UCLouvain

LOUVAIN
School of Management

Louvain School of Management

Les ombrières photovoltaïques : Dans quelle mesure leur implémentation sur les parkings représente-t-elle une option financièrement crédible pour aider la région wallonne à atteindre les objectifs de son Plan Air Climat Énergie (PACE) à l'horizon 2030 ?

Auteur : Loncle Mathias
Promoteur : Candelon Bertrand
Année académique 2022-2023
Travail de fin d'études (TFE) en vue d'obtenir le titre de
Science de Gestion en International Finance
Horaire de jour / Horaire décalé

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont joué un rôle essentiel dans la réalisation de ce mémoire.

Tout d'abord, je souhaite exprimer ma gratitude envers Bertrand Candelon, mon promoteur, pour ses précieux apports et son suivi attentif durant ce travail. Sa contribution a été significative et a grandement contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Je tiens également à adresser mes profonds remerciements à Pierre de Liedekerke, mon maître de stage, pour son accompagnement tout au long de la rédaction et de la construction de ce mémoire. Son aide été d'une valeur inestimable, et je lui suis reconnaissant pour le temps qu'il m'a consacré et pour les enseignements enrichissants qu'il m'a prodigués.

Un grand merci également à Carine Hamaide, dont la relecture minutieuse et les corrections précieuses ont grandement amélioré la qualité de ce travail. Sa contribution a été d'une grande importance, et je lui suis sincèrement reconnaissant pour son aide précieuse.

Enfin, je souhaite exprimer toute ma reconnaissance envers mes parents, qui m'ont soutenu de manière inconditionnelle tout au long de ce parcours. Leur encouragement constant et leur soutien ont été une source de motivation qui m'ont permis de mener à bien ce mémoire avec détermination.

Résumé Exécutif

Ce mémoire se concentre sur l'évaluation du potentiel ainsi que de la viabilité financière des ombrières photovoltaïques installées sur les parkings en tant que stratégie contributive à l'atteinte des objectifs de la Wallonie en matière de déploiement d'énergies renouvelables d'ici 2030, dans le cadre de la transition énergétique actuelle.

La première partie de ce travail est consacrée à l'élaboration du contexte global, examinant les enjeux climatiques, la crise énergétique, ainsi que les particularités spécifiques de la technologie photovoltaïque. Ces éléments constituent la base de l'analyse subséquente.

Ensuite, une analyse détaillée est réalisée sur le potentiel d'un site d'implantation sélectionné en Wallonie. Celle-ci couvre toutes les étapes, depuis la conception du projet jusqu'à l'évaluation de sa viabilité financière.

Le travail conclut en soulignant le potentiel considérable des parkings en tant que sites propices à l'implantation de panneaux solaires photovoltaïques. Ces espaces, déjà artificialisés, offrent une opportunité d'ajouter une dimension de production énergétique tout en conservant leur utilité primaire. Malgré l'attrait de cette perspective, la rentabilité économique actuelle de ces installations en 2023 est contestée en tenant compte du coût d'installation et des niveaux de subventions attribuées.

Le principal obstacle identifié est le niveau du coefficient kECO, qui détermine le niveau du soutien des certificats verts pour chaque filière énergétique, sans considérer les variations d'investissement et de rentabilité qui peuvent subvenir à travers les différentes natures d'infrastructure au sein d'une même filière. A titre d'exemple, les ombrières photovoltaïques sont environ deux fois plus coûteuses au kilowatt crête que les installations photovoltaïques au sol, mais sont pourtant soumises au même coefficient de soutien.

Il devient donc impératif de repenser le mécanisme de soutien des certificats verts. Il serait bénéfique d'envisager des approches inspirées des pratiques mises en œuvre dans les pays voisins, afin de favoriser une diversification plus poussée de la production solaire, tout en tenant compte des disparités de coûts d'investissement entre les différentes méthodes de production.

Table des figures

Figure 1: Répartition des émissions des GES par secteur en Wallonie en 2021, de l'AWAC en 2023 5
Figure 2: L'augmentation moyenne de la température à la surface terrestre, du rapport du GIEC en 2023 6
Figure 3 :Changements dans les températures moyennes à la surface de la terre, du rapport du GIEC en 2023 6
Figure 4: Projection des inondations en hiver (gauche) et été (droite) en moyenne à la surface (1986-2005 à 2081-2100) de l'EURO CORDEX en 2022 7
Figure 5 : Projections de l'évolution de la capacité installée cumulée(GW) des installations photovoltaïques de Crémone en 2023 11
Figure 6: Évolution de l'électricité renouvelable par technologie en 2005, en 2019, en 2030 dans le PWEC de 2019 et dans le PACE 2030, dans le PACE 2030 du Gouvernement wallon en 2023 p.30 14
Figure 7: Évolution de la capacité installée au niveau mondial en fonction du temps et de la zone d'installation géographique, de l'EPJ Photovoltaics en 2022 15
Figure 8 : Évolution de la production photovoltaïque en Wallonie, de Energie Commune en 2023 17
Figure 9 : Centrale solaire au sol à Braine l'Alleud de Perpetum s.d, ... 26
Figure 10 : Champs Agrivoltaïque à Wierde de Ether Energy en 2023 27
Figure 11: PV Floating Gendringen de Perpetum s.d., ... 28
Figure 12 : PV en toiture Genk de Perpetum s.d. 29
Figure 13: Ombrière Photovoltaïque à Païri Daiza dans l'article de la DH de Bruno Deheneffe le 7 aout 2019 30
Figure 14: Résultat LCOE pour EU27 – Technologie principales comparaison – pourcentage entre 2008 et 2018 du rapport final sur le LCOE de Trinomics p.8 en 2020 45
Figure 15 : Parking orienté Sud de Brydon Mcluskey vs Figure 16 : Parking Est-Ouest de Filip Filkovic Philatz 52
Figure 17 : Exemple des différentes orientations possibles, Capture d'écran Google Maps en 2023 52
Figure 18 : Ombrière orientation Sud de la base de données de Ether Energy 53
Figure 19 : Ombrière orientation Est-Ouest de la base de données de Ether Energy 53

Figure 20 : Parking en bataillede John Matychuk vs Figure 21 : Parking en épis de Nick Karvounis 54
Figure 22 : Design photovoltaïque – Hélioscope 2023 56

Table des matières

TABLE DES FIGURES ..... **I**

TABLE DES MATIERES ..... **III**

INTRODUCTION **1**

PARTIE 1 : REVUE LITTÉRAIRE **3**

1. CONTEXTE CLIMATIQUE **3**

1.1. URGENCE CLIMATIQUE 3

1.2. ÉTATS DES LIEUX ENVIRONNEMENTAL 4

1.3. CONSÉQUENCES DU CHANGEMENT CLIMATIQUE 6

1.4. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : UNE SOLUTION POUR DÉCARBONER L'ÉCONOMIE 8

1.5. OBJECTIFS FIXÉS POUR LA TRANSITION CLIMATIQUE 9

1.5.1. Objectifs mondiaux 9

1.5.2. Objectifs européens 10

1.5.3. Objectifs pour la Wallonie – Plan Air Climat Energie 2030 12

1.6. ÉTAT DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE 14

1.6.1. Filière photovoltaïque mondiale 14

1.6.2. Filière photovoltaïque au sein du mix énergétique mondial 15

1.6.3. Filière photovoltaïque en Wallonie 16

1) États des lieux de la production photovoltaïque 16

2) Potentiel photovoltaïque en Belgique et en Wallonie 17

2. PHOTOVOLTAÏQUE : DIMENSION TECHNIQUE **18**

2.1. EFFET PHOTOVOLTAÏQUE: ENERGIE SOLAIRE VERS UN COURANT ÉLECTRIQUE 18

2.1.1. Explication simplifiée 18

2.2. INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES 19

2.2.1. Panneaux photovoltaïques 19

2.2.2. Onduleur 20

1) Courant continu (CC) 20
2) Courant alternatif (CA) 20
2.2.3. Câbles et connecteurs 20
2.3. LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE 21
2.3.1. Réseau basse tension et les installations photovoltaïques 22
2.3.2. Réseau moyenne tension et les installations photovoltaïques 23
2.3.3. Réseau haute tension et les installations photovoltaïques 23
2.4. Types d'installations 23
2.4.1. Utilisation de l'électricité 23
1) Autoconsommation 23
2) Stockage 24
3) Injection dans le réseau 24
2.4.2. Types de structures d'installations 25
1) Centrale solaire au sol 26
2) Agrivoltaïsme 26
3) Photovoltaïque flottant 27
4) Toiture 28
5) Ombrière photovoltaïque 29
3. GISEMENT SOLAIRE 30
3.1. PRÉVISION DU GISEMENT SOLAIRE : UNITÉ P50 OU P90 30
3.1.1. P50 31
3.1.2. P90 31
3.1.3. Facteurs pris en considération et méthode de calcul 32
1) Incertitude des modèles 32
2) Variabilité interannuelle 32
3) Incertitude du modèle de simulation énergétique 33
4. ASPECTS FINANCIERS RELATIF À UN PROJET PHOTOVOLTAÏQUE 33
4.1. COÛTS 33
4.1.1. Coût de développement (DEVEX) 33
4.1.2. Dépense en capital (CAPEX) 34
4.1.3. Coût d'exploitation (OPEX) 35
4.2. REVENUS 35

