. Pour cela, nous nous référons à la formule expliquée au point 4.2. Actuellement, il est toujours possible de revendre ses certificats verts au prix unitaire de 65€.

En outre, dans notre calcul, nous prendrons en compte les coûts de maintenance et de contrôle sectoriel. Nous évaluons ces derniers sur base du projet photovoltaïque de l'UCL sur le campus de Mons. Le contrôle sectoriel doit avoir lieu chaque année (CWaPE, 2018) et représente un coût de 900€ par an TTC. Quant aux coûts de maintenance, ceux-ci englobent l'entretien, le personnel et le nettoyage des panneaux. Nous les estimons à 1,35€ TTC par panneau par an. Ces coûts seront indexés sur l'inflation.

Enfin, avec toutes ces informations, nous pouvons calculer la rentabilité du projet en faisant une analyse des cash-flows. Dans un premier temps, nous considérons que l'UCL investira

avec ses fonds propres. Nous prenons un taux d'actualisation de 2% pour prendre en compte l'inflation. Celle-ci est estimée à 2,1% en 2018 et 1,9% en 2019 par la Banque Nationale de Belgique (BNB, 2018). Un taux de 2% nous semble donc cohérent. Les taux d'intérêt offerts par les banques de nos jours étant proches de zéro (De Persgroep, 2018), le coût d'opportunité du capital peut être considéré comme négligeable.

Nous poserons également les hypothèses suivantes :

1. Comme prix unitaire de l'électricité, nous nous basons sur les données de 2017 de l'UCL, soit un prix d'achat de 111€/MWh. On considère que ce prix évoluera avec l'inflation. En réalité, l'évolution du prix de l'électricité est difficilement prévisible et ce paramètre ayant une grande influence sur les résultats de notre business case, une analyse de sensibilité sera examinée par la suite.
2. Nous prenons en compte les coûts de remplacement des onduleurs qui doit avoir lieu tous les 12 ans.
3. La durée de vie des panneaux sera de 25 ans.
4. Le rendement des panneaux diminuera de 0.5 % chaque année.
5. L'électricité produite par les panneaux solaires est autoconsommée à 100%. Dans les faits, il est possible qu'on injecte de temps en temps de l'électricité sur le réseau, mais la quantité sera négligeable. Vu le profil électrique de l'UCL et le caractère modulable des moteurs de cogénération, cette hypothèse est réaliste. En effet, en cas d'importante production des panneaux, il sera toujours possible de diminuer la production des moteurs de cogénération pour s'assurer de ne pas revendre de l'électricité.

Afin de comparer les scénarii, nous utiliserons les modèles financiers suivants : la net present value, le taux interne de rentabilité, le return on investment et le payback. L'UCL n'étant pas une société privée, tous ces modèles ne sont sans doute pas les mieux indiqués. Cependant, ils restent utiles pour la comparaison entre les différentes possibilités. Nous calculerons aussi le coût par tonne de CO2 économisée. Cet indicateur est également utilisé par l'UCL lorsqu'elle doit choisir entre différents projets d'économie d'énergie. Pour connaître le nombre de tonnes de CO2 économisées, nous nous baserons sur les émissions du parc de production d'Engie Electrabel, qui est de 165g de CO2 par kWh (Engie Electrabel, 2018). Notons qu'en prenant Engie comme référence, nous sous-estimons la quantité de CO2 économisée. En effet, avec le nucléaire qui représente 51% de sa capacité de production, les émissions de CO2 par

kWh d'Engie sont inférieures à la moyenne nationale. Cependant, nous attirons l'attention sur le fait que l'on considère que l'électricité produite par les panneaux n'émet pas de CO₂, alors que ce n'est pas le cas si la construction et le recyclage sont pris en compte.

Premier scénario : installation sur les toits des bâtiments de l'UCL

Pour cette première option, la plus classique, nous décidons de placer les panneaux solaires sur les toits des immeubles de l'UCL. Comme nous l'évoquons au point 6.7, tous les bâtiments ne se prêtent pas à l'aménagement d'installations photovoltaïques. Dans notre recherche expliquée au point précédent, nous avons identifié 12 bâtiments qui possèdent un potentiel intéressant pour accueillir des panneaux solaires. Dans cette option, nous devons acheter 12 fois tous les frais fixes nécessaires aux installations solaires. En se basant sur les prix proposés par Briatte pour l'UCL-Mons, cela représente un montant d'environ 360.000€.

Les bâtiments sélectionnés possèdent, ensemble, une surface capable d'accueillir 5.150 panneaux solaires. Cela correspond à une puissance de 1,5 MWc. Le coût d'une telle installation est d'environ 1,3 millions d'euros. Ce prix comprend les panneaux, les supports, le câblage et les onduleurs. Pour une telle installation, cela nous donne un investissement total de 1.660.023€. Notons que pour notre calcul ci-dessous, une TVA de 6% sera ajoutée à ce montant. Le tableau 6 présente les détails des coûts d'installation dans ce scénario.

Tableau 6

Liste des coûts d'installation pour le premier scénario

Source : Briatte

Installation de panneaux photovoltaïques sur les toits de 12 bâtiments de l'UCL			
ITEM	Qtés.	Prix/unité	Prix Total
Panneaux photovoltaïques Jinko Solar JKM monocristallins 305Wc	5.150	144 €	741.600 €
Supports pour toiture plate	5.150	46 €	238.445 €
Câblage complet de l'installation	1	72.380 €	72.380 €
Coffret de protection DC	96	790 €	75.840 €
Onduleur 15 kW	3	3.500 €	10.500 €
Onduleur 25 kW	60	4.000 €	240.000 €
Tableau de comptage certificat verts	1	1.250 €	1.250 €
Coffret de surveillance à distance	12	2.400 €	28.800 €
Relais de découplage	12	7.500 €	90.000 €
Afficheur production instantanée et cumul CO ₂	12	1.234 €	14.808 €
Installation de chantier	12	4.400 €	52.800 €
Remise en état de l'étanchéité de la toiture	12	5.500 €	66.000 €
Mise à la terre et liaisons équipotentielles	12	600 €	7.200 €
Dossier AS BUILT	12	900 €	10.800 €
Réception par organisme agréé	12	800 €	9.600 €
Total Investissement.			1.660.023 €

Pour les certificats verts, comme l'installation sera plus grande que 1.000 kWc, nous pourrions bénéficier de 0,32 certificat par MWh (voir le point 4.2 : installation >10kV). Avec une production de 1.338 MWh par an, nous recevrons donc 428 certificats verts la première année.

Enfin, la maintenance et le contrôle sectoriel coûteraient ensemble 7.800€, indexés chaque année sur l'inflation. De plus, tous les 12 ans, les onduleurs doivent être changés, ce qui ajoute une charge de 250.000€ sur la douzième et la vingt-quatrième années.

Avec tous ces paramètres, nous avons calculé les cash-flows de cet investissement. Les résultats sont présentés dans le tableau 7 ci-dessous. On voit que ce scénario nous permet de récupérer l'investissement initial en 10 ans (Pay Back period = 10 ans) et offre un taux interne de rentabilité de 5,76%, un return on investment de 9,02% et une NPV de 1.361.579€.

La production annuelle de 1.338 MWh permet d'économiser 221 tonnes de CO2 (1.338 MWh*0,165 kg). Cela correspond à un coût de 7.971€ par tonne de CO2 économisée. A titre de comparaison, lorsque l'UCL rénove un bâtiment pour le mettre aux normes « basse-énergie », le coût avoisine les 15.000€ par tonne de CO2 économisée.

Tableau 7

Calcul des cash-flows pendant la durée de vie des panneaux solaires dans le scénario 1.A

Année	Production électrique des Panneaux solaires		Prix électricité €/MWh	Revenus opérationnels			Charges				Résultat net €	Cash flow	
	Efficacité	KWh		Economie sur achats d'électricité €	Certificats verts €	Revenu total €	Maintenance €	Contrôle sectoriel €	Nouveaux Onduleurs €	Charges Totales €		Cumulatif €	Actualisé €
0												-1.759.624	-1.759.624
1	100.0%	1.337.969	111	148.515	27.830	176.344	-6.953	-900	-	-7.853	168.492	-1.591.133	165.188
2	99.5%	1.331.279	113	150.727	27.691	178.418	-7.092	-918	-	-8.010	170.408	-1.420.724	163.791
3	99.0%	1.324.589	115	152.969	27.551	180.521	-7.233	-936	-	-8.170	172.351	-1.248.373	162.410
4	98.5%	1.317.899	118	155.241	27.412	182.653	-7.378	-955	-	-8.333	174.320	-1.074.053	161.045
5	98.0%	1.311.209	120	157.542	27.273	184.815	-7.526	-974	-	-8.500	176.315	-897.738	159.694
6	97.5%	1.304.519	123	159.873	27.134	187.007	-7.676	-994	-	-8.670	178.337	-719.401	158.358
7	97.0%	1.297.829	125	162.234	26.995	189.229	-7.830	-1.014	-	-8.843	180.386	-539.016	157.036
8	96.5%	1.291.140	128	164.626	26.856	191.481	-7.986	-1.034	-	-9.020	182.461	-356.554	155.729
9	96.0%	1.284.450	130	167.048	26.717	193.765	-8.146	-1.054	-	-9.200	184.564	-171.990	154.435
10	95.5%	1.277.760	133	169.502	26.577	196.079	-8.309	-1.076	-	-9.384	186.695	14.704	153.155
11	95.0%	1.271.070	135	171.986	-	171.986	-8.475	-1.097	-	-9.572	162.414	177.119	130.624
12	94.5%	1.264.380	138	174.503	-	174.503	-8.645	-1.119	-250.000	-259.764	-85.261	91.858	-67.228
13	94.0%	1.257.690	141	177.051	-	177.051	-8.817	-1.141	-	-9.959	167.092	258.950	129.168
14	93.5%	1.251.001	144	179.632	-	179.632	-8.994	-1.164	-	-10.158	169.474	428.424	128.440
15	93.0%	1.244.311	146	182.244	-	182.244	-9.174	-1.188	-	-10.361	171.883	600.307	127.712
16	92.5%	1.237.621	149	184.890	-	184.890	-9.357	-1.211	-	-10.568	174.321	774.628	126.984
17	92.0%	1.230.931	152	187.568	-	187.568	-9.544	-1.236	-	-10.780	176.789	951.417	126.256
18	91.5%	1.224.241	155	190.280	-	190.280	-9.735	-1.260	-	-10.995	179.284	1.130.701	125.528
19	91.0%	1.217.551	159	193.025	-	193.025	-9.930	-1.285	-	-11.215	181.810	1.312.511	124.800
20	90.5%	1.210.861	162	195.804	-	195.804	-10.128	-1.311	-	-11.440	184.364	1.496.875	124.072
21	90.0%	1.204.172	165	198.616	-	198.616	-10.331	-1.337	-	-11.668	186.948	1.683.823	123.344
22	89.5%	1.197.482	168	201.463	-	201.463	-10.538	-1.364	-	-11.902	189.561	1.873.384	122.616
23	89.0%	1.190.792	172	204.344	-	204.344	-10.748	-1.391	-	-12.140	192.205	2.065.589	121.888
24	88.5%	1.184.102	175	207.260	-	207.260	-10.963	-1.419	-250.000	-262.383	-55.122	2.010.466	-34.271
25	88.0%	1.177.412	179	210.211	-	210.211	-11.183	-1.448	-	-12.630	197.581	2.208.047	120.432