4.2.1. la vente de l'électricité 35
1) Production 36
2) Le prix de l'électricité 37
4.2.2. Mécanisme de soutien : les certificats verts 40
1) Utilité des certificats verts 40
2) Mécanisme d'octroi des certificats verts en Wallonie 40
4.2.3. Garantie d'origine (Garantee of Origin) 42
4.3. INDICATEURS DE PERFORMANCE FINANCIÈRE 43
4.3.1. Levelized Cost of Energy (LCOE) 43
4.3.2. Taux de rendement interne (IRR) 46
4.3.3. Debt Service Coverage Ratio (DSCR) 47

PARTIE 2 : ÉTUDE DE CAS – OMBRIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE 49

1. CONTEXTE 49
2. PARAMÈTRES À PRENDRE EN COMPTE 51
2.1. ORIENTATION ET ARCHITECTURE 51
2.2. L'AGENCEMENT DU PARKING 54
3. ÉLABORATION DU DESIGN PHOTOVOLTAÏQUE 55
4. ANALYSE FINANCIÈRE 56
4.1. MÉTHODOLOGIE 56
4.2. INVESTISSEMENT INITIAL 58
4.3. REVENUS 59
1.1.1. Vente de l'électricité 59
4.3.1. Mécanisme de soutien – Les certificats verts 59
4.3.2. Garantie d'origine (Garantee of origin) 60
4.4. COÛTS D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE 61
4.5. FLUX DE TRÉSORERIE ET ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ 62
4.5.1. Calcul du cash-flow net 62
4.5.2. Évaluation des indicateurs financiers (LCOE, IRR, DSCR) 62
1) Levelized cost of energy 62
2) Taux de rentabilité interne (IRR) 63

3) Debt services coverage ratio (DSCR) 64
4.6. RÉSULTATS DE LA COMPARAISON ET PISTES DE RÉSULTAT 65
4.6.1. Origines de la sous performance économique des ombrières photovoltaïques 65
4.6.2. Les pistes pour augmenter la rentabilité 66
1) Réduction des coûts 66
2) Augmenter les revenus 66
3) Coûts de l'augmentation des subsides pour la collectivité 69

CONCLUSION 70

BIBLIOGRAPHIE 73

ANNEXES 78

1. ANNEXE 1 – FINANCEMENT CLIMATIQUE MOBILISÉ PAR LES PAYS DÉVELOPPÉS SUR LA BASE DE DEUX SCÉNARIOS PRÉVISIONNELS 78
2. ANNEXE 2 – FONCTIONNEMENT D'UN PANNEAU BIFACIALE 79
3. ANNEXE 3 : PROJECTIONS DES CHANGEMENTS DE TEMPÉRATURE EN EUROPE 80
4. ANNEXE 4 - TABLEAU EXCEL CALCUL DU TRI 81
5. ANNEXE 5 – ANALYSE DU POTENTIEL DU SITE 82
6. ANNEXE 6 – RAPPORT DE PRODUCTION DE L'INSTALLATION DES OMBRIÈRES PHOTOVOLTAÏQUES 87
7. ANNEXE 7 – PLAN FINANCIER 91

Introduction

En Wallonie, tout comme dans de nombreuses régions du monde, le défi majeur consiste à lutter contre le réchauffement climatique et à réduire l'empreinte carbone en adoptant des solutions énergétiques plus durables. Ayant effectué un stage chez Ether Energy en tant que développeur de champs agrivoltaïques, le constat a été que l'énergie photovoltaïque se présente comme une option prometteuse, fournissant une source d'électricité propre et renouvelable avec des coûts de plus en plus compétitifs. Toutefois, l'implantation de centrales solaires sur des sites naturels suscite des débats et des oppositions locales en raison de leur impact potentiel sur l'environnement.

Face à ce dilemme, Havaux et Wilkin expliquent dans leur article que le gouvernement wallon cherche à repenser sa stratégie d'intégration de l'énergie solaire dans le paysage énergétique régional. Une approche novatrice émerge, mettant l'accent sur le développement des ombrières photovoltaïques, qui sont des structures couvertes de panneaux solaires installées sur des parkings. Ces ombrières offrent une solution alternative et séduisante pour exploiter le potentiel solaire sans compromettre les espaces naturels ni perturber la vie des riverains.

Les parkings offriraient donc un immense potentiel inexploité pour le déploiement de la filière photovoltaïque en Wallonie. Selon les estimations d'Energie Commune, une ASBL composée d'experts analysant l'actualité de l'énergie durable en Belgique, leur potentiel atteint jusqu'à 200 mégawatts crête, soit une puissance comparable à celle d'une petite centrale thermique. Ces étendues goudronnées, souvent situées près des zones urbaines ou industrielles, pourraient être transformées en centrales solaires sans empiéter sur les espaces naturels et en fournissant de l'électricité aux bâtiments environnants pour contribuer à la réduction des émissions de carbone. (Haveaux & Wilkin , 2020)

Cependant, on peut s'attendre à un coût plus important au niveau de la construction. En effet, les ombrières photovoltaïques nécessitent des matériaux spécifiques et des structures robustes pour supporter les panneaux solaires tout en fournissant une couverture adéquate pour les véhicules en dessous. Ces matériaux et structures peuvent être coûteux à fabriquer et à installer. De plus, il est légitime de se demander si les parkings constituent un endroit adapté à une telle installation en matière de rendement solaire par rapport à leur orientation et leur exposition au soleil.

Sur cette base, ce travail s'articule en deux parties essentielles. Dans la première partie, nous élaborons le contexte global en examinant les enjeux climatiques auxquels nous sommes confrontés ainsi que la crise énergétique actuelle et les objectifs fixés pour y remédier. De plus, nous étudions les particularités spécifiques de la technologie photovoltaïque en tant qu'énergie renouvelable majeure, soulignant son importance dans la transition énergétique.

Pour la seconde partie, nous procédons à une analyse détaillée du potentiel d'un site d'implantation spécifiquement sélectionné en Wallonie. Cette analyse couvre toutes les étapes du projet, depuis sa conception initiale jusqu'à l'évaluation de sa viabilité financière. Nous nous penchons sur des aspects cruciaux tels que la disponibilité de l'espace, l'orientation et l'exposition au soleil, les caractéristiques du site, les contraintes techniques, ainsi que les coûts associés à la mise en place des ombrières photovoltaïques.

Pour mener à bien cette analyse, nous utilisons une méthodologie qualitative pour évaluer la faisabilité technique et financière du projet. Nous réalisons également des modélisations financières en prenant en compte les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation, les subventions éventuelles et les recettes générées par la production d'électricité.

En complément, nous effectuons une comparaison détaillée entre le projet d'ombrières photovoltaïques sélectionné et un autre projet photovoltaïque réaliste construit sur les mêmes hypothèses. Cette comparaison nous permet de mieux comprendre les avantages et les défis spécifiques du projet étudié et d'identifier les leçons à tirer.

Enfin, en fonction des résultats de notre analyse, nous tirons des conclusions sur la viabilité du projet d'ombrières photovoltaïques et formulons des recommandations. Ces conclusions seront essentielles pour évaluer si l'adoption de cette technologie est prometteuse pour participer aux objectifs énergétiques de la Wallonie à l'horizon 2030.