Net Present Value	1.361.579
Taux Interne de rentabilité	5,76%
Return On Investment	9,02%
Pay-Back (années)	10

Les résultats du tableau 7 peuvent être optimisés. Premièrement, le fait que l'installation soit répartie sur 12 bâtiments multiplie les frais fixes. Deuxièmement, avec la puissance déployée dans ce scénario, nous ne bénéficions que très peu du soutien des certificats verts, le taux

d'octroi (k_{ECO}) étant faible. En effet, proportionnellement, les installations de plus de 1000 kWc reçoivent un soutien moins important, comme nous l'avons vu au tableau 2 (p. 20).

Il serait donc intéressant d'analyser une alternative où on limiterait davantage le nombre de bâtiments utilisés pour ne retenir que ceux dotés du meilleur potentiel. Le but est également de rester sous la barre des 1000 kWc pour bénéficier d'un taux d'octroi de certificats verts plus généreux.

Dans ce deuxième cas, nous allons nous concentrer sur les bâtiments Vinci, Maxwell, Stévin, Euler et Marc de Hemptinne. Il s'agit des quatre meilleurs bâtiments de notre recherche au point 6.7, auxquels s'ajoute Euler qui a, lui, l'avantage de se localiser au même endroit que les trois premiers cités. Cela facilitera l'installation. Le Marc de Hemptinne, qui accueille le cyclotron, est situé à un autre endroit de la ville mais présente un beau potentiel d'exploitation. Comme ce bâtiment demande énormément d'électricité, la production pourra être consommée directement. Pour illustrer notre propos, l'annexe 2 montre une photo des toits des bâtiments sélectionnés pour indiquer où seraient placés les panneaux.

Ensemble, ces bâtiments peuvent héberger 3.254 panneaux solaires pour une puissance de 915 kWc. Nous ne dépassons donc pas la limite des 1000 kWc et passons dans la tranche accordant 0,49 certificat vert par MWh au lieu des 0,32 CV/MWh de l'option précédente.

Dans cette alternative, l'investissement total à consentir serait en-dessous de 1 million d'euros HTVA. Les coûts de contrôle sectoriel restent les mêmes tandis que les frais de maintenance diminuent à 4.400€. La dimension de l'installation étant diminuée, les coûts de remplacement des onduleurs sont divisés par trois pour arriver à 147.500€.

Les résultats de ce calcul sont présentés dans le tableau 8 ci-dessous.

Tableau 8**Calcul des cash-flows pendant la durée de vie des panneaux solaires dans le scénario 1.B**

Année	Production électrique des Panneaux solaires		Prix électricité €/MWh	Revenus opérationnels			Charges				Résultat net €	Cash flow	
	Efficacité	KWh		Economie sur achats d'électricité €	Certificats verts €	Revenu total €	Maintenance €	Contrôle sectoriel €	Nouveaux Onduleurs €	Charges Totales €		Cumulatif €	Actualisé €
0												-1.019.521	-1.019.521
1	100,0%	849.578	111	94.303	27.059	121.362	-4.393	-900	-	-5.293	116.069	-903.452	113.793
2	99,5%	845.330	113	95.708	26.924	122.632	-4.481	-918	-	-5.399	117.233	-786.218	112.681
3	99,0%	841.082	115	97.132	26.788	123.920	-4.570	-936	-	-5.507	118.414	-667.805	111.584
4	98,5%	836.834	118	98.574	26.653	125.227	-4.662	-955	-	-5.617	119.610	-548.195	110.501
5	98,0%	832.586	120	100.035	26.518	126.553	-4.755	-974	-	-5.729	120.824	-427.371	109.434
6	97,5%	828.338	123	101.515	26.383	127.898	-4.850	-994	-	-5.844	122.054	-305.317	108.381
7	97,0%	824.090	125	103.015	26.247	129.262	-4.947	-1.014	-	-5.961	123.301	-182.015	107.341
8	96,5%	819.842	128	104.533	26.112	130.645	-5.046	-1.034	-	-6.080	124.565	-57.450	106.315
9	96,0%	815.594	130	106.071	25.977	132.048	-5.147	-1.054	-	-6.201	125.847	68.397	105.303
10	95,5%	811.347	133	107.629	25.841	133.471	-5.250	-1.076	-	-6.326	127.145	195.542	104.303
11	95,0%	807.099	135	109.207	-	109.207	-5.355	-1.097	-	-6.452	102.755	298.297	82.642
12	94,5%	802.851	138	110.805	-	110.805	-5.462	-1.119	-147.500	-154.081	-43.276	255.021	-34.123
13	94,0%	798.603	141	112.423	-	112.423	-5.571	-1.141	-	-6.713	105.711	360.732	81.718
14	93,5%	794.355	144	114.062	-	114.062	-5.683	-1.164	-	-6.847	107.215	467.946	81.255
15	93,0%	790.107	146	115.721	-	115.721	-5.796	-1.188	-	-6.984	108.737	576.683	80.793
16	92,5%	785.859	149	117.401	-	117.401	-5.912	-1.211	-	-7.124	110.277	686.960	80.331
17	92,0%	781.611	152	119.101	-	119.101	-6.031	-1.236	-	-7.266	111.835	798.796	79.869
18	91,5%	777.363	155	120.823	-	120.823	-6.151	-1.260	-	-7.411	113.412	912.207	79.406
19	91,0%	773.116	159	122.566	-	122.566	-6.274	-1.285	-	-7.560	115.007	1.027.214	78.944
20	90,5%	768.868	162	124.331	-	124.331	-6.400	-1.311	-	-7.711	116.620	1.143.834	78.482
21	90,0%	764.620	165	126.117	-	126.117	-6.528	-1.337	-	-7.865	118.252	1.262.085	78.020
22	89,5%	760.372	168	127.924	-	127.924	-6.658	-1.364	-	-8.022	119.902	1.381.987	77.557
23	89,0%	756.124	172	129.754	-	129.754	-6.791	-1.391	-	-8.183	121.571	1.503.558	77.095
24	88,5%	751.876	175	131.605	-	131.605	-6.927	-1.419	-147.500	-155.846	-24.241	1.479.317	-15.071
25	88,0%	747.628	179	133.479	-	133.479	-7.066	-1.448	-	-8.513	124.966	1.604.283	76.170

Net Present Value	1.053.204
Taux Interne de rentabilité	7,64%
Return On Investment	10,29%
Pay-Back (années)	9

On remarque que la net present value de cet investissement est égale à 1.053.204€, ce qui est 30% inférieur à la première option alors que l'investissement diminue de 70%. De plus, celui-ci sera récupéré en 9 ans contre 10 auparavant. Enfin, ce projet augmente également le taux de rentabilité à 7,64% et le return on investment à 10,29%.

Concernant le coût par tonne de CO2 utilisée, cette deuxième option est plus économique puisque l'investissement permet de payer 7.273€ par tonne de CO2 épargnée.

D'un point de vue financier, cette alternative surpasse la première. Cependant, la production est inférieure à environ 850 MWh, ce qui représente 6,5% de l'électricité achetée par an, contre 10% pour la première option.

En fait, lorsqu'on compare la rentabilité de ces deux projets (voir tableau 9 ci-dessous), on remarque que l'investissement supplémentaire qui permet de passer de la petite installation à la plus grande, et qui s'élève à plus de 740.000€, augmente la NPV de 308.375 €. Cet investissement supplémentaire ne sera récupéré qu'en 15 ans et offre un taux interne de

rentabilité de 3,14%, ce qui largement en dessous du second projet. Logiquement, on est amené à se demander s'il ne vaudrait pas mieux dépenser cet argent supplémentaire pour un autre projet.

Tableau 9
Comparaison entre les scénarii 1.A et 1.B

	Capex			Profitabilité				
	Panneaux (#)	Puissance (kWc)	Investissement (€)	Savings Moyen (€)	NPV (€)	TIR (%)	ROI (%)	Pay-Back (Années)
Projet 1	5.150	1.441	1.759.624	158.707	1.361.579	5,76%	9,02%	10
Projet 2	3.254	915	1.019.521	104.952	1.053.204	7,64%	10,29%	9
Delta Projet 1 vs Projet 2	1.896	526	740.103	53.755	308.375	3,14%	7,26%	15

Comme nous l'avons expliqué dans la partie financement, certaines sociétés proposent de financer le projet et se rémunèrent grâce aux certificats verts. Si ceux-ci ne suffisent pas, un loyer peut être facturé pendant une période définie pour compléter la rémunération du tiers-investisseur. Donc, ce système n'est avantageux que lorsque l'installation bénéficie d'un nombre important de certificats verts. Dans notre cas, les taux d'octroi des deux possibilités ci-dessus sont trop faibles pour qu'un investisseur puisse être intéressé. En effet, la somme des montants collectés grâce aux certificats verts dans le scénario 1.B (6^e colonne dans le tableau 8) ne représente que 26% de l'investissement initial. L'investisseur tiers doit encore se rémunérer et supporter le reste de l'investissement (755.000€). Il sera donc obligé de demander un loyer à l'Université, qui pourrait s'étendre sur une longue période étant donné le montant de l'investissement. Pour confirmer notre analyse, nous avons contacté la société Green4Energy. Elle nous a confié que, dans notre cas de figure, faire appel à un tiers-investisseur n'était avantageux ni pour la société, ni pour le client. Dans les faits, ce système de financement est devenu moins intéressant en Wallonie depuis que les autorités ont drastiquement baissé leur mécanisme de soutien. Cependant, il reste très populaire à Bruxelles où le taux d'octroi des certificats verts est cinq fois plus élevé.

Pour clôturer ce point, notons que nous considérons que le prix de l'électricité augmentera en accord avec l'inflation les 25 prochaines années, c'est-à-dire de 2% par an. Ce paramètre est très difficile à prévoir. Cependant, de nombreux analystes s'attendent à une tendance à la hausse du prix du kWh. L'arrêt progressif des centrales nucléaires devrait faire augmenter la facture d'électricité. De plus, Monsieur Didier Smits, responsable de la cellule énergie de l'UCL,

nous a expliqué que l'Université paiera son électricité beaucoup plus cher en 2020 et 2021, jusqu'à 150€ le MWh. Après cette date, les prix ne sont pas encore fixés. Dans notre calcul, si les prix restent au niveau de 2021, tous nos résultats sous-estimeraient la rentabilité et le bénéfice d'un projet photovoltaïque en serait d'autant plus important. Pour nous en assurer, nous calculerons une analyse de sensibilité sur l'évolution du prix de l'électricité plus loin dans ce travail.

Deuxième scénario : installation sur un champ de l'UCL

Dans ce cas-ci, nous regroupons toute notre installation à un seul endroit. Nous avons choisi un champ appartenant à l'UCL et situé au nord-est de Louvain-la-Neuve. Il offre une surface considérable (plus de 140.000 m²) orientée au sud. Nous pouvons donc atteindre facilement l'objectif des 6.000 panneaux fixés au point 6.6. De plus, quand les moteurs de cogénération cesseront de fonctionner, il sera facile d'agrandir la ferme solaire dans le futur. En le couvrant de 6.000 panneaux solaires, nous pouvons atteindre une puissance de 1.710 kWc. Avec cette puissance, le taux d'octroi de certificat vert est de 0,32 CV/MWh, ce qui nous ferait bénéficier de 508 certificats verts par an.

Pour une telle installation, la société Green4Energy estime le prix d'investissement à 0,83€ par Watt-crête. Cela revient donc à un coût total de 1.504.458€ avec la TVA de 6% comprise. Il faut ajouter à cela le remplacement des onduleurs la 12^e et 24^e années qui s'élève à 240.000€. Les frais de maintenance s'élèvent à 8.100€ la première année. Les cash-flows sont calculés dans le tableau 10 ci-dessous.

Cette installation est plus importante que la première et les économies d'échelle se reflètent dans les résultats. Ce scénario propose, en effet, une net present value de presque 2,3 millions d'euros, un return on investment de 12,85% et un taux interne de rentabilité de 10,31%. L'investissement initial se récupère après 8 ans.

Aussi, pour ce projet, la tonne de CO₂ économisée coûte 5.743€ en moyenne, ce qui est plus économique que le scénario précédent.

Tableau 10**Calcul des cash-flows pendant la durée de vie des panneaux solaires dans le scénario 2**

Année	Production électrique des Panneaux solaires		Prix électricité	Revenus opérationnels			Charges				Résultat net	Cash flow	
				Economie sur achats d'électricité	Certificats verts	Revenu total	Maintenance	Contrôle sectoriel	Nouveaux Onduleurs	Charges Totales		Cumulatif	Actualisé
	Efficacité	KWh	€/MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
0												-1.504.458	-1.504.458
1	100,0%	1.587.735	111	176.239	33.025	209.263	-8.100	-900	-	-9.000	200.263	-1.304.195	196.337
2	99,5%	1.579.796	113	178.865	32.860	211.724	-8.262	-918	-	-9.180	202.544	-1.101.650	194.679
3	99,0%	1.571.858	115	181.525	32.695	214.220	-8.427	-936	-	-9.364	204.856	-896.794	193.040
4	98,5%	1.563.919	118	184.220	32.530	216.750	-8.596	-955	-	-9.551	207.199	-689.595	191.420
5	98,0%	1.555.980	120	186.951	32.364	219.315	-8.768	-974	-	-9.742	209.573	-480.022	189.817
6	97,5%	1.548.042	123	189.717	32.199	221.916	-8.943	-994	-	-9.937	211.980	-268.042	188.232
7	97,0%	1.540.103	125	192.519	32.034	224.553	-9.122	-1.014	-	-10.135	214.418	-53.624	186.664
8	96,5%	1.532.164	128	195.357	31.869	227.226	-9.304	-1.034	-	-10.338	216.888	163.264	185.112
9	96,0%	1.524.226	130	198.232	31.704	229.936	-9.490	-1.054	-	-10.545	219.391	382.655	183.576
10	95,5%	1.516.287	133	201.143	31.539	232.682	-9.680	-1.076	-	-10.756	221.926	604.581	182.057
11	95,0%	1.508.348	135	204.092	-	204.092	-9.874	-1.097	-	-10.971	193.121	797.702	155.320
12	94,5%	1.500.410	138	207.078	-	207.078	-10.071	-1.119	-239.500	-250.690	-43.612	754.090	-34.388
13	94,0%	1.492.471	141	210.102	-	210.102	-10.273	-1.141	-	-11.414	198.688	952.779	153.592
14	93,5%	1.484.532	144	213.164	-	213.164	-10.478	-1.164	-	-11.642	201.522	1.154.301	152.729
15	93,0%	1.476.594	146	216.265	-	216.265	-10.688	-1.188	-	-11.875	204.390	1.358.690	151.865
16	92,5%	1.468.655	149	219.404	-	219.404	-10.902	-1.211	-	-12.113	207.292	1.565.982	151.001
17	92,0%	1.460.716	152	222.583	-	222.583	-11.120	-1.236	-	-12.355	210.228	1.776.210	150.137
18	91,5%	1.452.778	155	225.801	-	225.801	-11.342	-1.260	-	-12.602	213.198	1.989.408	149.273
19	91,0%	1.444.839	159	229.058	-	229.058	-11.569	-1.285	-	-12.854	216.204	2.205.612	148.409
20	90,5%	1.436.900	162	232.355	-	232.355	-11.800	-1.311	-	-13.111	219.244	2.424.856	147.545
21	90,0%	1.428.962	165	235.693	-	235.693	-12.036	-1.337	-	-13.374	222.320	2.647.175	146.681
22	89,5%	1.421.023	168	239.071	-	239.071	-12.277	-1.364	-	-13.641	225.430	2.872.606	145.817
23	89,0%	1.413.084	172	242.491	-	242.491	-12.522	-1.391	-	-13.914	228.577	3.101.183	144.953
24	88,5%	1.405.145	175	245.951	-	245.951	-12.773	-1.419	-239.500	-253.692	-7.741	3.093.441	-4.813
25	88,0%	1.397.207	179	249.452	-	249.452	-13.028	-1.448	-	-14.476	234.977	3.328.418	143.225

Net Present Value	2.287.823
Taux Interne de rentabilité	10,31%
Return On Investment	12,85%
Pay-Back (années)	8

Même si ce projet paraît intéressant d'un point de vue financier, sa localisation impose de tirer un câble pour relier le champ à la cabine d'entrée électrique de l'UCL. Or, celle-ci se situe à 900m de notre champ. Installer un câble, sur cette distance, capable de supporter une telle puissance augmenterait considérablement l'investissement. On estime le prix à plus de 500€ le mètre uniquement pour le câble auquel il faut ajouter tous les frais liés aux travaux de voirie. Ces frais supplémentaires ne sont pas inclus dans l'investissement mentionné dans le tableau 10. Ce scénario n'est donc pas possible dans ces conditions.

Cependant, une solution est envisageable. Pour un projet de cette ampleur, Monsieur Fosseprez, directeur de la société Green4Energy, nous informe qu'il est possible de contacter Ores, le gestionnaire de réseau de distribution en Wallonie, pour mettre en place un projet pilote. En cas de refus, nous pouvons nous adresser directement au cabinet de Monsieur Crucke, Ministre wallon de l'énergie, qui est plutôt favorable à ce type de projet. Un accord avec Ores permettrait d'utiliser le réseau public pour amener l'électricité produite à la cabine électrique de l'UCL, évitant l'installation de câble supplémentaire. En fonction du tarif proposé par Ores, ce projet pourrait devenir plus intéressant.

En conclusion, ce scénario offrirait un beau potentiel de rentabilité, à condition de trouver un accord favorable avec Ores de façon à éviter le problème de raccordement avec le réseau interne de l'UCL.

Troisième scénario : installation sur des parkings extérieurs de l'UCL

Dans ce scénario, nous exploitons les parkings extérieurs pour la pose des panneaux solaires. Cela consisterait à installer des carports qui accueilleraient les panneaux sur leur toit. Une telle structure est plus onéreuse. La société Green4Energy estime le prix du watt-crête à 1,33€.