Pour conclure cette introduction, ce mémoire projet a donc pour objectif d'explorer en profondeur le potentiel des ombrières photovoltaïques en Wallonie et les conditions pour assurer leur viabilité économique. En considérant les enseignements de mon stage chez Ether Energy et en analysant le potentiel de cette filière, ce travail vise à contribuer à la recherche de solutions énergétiques durables et respectueuses de l'environnement pour répondre aux défis climatiques auxquels la région est confrontée.

Partie 1 : Revue Littéraire

1. Contexte climatique

1.1. Urgence climatique

L'environnement et l'urgence climatique sont des préoccupations majeures de notre époque. Au cours des dernières décennies, des changements significatifs ont été observés dans notre climat et dans les écosystèmes de la planète, résultant en une prise de conscience croissante générale de de l'importance de préserver notre environnement.

Le réchauffement climatique, principalement causé par les émissions de gaz à effet de serre provenant des activités humaines telles que la combustion d'énergies fossiles et la déforestation, a entraîné des impacts dramatiques. Les températures moyennes ont augmenté, entraînant des canicules plus fréquentes et plus intenses, des épisodes de sécheresse prolongée et des précipitations plus extrêmes, conduisant à des inondations et à une perturbation des schémas climatiques traditionnels. Ces changements ont des répercussions sur l'agriculture, la disponibilité de l'eau, la biodiversité et la santé humaine. (Intergovernemental Panel on Climate Change [IPCC], 2023)

En parallèle, la dégradation de l'environnement se manifeste par la perte rapide des habitats naturels, la diminution de la biodiversité, la pollution de l'air, de l'eau et des sols, ainsi que l'épuisement des ressources naturelles. Ces facteurs ont des conséquences profondes sur les écosystèmes, menaçant la survie de nombreuses espèces et compromettant l'équilibre écologique. (IPCC, 2023)

Face à ces défis, l'urgence climatique est devenue une préoccupation mondiale. Les scientifiques, les gouvernements, les organisations internationales et la société reconnaissent la nécessité d'agir rapidement et de manière concertée pour limiter le réchauffement climatique et protéger notre environnement. Des accords internationaux tels que l'Accord de Paris sur le climat ont été établis pour fixer des objectifs, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et encourager l'adoption des énergies renouvelables.

1.2. États des lieux environnemental

En 2023 a eu lieu le 6ème rapport du groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC). Dans ce rapport, le groupe d'expert examine et évalue l'état actuel des connaissances sur le changement climatique, y compris ses causes et ses impacts. Il identifie également les options permettant de limiter l'ampleur du réchauffement climatique et de s'adapter aux changements prévus.

Actuellement, les émissions de gaz à effet de serre continuent d'augmenter, principalement en raison des activités humaines. Ces émissions de gaz sont directement responsables d'une augmentation de la température de près de 1,1 °C[1] par rapport à la période préindustrielle et quelle que soit la trajectoire des émissions des prochaines année, le GIEC estime que la planète atteindra un réchauffement de 1,5 °C dès le début des années 2030. Cela signifie que des mesures urgentes doivent être prises pour limiter davantage les émissions de gaz à effet de serre, atténuer les effets du réchauffement climatique et contenir une hause de la température entre 1,5°C et 2°C. (Intergovernemental Panel on Climate Change [IPCC], 2023)

L'objectif à long terme est d'atteindre zéro émission nette de CO2 à l'échelle mondiale. Cela implique de réduire les émissions de dioxyde de carbone à un niveau tel que ces dernières soient entièrement compensées par les capacités de captage du carbone, comme la reforestation ou la capture et le stockage du carbone. (IPCC, 2023)

Un autre objectif est de réduire de manière significative les autres émissions de gaz à effet de serre. Outre le CO2, il est essentiel de réduire drastiquement les émissions de méthane (CH4) et le dioxyde d'azote (N2O), qui contribuent également au réchauffement climatique. Ces gaz à effet de serre que nous retrouvons principalement dans les secteurs suivant en Wallonie: industriel, transport, résidentiel et agricole. (Agence wallone de l'air et du climat, sd)

[1] L'augmentation a été calculée en utilisant la moyenne mondiale du changement de température depuis la période pré-industrielle.

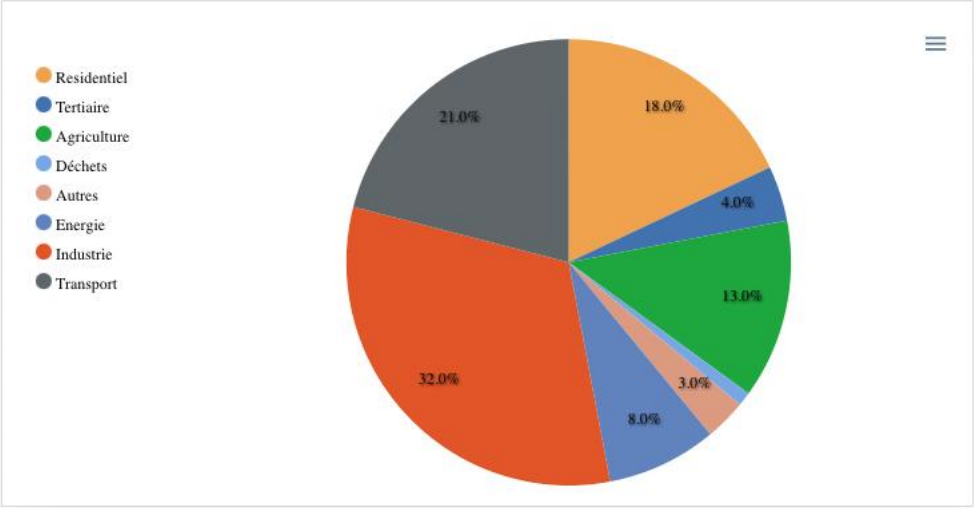


Figure 1: Répartition des émissions des GES par secteur en Wallonie en 2021, de l'AWAC en 2023
https://awac.be/inventaires-demission/emission-de-ges/

Les experts établissent qu'il est primordial de se lancer dès maintenant dans une démarche de transition rapide vers une économie à faibles émissions de carbone. Il est important de promouvoir l'adoption de sources d'énergies renouvelables, d'améliorer l'efficacité énergétique, de promouvoir des pratiques agricoles durables ainsi que d'encourager l'innovation technologique responsable dans tous les secteurs. (IPCC, 2023)

Les experts du GIEC ont établi des scénarios sur les évolutions des températures en se fondant sur diverses trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre. Ces scénarios permettent de prédire les variations de température futures en fonction des niveaux d'émissions de gaz à effet de serre projetés. Le graphique illustrant les scénarios d'émissions se trouve ci-dessous, avec 2 niveau d'émissions différentes. RCP 2.6. qui représente une diminution majeure des émissions mais qui atteint tout de même les 2°C d'augmentation. Le scénario RCP 8.5 qui simule une augmentation continue des émissions atteint le seuil critique des 4°C. (IPCC, 2023)

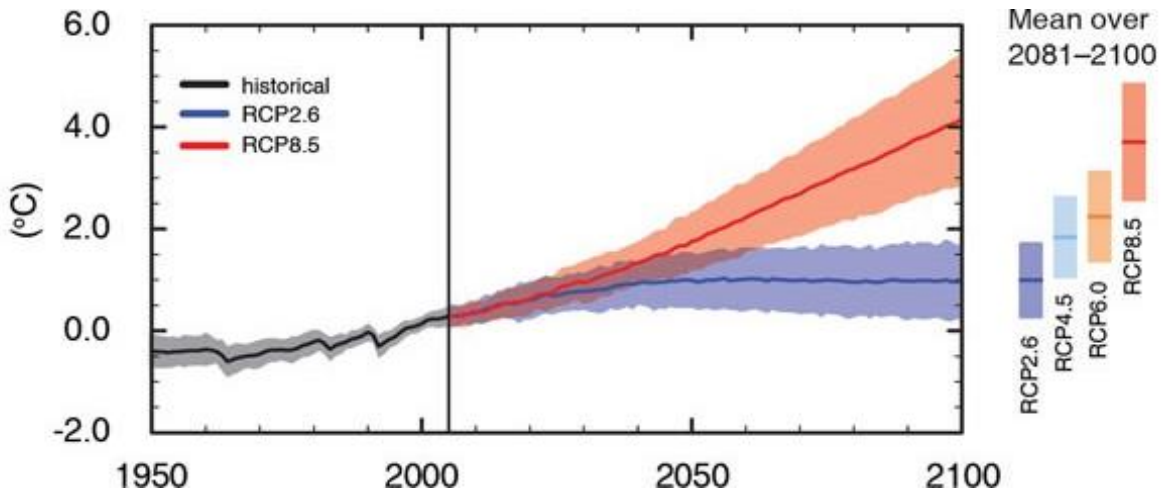


Figure 2: L'augmentation moyenne de la température à la surface terrestre, du rapport du GIEC en 2023
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/WG1AR5_SPM_brochure_fr.pdf

1.3. Conséquences du changement climatique

Si la température arrive au seuil des 4°C, l'humanité se retrouvera face à des problématiques irréversibles et dévastatrices telles que des vagues de chaleur plus fréquentes et intenses qui rendraient certaines régions du monde inhabitables comme l'Afrique subsaharienne ou certaines régions d'Asie . (Climat.be, sd)

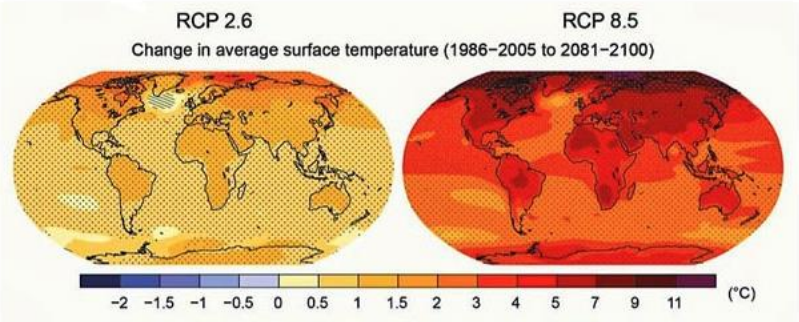


Figure 3 :Changements dans les températures moyennes à la surface de la terre, du rapport du GIEC en 2023
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/WG1AR5_SPM_brochure_fr.pdf

On observera aussi une dérèglementation du cycle de l'eau avec une fonte accélérée des glaciers et des calottes glaciaires, une élévation importante du niveau de la mer, des événements météorologiques extrêmes plus fréquents et plus intenses tels que des pluies torrentielles et des inondations ayant des impacts sévères sur les écosystèmes et la biodiversité. (European environment agency, 2021)

Depuis les années 1950, l'European environment agency (AEA) relate que l'Europe a connu des changements dans les précipitations annuelles, avec une hausse dans la majeure partie de l'Europe du Nord, surtout en hiver, et une baisse dans certaines régions du sud de l'Europe. Les prévisions indiquent que cette tendance continuera, avec une augmentation prévue des précipitations en Europe du Nord, principalement en hiver, tandis qu'en Europe du Sud, les précipitations devraient encore diminuer, en particulier en été. De plus, on s'attend à une augmentation des précipitations intenses dans de nombreuses régions d'Europe, qui accroîtra les risques d'inondations. Les hivers plus chauds entraîneront également une diminution de la neige au profit de pluies, aggravant encore les risques d'inondations. Les changements dans les précipitations peuvent entraîner une augmentation de l'évaporation de l'eau, ce qui contribue à des périodes de sécheresse dans certaines régions d'Europe. (European environment agency, 2021)

L'AEA présente une projection de l'évolution prévue des précipitations annuelles (à gauche) et estivales (à droite) pour la période 2071-2100, en comparaison avec la période de référence 1971-2000, selon le scénario de forçage RCP8.5. Une distinction significative est observée entre les régions sud et nord de l'Europe.

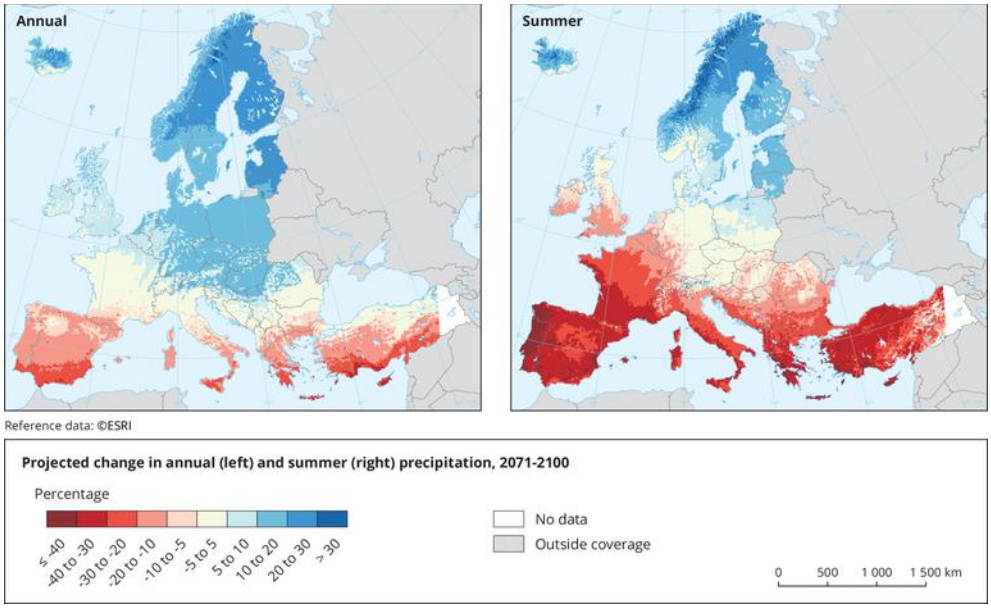


Figure 4: Projection des inondations en hiver (gauche) et été (droite) en moyenne à la surface (1986-2005 à 2081-2100) de l'EURO CORDEX en 2022
https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/projected-changes-in-annual-and-6

Comme on peut le constater, les projections ne sont pas optimistes et un changement est indispensable. Le rapport du GIEC souligne donc que les mesures de réduction des émissions doivent être prises à l'échelle mondiale et nécessitent une coopération internationale pour atteindre les objectifs fixés par l'Accord de Paris sur le Climat.

Une des solutions phares mise en avant par le groupe d'experts réside dans le déploiement rapide et massif des énergies renouvelable. En effet, les énergies renouvelables occupent une place primordiale selon les évaluations du GIEC en matière de lutte contre le changement climatique et de transition vers un avenir durable.

1.4. Les énergies renouvelables : une solution pour décarboner l'économie

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie naturelles qui fonctionnent grâce à des ressources qui ne sont pas épuisables telles que le vent, le soleil, l'eau, etc. Elles offrent une alternative prometteuse et durable aux énergies fossiles, telles que le charbon, le pétrole et le gaz naturel, qui sont non seulement limitées en quantité, mais également à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre responsables du changement climatique. L'intégration croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial contribue significativement à la réduction des émissions de CO2 et à la lutte contre le réchauffement climatique. (Intergovernemental Panel on Climate Change [IPCC], 2011)

L'énergie solaire notamment joue un rôle majeur parmi les énergies renouvelables, offrant un potentiel immense et largement inexploité. Chaque heure, le soleil fournit à la terre plus d'énergie que ce dont l'humanité a besoin en une année. Les technologies solaires photovoltaïques convertissent directement la lumière solaire en électricité, tandis que les systèmes solaires thermiques utilisent la chaleur du soleil pour le chauffage et la production d'eau chaude. (Ricaud, 2011)

Outre l'énergie solaire, d'autres formes d'énergies renouvelables jouent également un rôle important. L'énergie éolienne utilise la force du vent pour faire tourner des éoliennes et produire de l'électricité. Les parcs éoliens se multiplient dans le monde entier, exploitant les régions où les vents sont forts et constants. L'énergie hydraulique utilise la force de l'eau en mouvement, comme les rivières ou les chutes d'eau, pour générer de l'électricité à grande échelle. Les

barrages hydroélectriques et les centrales marémotrices sont des exemples d'installations qui exploitent cette énergie.

Par ailleurs, la géothermie utilise la chaleur de la Terre pour produire de l'énergie. Cette chaleur provient du noyau terrestre et de la dégradation de certains éléments radioactifs. On peut l'utiliser pour le chauffage, la production d'électricité ou pour obtenir de la vapeur. Il existe différents types de géothermie en fonction de la température disponible. (Wallonie énergie SPW, sd)

Enfin, les bioénergies, telles que la biomasse, les biogaz et les biocarburants, utilisent des matières organiques renouvelables pour produire de l'énergie, électrique et thermique.