Dans notre étude, nous avons sélectionné les parkings Leclercq et Baudouin 1^{er}, qui se prêtent le mieux à ce genre d'installation. En les regroupant, ils peuvent accueillir 113 carports de 15 panneaux, ce qui nous donne une exploitation de 1.695 panneaux. La puissance totale de 485 kWc produirait 450.000 kWh par an.

Les cash-flows de ce projet sont présentés dans le tableau 11 ci-dessous.

Tableau 11
Calcul des cash-flows pendant la durée de vie des panneaux solaires dans le scénario 3

Année	Production électrique des Panneaux solaires		Prix électricité €/MWh	Revenus opérationnels			Charges				Résultat net €	Cash flow	
	Efficacité	KWh		Economie sur achats d'électricité €	Certificats verts €	Revenu total €	Maintenance €	Contrôle sectoriel €	Nouveaux Onduleurs €	Charges Totales €		Cumulatif €	Actualisé €
0												-683.753	-683.753
1	100.0%	450.323	111	49.986	19.904	69.890	-2.288	-900	-	-3.188	66.702	-617.051	65.394
2	99.5%	448.071	113	50.731	19.805	70.535	-2.334	-918	-	-3.252	67.283	-549.768	64.671
3	99.0%	445.819	115	51.485	19.705	71.190	-2.381	-936	-	-3.317	67.873	-481.895	63.959
4	98.5%	443.568	118	52.250	19.606	71.855	-2.428	-955	-	-3.383	68.472	-413.423	63.257
5	98.0%	441.316	120	53.024	19.506	72.530	-2.477	-974	-	-3.451	69.079	-344.343	62.567
6	97.5%	439.064	123	53.809	19.407	73.215	-2.526	-994	-	-3.520	69.695	-274.648	61.887
7	97.0%	436.813	125	54.603	19.307	73.910	-2.577	-1.014	-	-3.590	70.320	-204.328	61.218
8	96.5%	434.561	128	55.408	19.208	74.616	-2.628	-1.034	-	-3.662	70.954	-133.375	60.558
9	96.0%	432.310	130	56.224	19.108	75.332	-2.681	-1.054	-	-3.736	71.596	-61.778	59.909
10	95.5%	430.058	133	57.049	19.009	76.058	-2.735	-1.076	-	-3.810	72.248	10.469	59.268
11	95.0%	427.806	135	57.886	-	76.786	-2.789	-1.097	-	-3.886	72.909	64.469	43.430
12	94.5%	425.555	138	58.733	-	77.533	-2.845	-1.119	-76.000	-79.964	-21.231	43.237	-16.741
13	94.0%	423.303	141	59.590	-	78.283	-2.902	-1.141	-	-4.043	55.547	98.784	42.940
14	93.5%	421.052	144	60.459	-	79.049	-2.960	-1.164	-	-4.124	56.335	155.119	42.695
15	93.0%	418.800	146	61.338	-	79.827	-3.019	-1.188	-	-4.207	57.132	212.250	42.450
16	92.5%	416.548	149	62.229	-	80.617	-3.080	-1.211	-	-4.291	57.938	270.188	42.205
17	92.0%	414.297	152	63.130	-	81.419	-3.141	-1.236	-	-4.377	58.753	328.942	41.959
18	91.5%	412.045	155	64.043	-	82.233	-3.204	-1.260	-	-4.464	59.579	388.520	41.714
19	91.0%	409.793	159	64.967	-	83.067	-3.268	-1.285	-	-4.554	60.413	448.933	41.469
20	90.5%	407.542	162	65.902	-	83.922	-3.334	-1.311	-	-4.645	61.257	510.191	41.224
21	90.0%	405.290	165	66.849	-	84.797	-3.400	-1.337	-	-4.738	62.111	572.302	40.979
22	89.5%	403.039	168	67.807	-	85.694	-3.468	-1.364	-	-4.832	62.974	635.276	40.734
23	89.0%	400.787	172	68.777	-	86.613	-3.538	-1.391	-	-4.929	63.848	699.124	40.489
24	88.5%	398.535	175	69.758	-	87.554	-3.608	-1.419	-76.000	-81.028	-11.270	687.854	-7.007
25	88.0%	396.284	179	70.751	-	88.517	-3.681	-1.448	-	-5.128	65.623	753.477	39.999

Net Present Value	457.476
Taux Interne de rentabilité	5,32%
Return On Investment	8,41%
Pay-Back (années)	10

Avec une telle puissance, le taux d'octroi de certificat vert est de 0,68 CV/MWh. Nous recevons donc 306 certificats verts par an, ce qui permettra de financer environ 28% de l'installation.

L'investissement total est de 645.000€, auquel une TVA de 6% est appliquée. Il faut aussi ajouter le coût de remplacement des onduleurs, 76.000€, tous les douze ans.

Au tableau 11, on observe que les coûts d'installation plus élevés liés aux carports se reflètent dans les résultats financiers. La net present value s'élève à 457.476€. Le taux interne de rentabilité est de 5,32%, le return on investment est de 8,41% et le temps de retour s'élève à 10 ans. Ces résultats sont les plus faibles des 4 possibilités analysées dans ce travail.

Cela se reflète aussi sur le coût à la tonne de CO2 économisée qui s'élève à 9.202€, soit le montant le plus élevé observé jusqu'à présent, comme nous le verrons au point suivant.

Ce projet semble donc le moins intéressant des trois. En effet, tant la production d'électricité que les indicateurs financiers sont inférieurs aux autres possibilités. Il n'y a donc pas de raison de privilégier ce projet-ci, sauf si des facteurs qualitatifs tels que l'esthétisme présentent l'option « parking » comme meilleure.

Comparaison des scénarii

Nous venons d'analyser quatre possibilités différentes pour un projet photovoltaïque à Louvain-la-Neuve avec des résultats différents pour chacun d'entre eux. Le tableau 12 synthétise et compare ces alternatives afin d'identifier si l'une d'entre elles se démarque des autres.

En comparant les différentes possibilités, le scénario 2 sort du lot, d'un point de vue financier mais également d'un point de vue économie d'énergie. Cependant, nous avons évoqué, plus haut, l'inconnue liée au raccordement et cela nous pousse à le mettre de côté. Dès lors, parmi les trois possibilités restantes, la possibilité 1B apparaît la meilleure. En effet, il présente le meilleur taux interne de rentabilité, le meilleur return on investment et le coût plus bas par tonne de CO2 économisée. De plus, l'investissement est récupéré en 8 ans.

Tableau 12
Comparaison des scénarios analysés

		Numéro scénario		1A	1B	2	3
		Scénario		12 batiments	5 batiments	Champ	Parkings
Paramètres	Nombre de panneaux			5.150	3.254	6.000	1.695
	Puissance installée	kWc		1.441	915	1.710	485
	Investissement (ttc)	€		1.759.624	1.019.521	1.504.458	683.753
	Nombre de CV			428	416	508	306
Résultats	Production moyenne	kWh		1.257.690	798.603	1.492.471	423.303
	Economie d'électricité moyenne	€		177.886	112.953	211.093	59.871
	Revenu des certificats verts	€		272.036	264.502	322.818	194.564
	Revenu total moyen	€		188.768	123.533	224.006	67.654
	Charge totale	€		751.518	464.533	767.273	254.121
	Résultat net total	€		3.967.672	2.623.804	4.832.876	1.437.230
	Résultat net moyen	€		158.672	104.952	193.315	57.489
Indicateurs	NPV	€		1.361.579	1.053.204	2.287.823	457.476
	TIR	%		5,76%	7,64%	10,31%	5,32%
	ROI	%		9,02%	10,29%	12,85%	8,41%
	Payback	Années		10	8	8	10
	Coût par tonne de CO2 économisée	€/tCO2		7.971	7.273	5.743	9.202

Nous avons montré au tableau 12 et au paragraphe précédent que le scénario 1.B est le plus intéressant des quatre possibilités analysées. Dans la suite de ce travail, nous ne retiendrons plus que celui-là.

L'investissement de ce scénario étant conséquent (plus de 1 million d'euros), nous envisagerons de financer le projet via un emprunt bancaire plutôt que sur fonds propres. De plus, notre étude a considéré un certain nombre de paramètres qui peuvent avoir une grande influence sur la rentabilité financière du projet. Dès lors, nous nous proposons de réaliser une analyse de sensibilité qui va permettre de vérifier la solidité de notre scénario 1.B par rapport à ces paramètres.

6.9. Emprunt à la banque et analyse de sensibilité

Maintenant que nous avons comparé les quatre possibilités et identifié celle qui semble la meilleure, nous pouvons nous concentrer sur cette dernière pour approfondir notre recherche. Dans un premier temps, nous recommencerons notre calcul en considérant que l'UCL emprunte une somme équivalente à l'investissement pour financer son projet. Dans un

deuxième temps, nous analyserons la sensibilité du scénario 1.B par rapport à plusieurs paramètres, à savoir l'inflation, le taux d'intérêt, le prix de l'électricité et les certificats verts.

6.9.1. Financement avec emprunt bancaire

D'abord, nous remarquons que l'investissement pour chacun de ces projets est conséquent. Il est donc probable que l'UCL emprunte aux banques pour financer un tel projet. Sur base du scénario 1B, nous allons dès lors calculer les cash-flows du projet dans le cas où le montant de l'investissement serait emprunté aux banques. Nous considérons un emprunt avec des remboursements annuels constants. Une partie du capital sera donc remboursée chaque année, avec en plus des intérêts sur le capital restant.

Monsieur Didier Smits, responsable de la cellule énergie et environnement du patrimoine immobilier de l'UCL, explique que les panneaux solaires seront amortis en 10 ans, et que le prêt bancaire doit être égal à cette durée. De plus, il nous a confié que, pour un tel projet, il pouvait bénéficier d'un taux d'intérêt avantageux d'environ 2%. Ces deux paramètres sont donc pris en compte dans notre calcul de cash-flow.

Le scénario 1B nécessite un investissement de 1.053.204 €, nous considérons ici un prêt de 1.050.000€ remboursable en 10 ans avec un taux d'intérêt de 2%.

Le calcul de l'annuité est présenté dans le tableau 13 ci-dessous et est défini d'après Van Horne et Wachovicz (2001).

Tableau 13
Calcul de l'annuité dans le cas d'un emprunt à la banque dans le scénario 1.B

Remboursement en 10 ans d'un emprunt avec paiements annuels constants.						
Montant emprunté (€)		1.050.000		Annuité		116.893
Taux d'intérêt annuel (%)		2,00				
Année	1/PVIFA (1)	PVIFA	Intallment	Interest	Principal	Capital
0						1.050.000
1	1,0200	0,9804	116.893	21.000	95.893	954.107
2	1,0404	0,9612	116.893	19.082	97.811	856.296
3	1,0612	0,9423	116.893	17.126	99.767	756.530
4	1,0824	0,9238	116.893	15.131	101.762	654.767
5	1,1041	0,9057	116.893	13.095	103.798	550.970
6	1,1262	0,8880	116.893	11.019	105.873	445.096
7	1,1487	0,8706	116.893	8.902	107.991	337.105
8	1,1717	0,8535	116.893	6.742	110.151	226.955
9	1,1951	0,8368	116.893	4.539	112.354	114.601
10	1,2190	0,8203	116.893	2.292	114.601	0
TOTAL		8,9826	1.168.929	118.929	1.050.000	

(1) Present Value Interest Factor of an Annuity of 1€ per period at the interest rate above and 10

Un montant de 116.893€ sera remboursé chaque année par l'Université pendant 10 ans. Le montant total qui sera restitué s'élève à 1.168.929€. Si on retire le montant de l'emprunt, on réalise que ce prêt coûte 118.929€.

6.9.2. Analyse de sensibilité par rapport au taux d'intérêt et à l'inflation

Contracter un prêt auprès d'une banque pourrait donc être avantageux si l'UCL ne veut pas puiser dans sa trésorerie, mais cela dépend du taux d'intérêt. Nous allons analyser la sensibilité de la NPV par rapport au taux d'intérêt afin d'évaluer si l'emprunt reste envisageable en cas de variation de celui-ci. Dans le même temps, la variation de l'inflation sera aussi analysée puisqu'elle a également un gros impact sur la rentabilité du projet.

Le tableau 15 ci-dessous montre l'évolution de la NPV en fonction de l'inflation et du taux d'intérêt de l'emprunt bancaire. Notons que pour la partie emprunt, nous avons considéré un prêt de 1.050.000€ avec remboursement en 10 annuités constantes, comme c'était le cas dans notre calcul au point 6.9.1 ci-dessus.

Tableau 15

Analyse de la sensibilité de la NPV par rapport à l'inflation et au taux d'intérêt sur 10 ans

Analyse de sensibilité de la net present value par rapport à l'inflation et au taux d'intérêt sur 10 ans									
		Taux d'actualisation/ inflation							
Taux d'intérêt sur 10 ans	Annuité	0%	1%	2%	3%	4%	5%	19%	
Fonds propres	0%	0	1.641.493	1.322.074	1.053.204	825.684	632.141	466.645	
Emprunt bancaire	0%	105.000	1.611.014	1.347.108	1.129.553	949.533	800.018	675.384	
	1%	110.861	1.552.402	1.291.595	1.076.905	899.536	752.479	630.125	
	2%	116.893	1.492.086	1.234.467	1.022.725	848.085	703.557	583.550	0
	3%	123.092	1.430.094	1.175.753	967.040	795.205	653.276	535.682	
	4%	129.455	1.366.459	1.115.482	909.880	740.923	601.662	486.545	
	5%	135.980	1.301.216	1.053.689	851.274	685.269	548.744	436.166	
	6%	142.661	1.234.401	990.405	791.257	628.274	494.551	384.573	
	7%	149.496	1.166.050	925.669	729.861	569.970	439.113	331.794	
	8%	156.481	1.096.205	859.516	667.121	510.390	382.462	277.861	
	18%	230.749			0				

Dans le tableau 15, les colonnes successives considèrent une augmentation de l'inflation de 0% à 5%. Les différentes inflations sont appliquées aux coûts de maintenance et de contrôle sectoriel. Elles sont également utilisées comme taux d'actualisation. Notons que, pour l'électricité, nous gardons toujours une évolution du prix égale à 2% par an, indépendamment de l'inflation. Nous ferons une analyse de sensibilité plus approfondie par rapport au prix de l'électricité dans le point 6.9.4 ci-dessous.

Le première ligne présente la variation de la NPV en fonction des différents taux d'inflation dans le cas d'un financement sur fonds propres. Ensuite, les lignes suivantes considèrent le financement par emprunt bancaire, avec un taux d'intérêt allant de 0% à 8%. La deuxième

colonne du tableau montre le montant des annuités pour chaque taux d'intérêt correspondant.

On constate que la NPV reste positive dans toutes les circonstances reprises dans le tableau. Si on regarde la case correspondant à 2% de taux d'actualisation et 2% de taux d'intérêt, on voit que la NPV est égale 1.022.725€, ce qui correspond à notre scénario initial (tableau 14). Si on diminue le taux d'intérêt ou le taux d'inflation, la NPV augmente logiquement. A l'opposé, si on augmente ces deux taux, la NPV diminue. Si on multiplie le taux d'actualisation par 2,5 (5% au lieu de 2%) et que l'on quadruple le taux d'emprunt (8% au lieu de 2%), on voit que la NPV reste positive mais est divisée par quatre (à 277.861 €). Cela montre que le business case est solide, cette combinaison de taux étant vraiment peu probable.

Nous avons aussi testé jusqu'à quel niveau on pouvait amener séparément ces deux taux avant que la NPV devienne égale à zéro. La dernière colonne du tableau montre que, pour cela, le taux d'actualisation devrait monter jusque 19%. Et la dernière ligne du tableau, quant à elle, indique que le taux de l'emprunt devrait monter à 18%. Cela confirme que des changements dans les taux d'intérêt présentent un risque très limité pour notre business case.

6.9.3. Analyse de sensibilité par rapport aux certificats verts

En nous basant sur notre scénario initial de 3.200 panneaux installés sur cinq bâtiments de l'UCL et financé par ses fonds propres (voir tableau 8 p. 55), nous allons maintenant analyser les conséquences engendrées par un changement dans la politique des certificats verts. Dans un premier temps, nous évaluerons la rentabilité du projet sans aucune aide des pouvoirs publics. Dans un deuxième temps, nous considérerons que le taux d'octroi des certificats verts reviendrait à son niveau du premier semestre de 2018, comme le demande le lobby des installateurs de panneaux.

Premièrement, si le gouvernement décidait d'arrêter le soutien aux énergies renouvelables, les revenus liés aux certificats verts disparaîtraient. Rappelons-nous que dans notre scénario initial, nous bénéficions d'un taux d'octroi de 0,49 CV/MWh produit, ce qui rapportait au total 264.500€ sur la durée d'octroi des certificats verts (voir tableau 8).

Deuxièmement, si le niveau de soutien repasse au niveau du premier semestre, nous bénéficierons d'un taux d'octroi de 0,65 CV/MWh produit. Cette aide rapporterait 350.000€ au total, étalés sur 10 ans.

Le tableau 16 ci-dessous compare les indicateurs financiers dans les trois situations.

Tableau 16
Analyse de sensibilité en fonction du taux d'octroi des certificats verts

Analyse de sensibilité en fonction du taux d'octroi des certificats verts			
	Sans certificat vert	Scénario initial	Taux d'octroi du 1er semestre de 2018
Taux d'octroi de CV (CV/MWh)	0	0,49	0,65
Montant total reçu (€)	0	264.500	350.870
Net Present Value	815.414	1.053.204	1.130.849
Taux Interne de rentabilité	5,57%	7,64%	8,35%
Return On Investment	9,26%	10,29%	10,63%
Pay-Back (années)	11	9	8

On observe que les certificats verts influencent l'attractivité du projet de façon limitée. En effet, même en les supprimant complètement, la baisse des indicateurs financiers reste modérée puisque, par exemple, la NPV ne baisserait que de 20%. Le payback serait, lui, allongé de 2 ans. Dans le cas plus favorable où le taux d'octroi reviendrait à son niveau du début de 2018, les indicateurs financiers s'apprécient, mais sans changement considérable.

En conclusion, la rentabilité d'un projet d'installation photovoltaïque à Louvain-la-Neuve ne serait pas mise en péril si le soutien des pouvoirs publics aux énergies vertes venait à disparaître.

6.9.4. Analyse de sensibilité par rapport au prix de l'électricité

Le dernier paramètre qui sera analysé dans ce travail est le prix de l'électricité. Celui-ci influence fortement la rentabilité d'une installation solaire. Comme expliqué plus haut, ce prix est difficile à prévoir et c'est la raison pour laquelle nous étudierons plusieurs possibilités.

Cependant, avec l'arrêt progressif des centrales nucléaires et la transition vers les énergies renouvelables, on peut s'attendre à une tendance plutôt à la hausse du prix de l'énergie.

Dans notre scénario de base (tableau 8 p.55), nous considérons que l'électricité augmenterait avec l'inflation, c'est-à-dire de 2% par an. Rappelons que nous prenons comme prix de base celui payé par l'UCL en 2017, c'est-à-dire 111€/MWh TVAC.