La transition vers les énergies renouvelables présente de nombreux avantages. Outre la réduction des émissions de gaz à effet de serre, elle favorise la sécurité énergétique en diminuant la dépendance aux importations de combustibles fossiles. Elle offre également de nouvelles opportunités économiques en stimulant la création d'emplois dans les secteurs des énergies renouvelables et de la technologie verte. De plus, elle contribue à la diversification du mix énergétique et à la diminution des impacts environnementaux associés à l'extraction des ressources fossiles. (Intergovernemental Panel on Climate Change [IPCC], 2011)

Cependant, il est important de noter que la transition énergétique vers les énergies renouvelables n'est pas sans défis. Parmi ceux-ci, on peut citer l'intermittence de certaines sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire et éolienne, qui peut nécessiter le développement de solutions de stockage efficaces. De plus, la mise en place d'infrastructures adaptées et l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques existants représentent des enjeux importants.

1.5. Objectifs fixés pour la transition climatique

1.5.1. Objectifs mondiaux

Au niveau mondial notons l'accord de Paris comme évoqué précédemment. Plus précisément, il s'agit de l'accord international sur le changement climatique adopté lors de la 21ème Conférence des Parties (COP21) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) en décembre 2015. Cet accord intergouvernemental vise à lutter contre

le réchauffement climatique en limitant l'augmentation de la température mondiale « en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels » et en poursuivant les efforts pour limiter cette élévation à 1,5°C. L'idée d'un tel accord est de rendre juridiquement contraignant les objectifs fixés pour les états membres. (Parlement européen, 2019)

Il impose également à ses membres des contributions déterminées au niveau national (CDN). Chaque pays est tenu de soumettre des CDN qui décrivent les mesures qu'ils prendront pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et s'adapter aux impacts du changement climatique. Ceux-ci doivent être régulièrement revues à la hausse pour renforcer les actions climatiques. (Conseil de l'union européenne , 2020)

En ce qui concerne le financement climatique, les pays développés se sont engagés à mobiliser conjointement 100 milliards de dollars par an à partir de 2020 pour soutenir les pays en développement dans leurs actions climatiques, tant pour l'atténuation que pour l'adaptation. Dans les faits, le financement atteignait 83,3 milliards de dollars en 2020, et selon le scénario le moins optimiste de l'OECD, il devrait atteindre 113 milliards de dollars d'ici 2030 (Annexe 1). Ce financement est crucial pour aider les pays moins favorisé à mettre en œuvre des mesures climatiques efficaces, à renforcer leur résilience et à s'adapter aux impacts du changement climatique. Le cadre de cet accord cherche à favoriser la coopération internationale dans la lutte contre le changement climatique. (Organisation de coopération et de développement économique [OECD], 2022)

1.5.2. Objectifs européens

La transition climatique en Europe est une priorité majeure, plusieurs mesures ont été mises en place pour faire face au changement climatique et atteindre des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions et de promotion des énergies renouvelables. Le Green Deal européen est une stratégie globale de l'Union européenne (UE) visant à rendre l'Europe climatiquement neutre d'ici 2050, en promouvant des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, augmenter l'efficacité énergétique, développer les énergies renouvelables, favoriser la transition vers une mobilité propre, promouvoir la biodiversité et bien d'autres aspects liés à la durabilité. (Parlement européen, 2022)

L'UE s'est fixé des objectifs climatiques ambitieux, notamment celui de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Cet objectif

a été adopté dans le cadre du « Fit for 55 », un ensemble de propositions législatives visant à aligner les politiques et les réglementations de l'UE sur les objectifs climatiques plus ambitieux. (Conseil européen, s.d.)

Pour encourager la réduction des émissions, l'UE a mis en place un système d'échange de quotas d'émission (SEQE), qui fixe des limites aux émissions de gaz à effet de serre pour les industries et les centrales électriques. Le SEQE encourage la réduction des émissions en créant des incitations économiques à adopter des technologies plus propres. (Parlement européen, 2023)

L'UE s'engage également à mobiliser des fonds pour soutenir la transition climatique et aider les pays en développement à lutter contre le changement climatique. Elle vise à consacrer au moins 30% du budget de l'UE et des fonds de relance post-COVID-19 à des initiatives permettant de lutter contre le réchauffement climatique. (Commission européene, 2020)

Concernant les énergies renouvelables, l'Union européenne s'est engagée à atteindre un objectif ambitieux. Selon le clean energy package du REDII, l'UE vise à atteindre au moins 32% de sa consommation finale d'énergie à partir de sources renouvelables d'ici 2030. Cet engagement a été renforcé par le plan REPowerEU du RED IV, qui fixe un nouvel objectif à 45%. Pour y parvenir, des mesures sont mises en place pour favoriser le développement des énergies renouvelable avec notamment une belle perspective du photovoltaïque pour atteindre les objectifs. (Crémone , 2023)

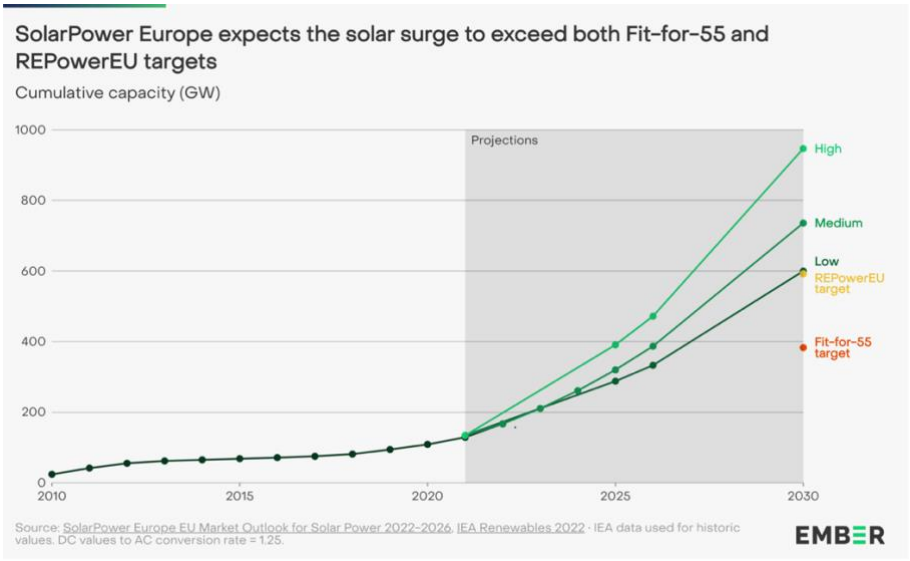


Figure 5 : Projections de l'évolution de la capacité installée cumulée(GW) des installations photovoltaïques de Crémone en 2023
https://ember-climate.org/insights/research/fit-for-the-future-not-fit-for-55/

Ces initiatives et objectifs reflètent l'engagement de l'Europe à jouer un rôle de premier plan dans la lutte contre le changement climatique et à faire de la transition climatique une réalité.

1.5.3. Objectifs pour la Wallonie – Plan Air Climat Energie 2030

En Belgique, la transition climatique est soutenue par différents cadres. Au niveau fédéral, des orientations sont établies pour harmoniser les actions et atteindre les objectifs fixés par l'Union européenne. Toutefois, la responsabilité principale de fixer les objectifs climatiques spécifiques sont des compétences régionales. Ainsi, chaque région est chargée de mettre en œuvre son propre plan d'action climatique, en prenant en compte les particularités de son territoire et ses compétences spécifiques. Dans ce contexte, le gouvernement fédéral joue un rôle essentiel en assurant la coordination et le soutien nécessaires à la mise en œuvre de ces mesures climatiques régionales. (Climat.be, s.d.).

Le gouvernement fédéral est uniquement compétent pour le déploiement des énergies renouvelables en Mer du Nord. Dans le cadre de ce mémoire, dans un soucis de clarté seul le plan wallon sera utilisé comme base pour l'analyse, le Plan Air Climat Energie 2030 (PACE 2030).

Le Plan Air Climat Énergie (PACE) en Wallonie est une initiative stratégique visant à promouvoir la transition énergétique et à lutter contre le changement climatique dans la région wallonne. Il s'agit d'un plan d'actions détaillé comprenant des objectifs, des mesures et des politiques pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, améliorer la qualité de l'air et promouvoir les énergies renouvelables. (Gouvernement wallon, 2023)

Celui-ci repose sur les engagements internationaux et européens en matière de lutte contre le changement climatique, tels que l'Accord de Paris et les directives de l'Union européenne. Le plan Air Climat Energie 2030 de la Wallonie vise à aligner les politiques régionales avec ces objectifs ambitieux en mettant en œuvre des actions concrètes dans plusieurs domaines clés, qui seront décrit ci-dessous.

i. <u>Réduction des émissions de gaz à effet de serre:</u>

Le PACE fixe des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour la région. Cela peut inclure des mesures visant à promouvoir l'efficacité énergétique, la mobilité durable, la transition vers des sources d'énergie renouvelables et la promotion de pratiques agricoles

durables. Le plan vise à contribuer à la diminution de 55% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990 tel que le plan européen « Fit for 55 » le prévoit.

ii. Amélioration de la qualité de l'air :

Le plan insiste sur la réduction de la pollution atmosphérique en mettant en place des politiques et des mesures visant à limiter les émissions de polluants atmosphériques tels que les particules fines, le dioxyde d'azote et les composés organiques volatils. L'objectif est d'améliorer la qualité de l'air et de réduire les impacts néfastes de ces émissions sur la santé humaine et l'environnement.

iii. Promotion des énergies renouvelables :

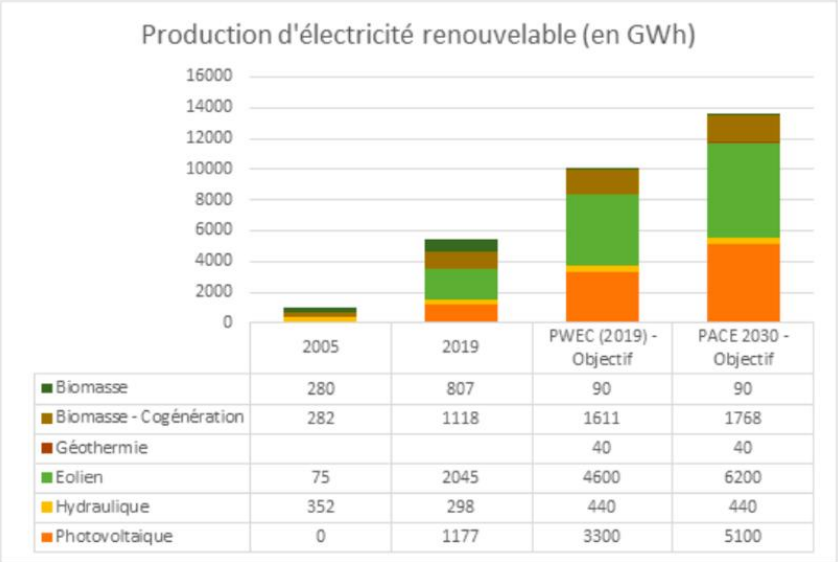
Le PACE encourage le déploiement des énergies renouvelables en soutenant entre autres le développement de parcs éoliens, de centrales solaires, de projets de biomasse. Il peut également inclure des incitations financières et des programmes d'encouragement pour entamer l'adoption des énergies renouvelables. Il vise à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique de la Wallonie à environ 28-29% d'ici 2030, par rapport aux 20% atteints en 2020.

iv. Sensibilisation et engagement :

Le plan comprend des actions de sensibilisation, d'éducation et d'engagement du public pour promouvoir une prise de conscience collective sur les enjeux environnementaux et encourager les comportements durables.

Le PACE Wallonie est mis en œuvre en collaboration avec les acteurs régionaux, les autorités locales, les entreprises, les associations et la société civile. Son objectif est de guider la Wallonie vers une économie plus sobre en carbone, résiliente aux changements climatiques et respectueuse de l'environnement, tout en créant des emplois verts et en améliorant la qualité de vie des citoyens wallons. (Gouvernement wallon, 2023)

A la lecture du tableau ci-dessous, on constate que l'augmentation des objectifs pour 2030 est uniquement réalisée par l'énergie photovoltaïque (+1800 GWh), éolienne (+1600 GWh) et dans une bien moindre mesure par la biomasse - cogénération (+157 GWh).



	2005	2019	PWEC (2019) - Objectif	PACE 2030 - Objectif
Biomasse	280	807	90	90
Biomasse - Cogénération	282	1118	1611	1768
Géothermie			40	40
Eolien	75	2045	4600	6200
Hydraulique	352	298	440	440
Photovoltaique	0	1177	3300	5100

Figure 6: Évolution de l'électricité renouvelable par technologie en 2005, en 2019, en 2030 dans le PWEC de 2019 et dans le PACE 2030, dans le PACE 2030 du Gouvernement wallon en 2023 p.30 https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/pace-2030-adopte-gw-21-mars-2023.pdf?ID=73812

1.6. État de la production d'électricité photovoltaïque

1.6.1. Filière photovoltaïque mondiale

On peut lire sur le graphe de l' « EPJ photovoltaics » l'évolution grandissante de la capacité installée de la puissance photovoltaïque mondiale. On voit notamment la Chine comme leader mondial suivie des Etats-Unis, de l'Inde et du Japon. La puissance mondiale de PV atteint presque les 1200 GWc.

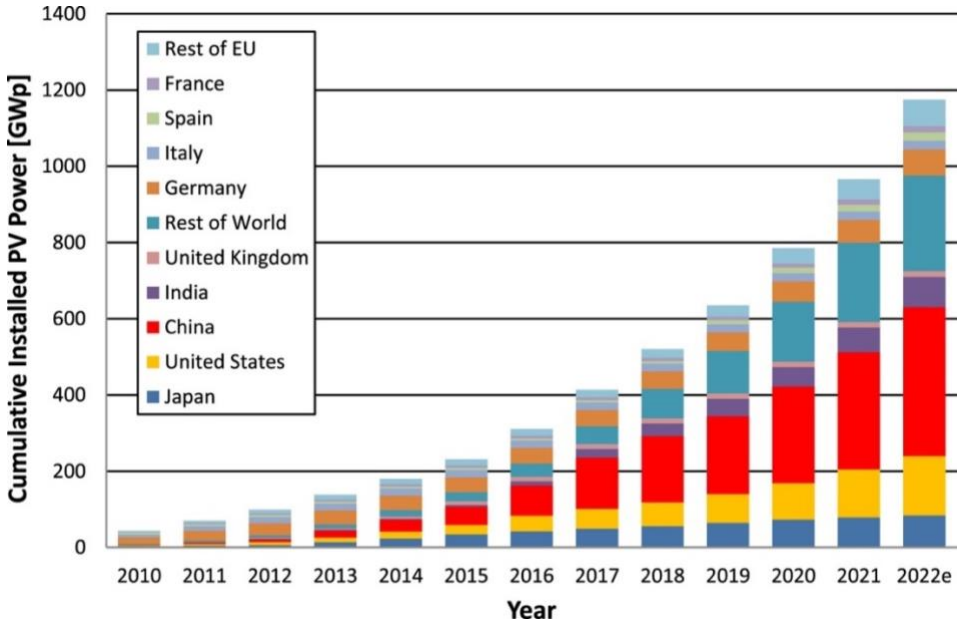


Figure 7: Évolution de la capacité installée au niveau mondial en fonction du temps et de la zone d'installation géographique, de l'EPJ Photovoltaics en 2022
https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/full_html/2022/01/pv220006/F3.html

1.6.2. Filière photovoltaïque au sein du mix énergétique mondial

Dans leur ouvrage Brault et Dollet (2013) donnent la définition suivante du mix énergétique *« Le mix énergétique décrit la combinaison de toutes les sources d'énergie (le gaz, le vent, l'eau, le soleil, le nucléaire, etc.) utilisées pour produire de l'énergie utilisable (électricité, chaleur). »* Cette combinaison dépend de la disponibilité des ressources, des coûts, des avantages, des impacts environnementaux et des gains économiques. En 2017, plus de 80% du mix énergétique mondial provient des énergies fossiles, avec une petite quantité d'énergie solaire et éolienne et 6% d'énergie nucléaire.

Le rapport Ember de 2022 présente une analyse détaillée du mix électrique mondial, c'est-à-dire la diversité des sources de production d'électricité à travers le globe. Il est précisé dans ce rapport que la demande globale d'électricité a connu une hausse de 2,5% en 2022 par rapport à l'année précédente. Il est également important de noter que près de 80% de cette augmentation de la demande a été satisfaite par l'essor des secteurs de l'énergie éolienne et solaire. (Jones, 2022)

De plus, il est important de noter, selon Jones, que la production d'électricité solaire en 2022 a augmenté de 24% par rapport à l'année précédente, satisfaisant la consommation annuelle de

l'Afrique du Sud, tandis que la production éolienne a crû de 17%, équivalant à la consommation du Royaume-Uni.