Nous analysons ici les possibilités suivantes :

- Un prix constant pendant 25 ans.
- Une diminution constante du prix de 1% et 2%.
- Une augmentation constante du prix de 1%, 2%, 3% et 4%.
- Une augmentation constante du prix de 2% pendant 12 ans, suivie d'un prix constant pendant les 13 années suivantes.
- Une augmentation constante du prix de 2% pendant 12 ans, suivie d'une diminution de 1% et 2% pendant les 13 années suivantes.

Enfin, nous avons déterminé quel taux de diminution constant pendant 25 ans du prix de l'électricité conduirait notre NPV à zéro. Les résultats de ces différentes analyses sont présentés au tableau 17 ci-dessous.

Tableau 17

Analyse de sensibilité en fonction de l'évolution du prix de l'électricité

Analyse de sensibilité en fonction de l'évolution du prix de l'électricité					
Evolution du prix de l'électricité		Net Present Value	Taux Interne de rentabilité	Return On Investment	Pay-Back (années)
Années 1->12	Années 13->25				
0%	0%	620.630	5,54%	7,91%	10
1%	1%	821.082	6,60%	9,01%	9
2%	2%	1.053.204	7,64%	10,29%	9
3%	3%	1.322.503	8,65%	11,79%	9
4%	4%	1.635.469	9,64%	13,54%	8
2%	0%	915.700	7,21%	9,48%	9
2%	-2%	797.918	6,81%	8,78%	9
2%	-3%	745.483	6,61%	8,47%	9
-1%	-1%	447.175	4,44%	6,96%	10
-2%	-2%	296.749	3,29%	6,15%	10
-4,5%	-4,5%	0	0,00%	4,56%	15

Au tableau 17, la deuxième ligne présente notre scénario de base du tableau 8 avec 2% d'augmentation constante de l'électricité pendant 25 ans et une NPV de 1.053.204 €. Il apparaît, sans surprise, que plus le prix de l'électricité augmente rapidement, plus il est intéressant d'installer des panneaux solaires. Une augmentation constante de 4% au lieu de 2% augmente la NPV de 60%. Par contre, une diminution du prix de l'électricité impacterait très négativement notre projet. En effet, on voit au tableau 17 qu'une baisse de seulement 1% par an réduit de moitié la NPV du projet (447.000€ au lieu de 1.053.000€). On a aussi calculé qu'une baisse constante de 4.5 % pendant 25 ans amène la NPV à zéro. Comme ceci est très peu probable, on peut donc dire que le business case des panneaux solaires est très stable par rapport à l'incertitude liée à l'évolution du prix de l'électricité.

De plus, comme nous l'évoquions plus haut, l'UCL sait déjà qu'elle devra payer plus cher l'électricité en 2020 (150€ par MWh) et en 2021 (142€ par MWh). Si cette tendance à la hausse continue après 2021, les résultats du scénario de base sont sous-estimés et la rentabilité réelle sera, de loin, meilleure que celle calculée dans les scénarii ci-dessus.

Pour résumer les points 6.9.1 à 6.9.4 ci-dessus, on peut dire que :

- Si l'UCL ne possède pas les fonds propres nécessaires, l'emprunt bancaire s'avère être une bonne alternative de financement, surtout si cet emprunt se fait à un taux avantageux. En effet, le taux d'intérêt influence la rentabilité du projet, tout comme l'inflation. Cependant, ces deux paramètres, même s'ils venaient à changer défavorablement, ne devraient pas compromettre la rentabilité de l'installation solaire.
- La même conclusion peut être tirée de l'analyse de sensibilité par rapport au prix de l'électricité. Celui-ci influence significativement les indicateurs financiers de notre analyse, mais seule une diminution continue de 4.5% par an pendant 25 ans pourrait rendre le projet non lucratif.
- Enfin, l'incertitude liée à la politique des certificats verts a très peu d'impact sur notre business case. En effet, nous avons montré que même une suppression totale des certificats verts ne réduit que de 20% la NPV.

Maintenant que la fiabilité du business case a été prouvée, nous pouvons passer aux conclusions.

7. Conclusions, recommandations et étapes suivantes

L'objectif de ce travail était d'analyser les différentes possibilités pour un projet photovoltaïque sur le campus de Louvain-la-Neuve et d'émettre une recommandation à l'Université.

Dans un premier temps, notre étude a montré que les profils de production et de consommation électriques sur le campus de Louvain-la-Neuve présentaient une véritable opportunité pour l'installation de panneaux solaires. En effet, la production d'énergie solaire serait tout à fait complémentaire aux moteurs de cogénération que l'UCL exploite déjà. En hiver, l'accent serait mis sur la cogénération afin de bénéficier de sa composante chaleur. Et en été, au moment où la cogénération est à l'arrêt, on profiterait de la meilleure saison pour exploiter les panneaux solaires. Le fait que la consommation connaisse un pic en journée procure un atout supplémentaire à ce type d'installation puisque c'est à ce moment que les panneaux produisent le plus d'électricité.

De plus, les facteurs qui influencent l'adoption d'une nouvelle technologie se sont montrés favorables dans le cas du projet de panneaux photovoltaïques à l'UCL. Ce projet s'avère donc pertinent.

Il fallait aussi vérifier que la pertinence du projet se vérifie aussi d'un point de vue économique et déterminer la dimension d'une installation idéale pour l'UCL. Pour compenser une partie des achats d'électricité tout en limitant la revente sur le réseau, nous avons calculé qu'une installation de 6.000 panneaux serait une bonne solution. Cependant, si la production électrique d'une telle installation réduit les achats d'électricité, elle ne permet pas de diminuer la production des moteurs de cogénération. Dès lors, ce projet n'aiderait pas l'UCL à atteindre ses objectifs de réduction d'émissions de CO₂.

Ensuite, nous avons recherché les meilleures localisations pour la pose des panneaux solaires. Trois types de localisation ont été étudiés : les toits des bâtiments, les parkings extérieurs et un champ à proximité du campus. Pour chaque localisation, nous avons évalué, sur base des cash-flows du projet photovoltaïque correspondant, la net present value, le taux interne de rentabilité, le return on investment, le payback et le coût moyen par tonne de CO₂ économisée.

Des trois localisations, nous avons retenu les toits des bâtiments de l'UCL comme étant la meilleure option. Nous avons optimisé ce scénario en sélectionnant les cinq bâtiments offrant le meilleur potentiel pour accueillir des panneaux solaires (Vinci, Euler, Maxwell, Stévin et de Hemptinne). Ensemble, ils permettent la pose de 3.200 panneaux qui produiraient 850 MWh par an. L'investissement de 1 million d'euros serait récupéré en 9 ans et représente un coût par tonne de CO2 économisée de 7.273€. Ce projet présente un taux interne de rentabilité de 7,64% et un return on investment de 10,29%. Sa net present value s'élève, elle, à 1.053.204€.

Cet investissement peut éventuellement être financé via un emprunt bancaire. Si l'UCL peut bénéficier d'un taux d'intérêt avantageux (environ 2%), ce type de financement peut s'avérer intéressant parce qu'il évite de puiser dans les fonds propres.

Enfin, nous nous sommes assurés que le projet restait rentable même si différents paramètres variaient. Une analyse de sensibilité de la net present value a été calculée par rapport à l'inflation, au taux d'intérêt, au prix de l'électricité et au mécanisme de soutien des certificats verts. Cette analyse a permis de conclure qu'aucun de ces éléments ne présente un risque important pour la rentabilité du projet.

En conclusion, vu les différents éléments ci-dessus, notre recommandation à l'UCL serait de considérer la réalisation de ce projet. Même si celui-ci ne propose que 3.200 panneaux au lieu des 6.000 mentionnés au point 6.6, il permet à l'UCL de faire un premier pas vers le photovoltaïque sur le campus de Louvain-la-Neuve. Aussi, l'installation pourrait être étendue par la suite.

Evidemment, avant de passer à la réalisation de ce projet, plusieurs étapes doivent être effectuées :

1. Une étude plus approfondie des bâtiments sélectionnés doit être menée afin de vérifier la stabilité et optimiser le nombre de panneaux qu'il est possible d'y installer.
2. L'UCL étant un marché public, un appel d'offre doit être lancé. Celui-ci peut être fait indépendamment de la décision de concrétiser le projet.
3. Sur base des offres reçues des fournisseurs, le projet peut être affiné et le business case recalculé avec des chiffres réels pour les différents paramètres.
4. En fonction du résultat de l'appel d'offre et du business case recalculé, la décision de concrétiser le projet peut être prise.

5. Si la décision est positive, l'UCL pourra passer à la recherche de financements et réserver les certificats verts auprès de la CWaPE.

Il peut, cependant, être intéressant d'attendre le mois de septembre pour démarrer les étapes reprises ci-dessus. A ce moment, la Région Wallonne devrait avoir décidé les futurs mécanismes de soutien pour 2019-2020.

Nous recommandons également d'approfondir l'option consistant à installer les panneaux solaires sur un champ. En effet, cette option permet d'augmenter la dimension du projet tout en réduisant les coûts d'installation par kWh. Cependant, le problème de raccordement au réseau interne de l'UCL doit être résolu. Pour cela, il faudrait s'adresser au cabinet du Ministre wallon de l'énergie pour mettre en place un projet pilote. Si une solution était trouvée, ce projet pourrait s'avérer intéressant pour l'Université.

8. Limites et pistes de recherche

Plusieurs limites sont à prendre en compte à la lecture de ce travail, notamment le manque d'opinions différentes recueillies. Un seul membre du personnel de l'UCL et un seul acteur actif dans les installations solaires ont été interviewés.

Au niveau des données, nous avons dû faire un certain nombre d'approximations. Par exemple, nous avons considéré, dans nos calculs, que le prix de l'électricité augmenterait de 2% annuellement pendant une période de 25 ans. L'évolution du prix de l'énergie étant difficile à prévoir, cette approximation s'impose. Un autre exemple est l'interrogation qui persiste concernant l'évolution de la législation sur les mécanismes de soutien. Même si nous nous sommes basés sur la législation du deuxième semestre de 2018, la probabilité est grande que les taux d'octroi des certificats verts changent dans le futur, les gouvernements successifs ayant tous modifié la loi en la matière. Il faudra donc adapter les calculs le jour où l'Université décide d'exécuter le projet.