Il est d'ailleurs expliqué dans l'introduction du livre « L'énergie à découvert » que le secteur de l'énergie solaire photovoltaïque connaît une expansion remarquable, se positionnant comme la source d'énergie à la croissance la plus rapide. Ils expliquent que si cette tendance de croissance se maintient dans les années à venir, il pourrait sembler envisageable de substituer de manière significative les énergies carbonées à grande échelle d'ici une dizaine d'années, avec une réduction substantielle de l'utilisation du charbon d'ici 2035. (Brault & Dollet, 2013)

Il est toutefois important de souligner que cette évolution pourrait être soumise à des ralentissements potentiels, mais également à des accélérations dues à l'urgence climatique et aux implications de la situation en Ukraine. En effet, la crise énergétique en 2022 nous a montré l'importance de développer notre indépendance énergétique par rapport aux sources d'énergies fossiles.

1.6.3. Filière photovoltaïque en Wallonie

1) États des lieux de la production photovoltaïque

En 2019, la production d'électricité photovoltaïque était de 1 177 gigawattheures (GWh), tandis que l'objectif fixé pour la même année était de 3300 GWh, démontrant un écart très important entre les réalisations et les ambitions. En 2022, la production a atteint 1 617 GWh, montrant une amélioration par rapport aux années précédente, mais qui reste nettement en dessous de l'objectif à prévu pour 2019.

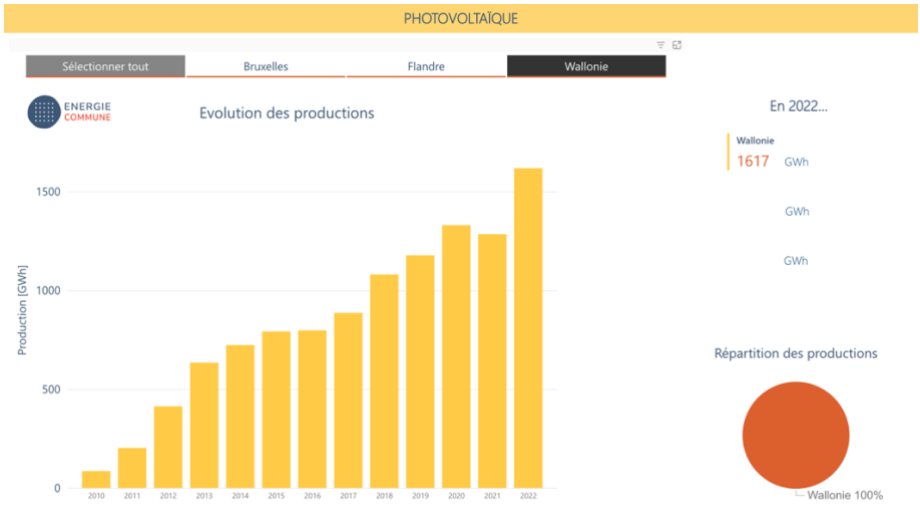


Figure 8 : Évolution de la production photovoltaïque en Wallonie, de Energie Commune en 2023
https://energiecommune.be/statistique/observatoire-photovoltaique

Cependant, pour atteindre les objectifs fixés pour 2030 (Figure 6), qui visent une production de 5100 GWh d'électricité photovoltaïque, il est nécessaire de tripler la production actuelle en seulement 6 ans. Cette perspective souligne l'ampleur du défi à relever pour accélérer le développement des énergies renouvelables photovoltaïques pour la région.

2) *Potentiel photovoltaïque en Belgique et en Wallonie*

Le potentiel photovoltaïque en Belgique est prometteur pour le développement des énergies renouvelables.

Selon l'article de Renouvelle du 8 octobre 2020, il est possible d'installer plus de 2 500 mégawatts crête (MWc) sur les friches industrielles ainsi que 200 MWc sur les parkings ce qui peut potentiellement représenter 200 gigawatt-heures[2] (GWh) de production électrique par an sur le territoire Belge. Pour se faire une idée, cela représenterait 4% de la production fixée pour 2030 dans le PACE de la Wallonie. (Haveaux & Wilkin , 2020)

Cependant, il convient de souligner que l'article indique que l'estimation de 200 MWc nécessite une précision plus accrue, et d'après mon sentiment personnel, ce chiffre est sous-estimé.

[2] L'estimation grossière en Belgique indique qu'1 MWc installé équivaut à une production de 1 GWh mais pour une estimation plus précise il est nécessaire de prendre en compte différents facteurs.

Le parlement wallon met également en évidence lors de son travail parlementaire sur l'agrivoltaïsme que *« selon différents experts, 30 % des besoins wallons en électricité pourraient être couverts en convertissant 1% des terres agricoles de la Wallonie à l'agrivoltaïsme. ».* Outre l'urgence climatique et énergétique, les coûts du photovoltaïque sont actuellement à leur plus bas. Selon Frédéric Lebeau, professeur à l'ULiège, *« une transition progressive vers l'électrification du matériel agricole est à prévoir ».* Les avantages pour les agriculteurs sont nombreux : les panneaux solaires agissent comme un abri pour les cultures et les animaux en cas de conditions climatiques extrêmes telles que la canicule, la sécheresse, le vent ou la grêle, tout en constituant un complément potentiel de revenu pour l'agriculteur. (Parlement de Wallonie, 2023)

On peut donc constater que le potentiel existe et notamment pour les ombrières photovoltaïques sur les parkings qui pourraient participer activement aux objectifs fixés par la région. Cependant, selon mon a

2. Photovoltaïque : Dimension Technique

2.1. Effet Photovoltaïque: Energie solaire vers un courant électrique

2.1.1. Explication simplifiée

Voici une explication simplifiée du fonctionnement des panneaux photovoltaïques réalisée à l'aide des livres d' Alain Ricaud, ainsi que celui de Lincot et Römer.

Les panneaux photovoltaïques sont des dispositifs qui convertissent la lumière du soleil en électricité utilisable. Ils fonctionnent grâce à l'effet photovoltaïque, qui est le phénomène par lequel certaines substances, telles que le silicium, génèrent de l'électricité lorsqu'elles sont exposées à la lumière. On parle ici de l''interaction photon-matière, l'énergie lumineuse est portée par les photons et lorsqu'un photon est absorbé par la matière, il transmet son énergie à un électron, un processus extrêmement rapide. Cette énergie est stockée sous forme électrique, avec l'électron changeant de potentiel.

2.2. Installations photovoltaïques

Pour une installation photovoltaïque deux composants sont indispensables, les panneaux aussi appelés modules où sont contenues les cellules photovoltaïques ainsi que des onduleurs qui permettent de transformer le courant continu en courant alternatif.

2.2.1. Panneaux photovoltaïques

Ils sont composés de cellules solaires qui captent la lumière du soleil et la convertissent en électricité. Les panneaux solaires sont généralement fabriqués à partir de silicium cristallin ou d'autres matériaux semi-conducteurs.

La puissance des panneaux photovoltaïques est exprimée dans l'unité Watt crête (Wc). Elle représente la puissance maximale que peut produire un panneau solaire dans des conditions standardisées. Une installation solaire comprenant 1000 panneaux de 500 watts crête aura donc une capacité de 5 000 000 watts crête soit 5 mégawatts crête (5 MWc).

Au niveau des cellules solaires il en existe différents type, notamment les cellules solaires monocristallines et polycristallines.