Ensuite, dans l'analyse des scénarii, celui concernant le champ solaire n'a malheureusement pas pu être calculé jusqu'au bout. En effet, le coût du câble reliant ce champ au réseau de distribution de l'UCL serait beaucoup trop onéreux vu la distance à parcourir. Dans ce cas, nous nous limitons à recommander à l'UCL de mettre en place un projet pilote avec le gestionnaire de réseau. Celui-ci pourrait constituer un travail intéressant dans le futur.

Puis, pour comparer les projets, nous avons principalement utilisé la net present value. Pour une institution sans actionnaire comme l'UCL, cet indicateur n'est pas le plus adapté mais était le plus pratique pour comparer les scénarii entre eux.

Concernant le financement du projet, nous nous sommes limités à étudier le financement sur fonds propres et l'emprunt à la banque. D'autres options s'offrent à l'UCL, notamment l'appel au tiers-investisseur, mais nous n'avons pas approfondi ces possibilités.

De plus, si nous avons pris en compte le coût de recyclage des panneaux, nous avons négligé le CO₂ émis lors de leur fabrication et de leur recyclage. Cette limite apparaît surtout lorsque nous comparons les projets avec l'indicateur de coût par tonne de CO₂ économisée.

Enfin, notre recherche s'est limitée à l'énergie solaire. D'autres projets pourraient être pertinents pour réduire les émissions de CO₂, comme une meilleure isolation des bâtiments. Si l'on considère que l'objectif est de passer progressivement à de l'énergie verte, de nombreuses autres possibilités sont aussi envisageables. Dans l'optique d'atteindre l'objectif du 100% renouvelable, nous invitons d'ailleurs l'Université à étudier ces autres options et de les comparer sur base de leur coût par tonne de CO₂ économisée. Cependant, étant donné le profil de consommation de l'UCL, nous avons pu constater que l'énergie solaire accompagne adéquatement les périodes pendant lesquelles l'UCL achète beaucoup d'électricité, limitant ainsi les injections sur le réseau public.

9. Bibliographie

- Abreu, M., De Groot, H., & Florax, R. (2005). Space and Growth: A survey of empirical evidence and methods. *Région et Développement*, n°21, pp. 13-44.
- AIE. (2017). *Statistics: Global energy data at your fingertips*. Consulté le 06 25, 2018, sur International Energy Agency: <https://www.iea.org/statistics/?country=BELGIUM&year=2015&category=Key%20indicators&indicator=SolarGen&mode=chart&categoryBrowse=false>
- Association négaWatt. (2016). *La démarche négaWatt*. Consulté le 06 14, 2018, sur Association négaWatt: Réussir la transition énergétique: <https://negawatt.org/La-demarche-negaWatt>
- Autant-Bernard, C., & LeSage, J. (2011). Quantifying Knowledge Spillovers using Spatial Econometric Models. *Journal of regional Science*, 51, pp. 471-496.
- Banque Mondiale. (2018). *Crédit intérieur fourni par le secteur financier (% du PIB)*. Consulté le 07 01, 2018, sur La Banque Mondiale: https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/FS.AST.DOMS.GD.ZS?view=chart&year_high_desc=true
- Best, R. (2017, Mars). Switching towards coal or renewable energy? The effects of financial capital on energy transitions. *Energy Economics*, 63, pp. 75-83. doi:10.1016/j.eneco.2017.01.019
- BNB. (2018, juin 15). *Projections économiques pour la Belgique*. Consulté le juillet 27, 2018, sur Banque Nationale de Belgique: <https://www.nbb.be/fr/publications-et-recherche/publications-economiques-et-financieres/projections-economiques-pour-la>
- Bundschuh, P. (2012). The New Solar Bottleneck. *PV Magazine*.
- Burke, R. (2003). *Project Management : Planning and Control Techniques (4è ed.)*. Chichester, Angleterre: John Wiley & Sons Ltd.
- Cabinet du Recteur (CRCT). (2015, Septembre). Louvain 2020: Projet stratégique pour l'UCL. Louvain-la-Neuve: Cabinet du Recteur (CRCT).
- Caird, S., Roy, R., & Herring, H. (2008). Improving the energy performance of UK households: results from surveys of consumer adoption and use of low- and zero-carbon technologies. *Energy Efficiency*.
- Claudy, M., Michelsen, C., O'Driscoll, A., & Mullen, M. (2010). Consumer Awareness in the Adoption of Microgeneration Technologies: an Empirical Investigation in the Republic of Ireland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, pp. 2154-2160.
- Collard, F. (2013, Novembre-Décembre). A qui profitent les certificats verts? *Politique, revue de débats*(82), pp. 64-72.

- Comission Wallonne pour l'Energie (CWaPE). (2018). *Coefficients économiques keco applicables pour la filière photovoltaïque de plus de 10 kW pour la période du 1er juillet au 31 décembre 2018*. Namur.
- CWaPE. (2014). *Coefficient économique Keco*. Consulté le 05 26, 2018, sur Commission Wallonne pour l'Energie: <https://www.cwape.be/?dir=3.10>
- CWaPE. (2018). *Procédure applicable pour les unités de production ayant un contrôle RGIE à partir du 01/01/2015*. Consulté le 07 02, 2018, sur CWaPE: <https://www.cwape.be/?lg=1&dir=3.1.09>
- CWaPE. (s.d.). *Qualiwatt > Principes*. Récupéré sur CWaPE: <https://www.cwape.be/?lg=1&dir=6.2.01>
- Damanpour, F. (1991, Septembre). Organizational Innovation: A Meta-Analysis Of Effects Of Determinants and Moderators. *Academy of Management Journal*, 34 (3), pp. 555-590. doi:10.5465/256406
- Damanpour, F., & Schneider, M. (2006). Phases of the Adoption of Innovation in Organizations: Effects of Environment, Organization and Top Managers. *British Journal of Management*, 17, pp. 215-236. doi:10.1111/j.1467-8551.2006.00498.x
- Damanpour, F., & Schneider, M. (2008, Novembre 7). Characteristics of Innovation and Innovation Adoption in Public Organizations: Assessing the Role of Managers. *Journal of Public Administration Research and Theory*, 19 (3), pp. 495-522. doi:10.1093/jopart/mun021
- de Lovinfosse, I., & Varone, F. (2005). *Handbook of Renewable Energies in the European Union (2è ed.)*. Frankfurt: Peter Lang.
- De Persgroep. (2018, août 2). *Comparez les comptes d'épargne (Belgique)*. Consulté le 08 03, 2018, sur guide-épargne.be: <https://www.guide-epargne.be/epargner/tarifs-epargne.html>
- Elmustapha, H., Hoppe, T., & Bressers, H. (2018, Janvier). Consumer renewable energy technology adoption decision-making; comparing models on perceived attributes and attitudinal constructs in the case of solar water heaters in Lebanon. *Journal of Cleaner Production*, 172, pp. 347-357. doi:10.1016/j.jclepro.2017.10.131
- Energie+. (2017). *Prédimensionner l'installation*. Consulté le 07 12, 2018, sur Energie+: <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16688>
- Energreen S.A. (2018). *Recyclage des panneaux photovoltaïques*. Consulté le Juin 06, 2018, sur Energreen: <https://www.energgreen.be/panneaux-photovoltaïques/fonctionnement/recyclage>
- Engie Electrabel. (2018). *Producteur local*. Consulté le 07 03, 2018, sur Engie Electrabel: <http://corporate.engie-electrabel.be/fr/producteur-local/>

- ENOVER-CONCERE. (2017). *CONCERE*. Consulté le 05 23, 2018, sur Pacte énergétique 2050: <https://www.pacte-energetique2050.be/concere.html>
- Eurostat. (2018). *Comparez votre pays : Emissions de gaz à effet de serre*. Consulté le 07 02, 2018, sur Eurostat: Votre clé d'accès à la Statistique européenne: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/climate-change/visualisations>
- Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières (FEBEG). (2018). *Transport et Distribution de l'électricité*. Consulté le 06 05, 2018, sur FEBEG: <https://www.febeg.be/fr/transport-et-distribution-de-lelectricite>
- German Solar Energy Society. (2008). *Planning & Installing Photovoltaic Systems (2^e éd.)*. London: Earthscan.
- Greenhalgh, T., Robert, G., Macfarlane, F., Bate, P., & Kyriakidou, O. (2004). Diffusion of Innovations in Service Organizations: Systematic Review and Recommendations. *The Milbank Quarterly*, 82 (4), pp. 581-629. doi:10.1111/j.0887-378X.2004.00325.x
- Groupe de la Banque Mondiale. (2018). *Emissions de CO2 (tonnes métriques par habitant)*. Consulté le 07 02, 2018, sur La Banque Mondiale: https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/EN.ATM.CO2E.PC?view=chart&year_high_desc=true
- Guagnano, G., Hawkes, G., Acredolo, C., & White, N. (1986). Innovation Perception and Adoption of Solar Heating Technology. *The journal of consumer affairs*, 20 (1), pp. 48-64.
- Institut Royal Météorologique. (2018). *Les normales mensuelles à Uccle*. Consulté le 07 07, 2018, sur IRM : La météo: https://www.meteo.be/meteo/view/fr/360955-Normales+mensuelles.html#ppt_5238269
- Jager, W. (2006, Septembre). Stimulating the diffusion of photovoltaic systems: A behavioural perspective. *Energy Policy*, 34 , pp. 1935-1943.
- Johnstone, N., Hascic, I., & Popp, D. (2010, Janvier). Renewable Energy Policies and Technological Innovation: Evidence Based on Patent Counts. *Environmental and Resource Economics*, 45, pp. 133-155. doi:10.1007/s10640-009-9309-1
- Kaminker, C., & Stewart, F. (2012). The role of institutional investors in financing clean energy. *OECD Working Papers on Finance, Insurance and Private Pensions*, 23.
- Kleijnen, M., Lee, N., & Wetzels, M. (2009, Juin). An exploration of consumer resistance to innovation and its antecedents. *Journal of Economic Psychology*, 30, pp. 344-357. doi:10.1016/j.joep.2009.02.004
- Labouret, A., & Villos, M. (2003). *Energie solaire photovoltaïque : le manuel du professionnel*. Paris: Dunod.
- Labouret, A., & Villos, M. (2012). *Installations photovoltaïques: Conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau (5^e éd.)*. Paris: Dunod.

- Meu., R. (2016, août 24). *Engie : "Les panneaux solaires sont très rentables"*. Consulté le 06 25, 2018, sur La Libre.be: <http://www.lalibre.be/economie/libre-entreprise/engie-les-panneaux-solaires-sont-tres-rentables-57bc91d335704fe6c1deb53d>
- Meyers, S. (1998). *Improving energy efficiency: Strategies for supporting sustained market evolution in developing and transitioning countries*. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Moon, M., & deLeon, P. (2001). Municipal Reinvention: Managerial Values and Diffusion among Municipalities. *Journal of Public Administration Research and Theory*, 11 (3), pp. 327-352. doi:10.1093/oxfordjournals.jpart.a003505
- Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015, Mars). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, 75, pp. 888-898. doi:10.1016/j.renene.2014.10.053
- Ozaki, R. (2011). Adopting sustainable innovation: what makes consumers sign up to green electricity? *Business Strategy and the Environment*, 20 , pp. 1-17.
- PV Cycle. (2016). *Contribution Environnementale*. Consulté le Juin 06, 2018, sur PV Cycle: <http://www.pvcycle.be/fr/legislation/contribution-environnementale/>
- Quicheron, M. (2006). *Le rôle du tiers investisseur pour les investissements en efficacité énergétique dans les bâtiments du secteur tertiaire*. Bruxelles: Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire (IGEAT).
- Rédaction RTBF. (2013, 03 29). *Certificats verts, Quali watt: comprendre le photovoltaïque en Wallonie*. Récupéré sur RTBF.be: https://www.rtbef.be/info/belgique/detail_certificats-verts-qualiwatt-comprendre-le-photovotaique-en-wallonie?id=7958887
- Reinders, A., Verlinden, P., van Sark, W., & Freundlich, A. (2017). *Photovoltaic Solar Energy : From Fundamentals to Applications*. Chichester: John Wiley & Sons.
- Rogers, E. (2003). *Diffusion of Innovations, 5th ed*. New York: The Free Press.
- Sadorsky, P. (2009, Mai). Renewable energy consumption, CO2 emissions and oil prices in the G7 countries. *Energy Economics*, 31 , pp. 456-562.
- Sardianou, E., & Genoudi, P. (2013, Septembre). Which factors affect the willingness of consumers to adopt renewable energies? *Renewable Energy*, 57, pp. 1-4. doi:10.1016/j.renene.2013.01.031
- Schaffer, A., & Brun, S. (2015). Beyond the sun—Socioeconomic drivers of the adoption of small-scale photovoltaic installations in Germany. *Energy Research & Social Science*, 10, pp. 220-227.
- Shockley, W., & Queisser, H. (1961). *Detailed Balanced Limit of p-n Junction Solar Cells*. *Journal of Applied Physics* 32.

- SunEarthTools.com. (2018). *La position du soleil*. Consulté le Juin 08, 2018, sur SunEarthTools.com: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=fr
- UCL. (2018). *Développement durable*. Consulté le 06 14, 2018, sur Université catholique de Louvain: <https://uclouvain.be/fr/decouvrir/developpement-durable.html>
- UCL. (2018). *Energie*. Consulté le 06 13, 2018, sur Université catholique de Louvain: <https://uclouvain.be/fr/decouvrir/energie.html#collapseExample293>
- Van Horne, J., & Wachowicz, J. (2001). *Fundamentals of financial management, 11 ed.* Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.
- Wang, G., Dou, W., & Zhou, N. (2008). Consumption attitudes and adoption of new consumer products: a contingency approach. *European Journal of Marketing*, 42, pp. 238-254.

10. Annexes

10.1. Annexe 1 : Liste des bâtiments de l'UCL pouvant potentiellement accueillir des panneaux solaires

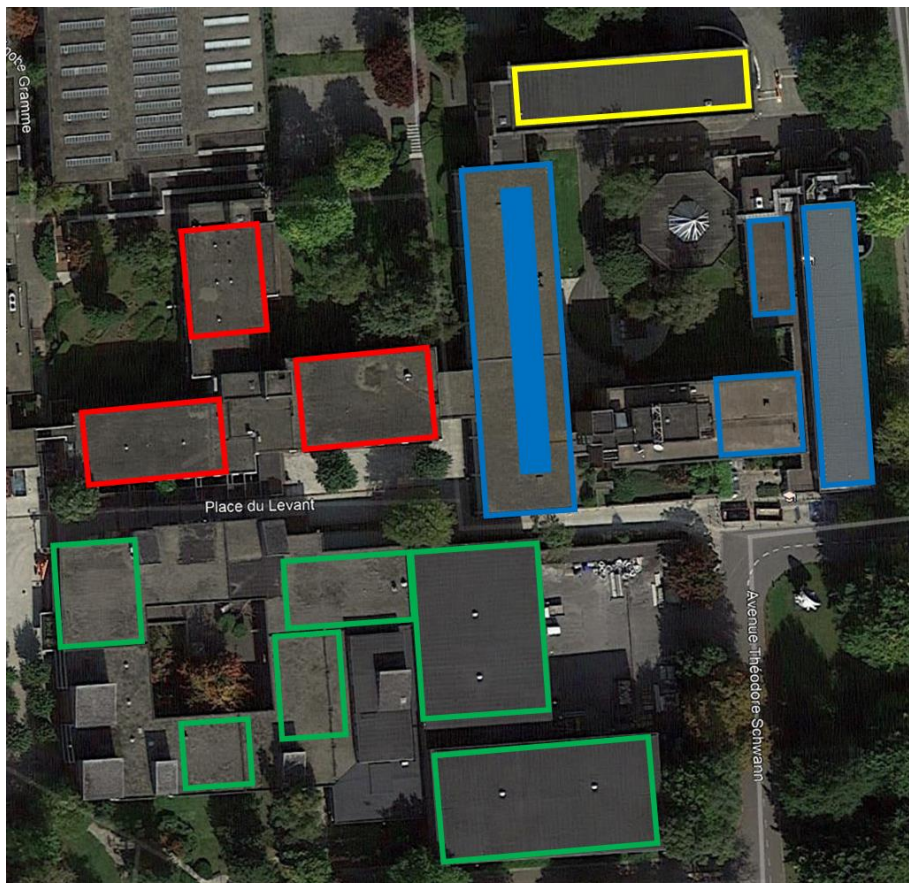
Nom du bâtiment	Surface (m ²)	Nombre de panneaux	Puissance (kWc)	Puissance réelle (kWc)
Vinci	2684	1030	309	290,64
Cyclotron	2174	912	273,6	268,13
Maxwell	1563	747	224,1	193,59
Stévin	1058	400	120	113,43
Sciences	934	368	110,4	102,75
Leclercq	1070	355	106,5	101,18
Les Halles (CV08)	796	339	101,7	96,62
Mercator	658	308	92,4	80,34
Logement UCL 2	654,3	218	65,4	62,13
Aula Magna	660	218	65,4	62,13
Montesquieu	624	207	62,1	58,66
Batiment DC III	637	212	63,6	54,06
Euler	495	165	49,5	49,50
Réaumur	480	160	48	48,00
Lycée Martin V	503,6	166	49,8	47,31
Sainte-Barbe	469	156	46,8	46,80
Descamps & Erasme	495	164	49,2	46,74
Thomas More	407	135	40,5	38,475
IAD	382	127	38,1	33,15
Lavoisier	306	102	30,6	29,25
Logement UCL 3	301	100	30	28,50
Croix du Sud	273	91	27,3	26,21
Dupriez	276	91	27,3	25,64
LSM	285	93	27,9	25,11
Bâtiment en face de l'admin	252	84	25,2	23,94
Logement UCL 1	242,2	80	24	22,80
Logement UCL 5	196,7	65	19,5	18,53
Agora	157,5	52	15,6	15,44
Logement UCL 4	161	53	15,9	15,11
MDS	129,6	56	16,8	14,82
UCL ET. D'UTIL. PUB	95,2	31	9,3	8,84
AGL	88	28	8,4	8,40
Van Helmont	78	26	7,8	7,80
Total général	19585,1	7339	2201,7	2.064,00

A titre d'exemple, nous détaillons le calcul pour le bâtiment Montesquieu, qui est composé de deux toitures différentes.

Nom du bâtiment	Toiture	Longueur (m)	Largeur (m)	Surface (m ²)	Nombre de panneaux	Puissance (kWc)	Inclinaison (°)	Orientation	Facteur correctif	Puissance réelle (kWc)
Montesquieu	Plat	19	16	304	101	30,3	15	S	0,96	29,09
Montesquieu	Plat	20	16	320	106	31,8	15	SE	0,93	29,57
Total Montesquieu				624	207	62,1				58,66

10.2. Annexe 2 : Toitures des bâtiments sélectionnés dans le scénario 1.B

10.2.1. Bâtiments Stévin, Vinci, Maxwell et Euler



Rouge : Stévin

Vert : Vinci

Bleu : Maxwell

Jaune : Euler

10.2.2. Bâtiment Marc de Hemptinne