Les cellules solaires monocristallines sont fabriquées à partir d'un seul cristal de silicium, ce qui leur confère un rendement élevé. Là ou' les cellules polycristallines sont issues de plusieurs cristaux de silicium, ce qui les rend légèrement moins efficaces mais moins coûteuses à produire. (Joly & Slaoui, 2017)

On trouve aussi des panneaux solaires bifaciaux et monofaciaux qui se distinguent par leur capacité à capter la lumière solaire d'une seule face ou des deux faces. (Annexe 2)

Les panneaux monofaciaux sont les plus couramment utilisés dans les installations photovoltaïques. Ils sont conçus pour capter la lumière solaire uniquement par leur face avant, qui est recouverte de cellules solaires. La face arrière des panneaux est généralement opaque et sert de support structurel. Ces panneaux sont installés de manière à orienter leur face avant vers le soleil pour maximiser l'exposition aux rayons solaires. (Rodriguez , 2023)

De leur côté, les panneaux bifaciaux sont conçus pour capter la lumière solaire à la fois par leur face avant et leur face arrière. Les deux faces des panneaux sont recouvertes de cellules solaires, ce qui leur permet de collecter les rayons réfléchis par le sol, les bâtiments ou d'autres surfaces environnantes. Les panneaux bifaciaux sont généralement installés sur des supports élevés ou des surfaces réfléchissantes pour optimiser la réflexion de la lumière solaire vers leur face arrière. (Rodriguez , 2023)

2.2.2. Onduleur

L'onduleur est un composant essentiel qui convertit le courant continu (CC) produit par les panneaux solaires en courant alternatif (CA) utilisable dans les appareils électriques. Il assure également le suivi et le contrôle de la production d'électricité.

1) Courant continu (CC)

Le courant continu est un type de courant électrique dans lequel le flux d'électrons circule dans une seule direction constante, de la borne négative vers la borne positive. Dans les panneaux solaires, les cellules photovoltaïque génèrent du courant continu lorsque les photons de lumière solaire frappent la surface des cellules et libèrent des électrons. (Engie, 2019)

2) Courant alternatif (CA)

Le courant alternatif est un type de courant électrique dans lequel le flux d'électrons change périodiquement de direction. En pratique cela signifie que les électrons font des allers retours sur une distance de l'ordre du millième de millimétrique. Le courant alternatif est en réalité sinusoïdale et on obtient cette oscillation à l'aide d'un onduleur. (Engie, 2019)

Dans la plupart des réseaux électriques domestiques et industriels, le courant alternatif est utilisé pour alimenter les appareils électriques.

2.2.3. Câbles et connecteurs

Les câbles et les connecteurs sont utilisés pour relier les différents composants du système photovoltaïque, tels que les panneaux solaires, l'onduleur, et autre appareil utile à l'installation. Ils doivent être de haute qualité pour assurer une transmission efficace et sécurisée de l'électricité. C'est souvent un composant qui représente un certain coûts, particulièrement

lorsque l'installation solaire est de taille conséquente, notamment dans le cadre d'une centrale solaire.

2.3. Le Réseau électrique

Le réseau électrique est l'infrastructure qui permet de transporter l'électricité des centrales de production vers les consommateurs industriels et domestiques. Le réseau électrique est un système complexe de production, de transmission et de distribution de l'électricité. Il est composé de différents niveaux de tension, tels que la basse tension (BT), la moyenne tension (MT) et la haute tension (HT), qui jouent un rôle essentiel dans la distribution efficace et sécurisée de l'électricité.

Dans les systèmes électriques, la tension est un concept important pour comprendre comment l'électricité est générée, distribuée et consommée. La tension de l'électricité est un outil qui permet de transporter l'électricité en réduisant les pertes durant le transport. Plus la tension est élevée, plus les pertes sont faibles sur de longues distances. Par contre le coût de transformation vers une tension plus important est élevé et ne peut être envisagé que pour d'importantes productions.

Ces principes s'appliquent également au secteur photovoltaïque, où l'électricité générée doit être adaptée aux besoins du réseau électrique et de l'utilisateur final. Les systèmes photovoltaïques peuvent produire de l'électricité à différents niveaux de tension - basse, moyenne et haute - en fonction de la taille de l'installation et des exigences du réseau électrique local.

Afin de mieux appréhender le concept de réseau électrique et de tension dans le contexte d'un champs agrivoltaïque, prenons l'exemple du site de Wierde, situé dans la province de Namur en Wallonie. Ce champ solaire, d'une capacité d'environ 10 MWc, nécessite un raccordement au réseau électrique à moyenne tension.

En effet, les panneaux solaires installés sur le champs agrivoltaïque génèrent de l'électricité à une tension de 800 volts. Cependant, cette tension n'est pas suffisante pour le transport à moyenne tension, qui est essentiel pour acheminer efficacement l'électricité produite vers les utilisateurs finaux. Ainsi, une étape cruciale du processus de production électrique dans ce parc consiste à élever la tension à un niveau adapté au transport à moyenne tension.

Pour ce faire, une solution technique est mise en œuvre : la présence d'un transformateur. Ce transformateur permet de convertir la tension de 800 volts en une tension de 11 500 volts, adaptée au transport sur le réseau électrique à moyenne tension. Grâce à cette transformation, l'électricité produite par le champs agrivoltaïque peut être injectée de manière optimale dans le réseau électrique et être distribuée efficacement aux consommateurs.

2.3.1. Réseau basse tension et les installations photovoltaïques

La basse tension (BT) fait généralement référence à des tensions inférieures à 1 000 volts en courant alternatif (AC) ou à 1 500 volts en courant continu (DC). Dans le contexte des systèmes photovoltaïques, les panneaux solaires génèrent de l'électricité en courant continu à basse tension. Cette électricité est ensuite convertie en courant alternatif à l'aide d'un onduleur, ce qui permet son utilisation dans des installations résidentielles et commerciales, qui fonctionnent généralement à basse tension. Si l'électricité générée n'est pas immédiatement utilisée, elle peut être injectée dans le réseau électrique local, souvent à basse tension. (Ores, s.d.)

En Belgique, le réseau à basse tension connaît quelques difficultés causées par l'essor rapide des installations photovoltaïques sur les toitures. En effet, la popularité grandissante des panneaux solaires sur les bâtiments résidentiels et commerciaux a créé une saturation partielle du réseau à basse tension, en été lorsque l'ensoleillement est important. Dans ce cas, lorsque le réseau est incapable de prendre en charge toute l'électricité produite par les panneaux solaires, ces derniers peuvent être contraints de réduire leur production. Cela signifie que l'énergie solaire disponible ne peut pas être entièrement exploitée, entraînant ainsi une perte potentielle de revenus et d'opportunités pour les propriétaires d'installations solaires résidentielles. (Trends Tendances, 2023)

C'est notamment pour cette raison que le gouvernement wallon favorise des solutions alternatives et complémentaires telles que les ombrières photovoltaïques sur les parkings (objet de ce travail), les centrales solaires sur d'anciennes friches industrielles ainsi que le développement de l'agrivoltaïsme. Ces approches permettent de décharger le réseau à basse tension en orientant la production vers des réseaux de niveau supérieur.

2.3.2. Réseau moyenne tension et les installations photovoltaïques

La moyenne tension (MT), généralement définie comme étant comprise entre 1000V et 20 000 V, est couramment utilisée dans les réseaux de distribution d'électricité. Pour les installations photovoltaïques plus grandes, telles que les fermes solaires, l'électricité produite est souvent élevée à une tension moyenne à l'aide de transformateurs. Cette conversion permet une distribution plus efficace sur le réseau, car elle réduit les pertes d'énergie dues à la résistance des lignes électriques. (Ores, s.d.)

C'est sur le réseau moyenne tension que nous retrouvons les installations photovoltaïques de tailles plus conséquentes que les installations sur toitures comme les ombrières sur de grands parkings, des centrales photovoltaïques au sol ainsi que les champs agrivoltaïques.

2.3.3. Réseau haute tension et les installations photovoltaïques

La haute tension (HT), supérieure à 30 000 V, est utilisée pour le transport de l'électricité sur de longues distances, par exemple entre les centrales électriques et les villes. Bien que moins courant, certaines installations photovoltaïques de très grande envergure pourraient nécessiter une connexion haute tension pour injecter l'électricité produite dans le réseau. (elia, s.d.)

Le réseau haute tension est principalement alimenté par des centrales énergétiques de grande ampleur (nucléaire, thermique, hydrauliques, etc.)

2.4. Types d'installations

Il existe différentes formes d'installation photovoltaïque qui diffèrent en fonction de l'endroit ou' elles sont installées et de l'utilisation de l'électricité produite.

2.4.1. Utilisation de l'électricité

1) Autoconsommation

L'autoconsommation se réfère à l'utilisation directe, sans qu'elle soit injectée sur le réseau, de l'électricité produite par un système photovoltaïque, pour alimenter la consommation électrique d'une maison ou d'une entreprise. Cela signifie que l'énergie générée n'est pas renvoyée dans le réseau électrique, mais plutôt utilisée sur place, diminuant ainsi la quantité d'électricité nécessaire à acheter auprès du fournisseur d'énergie. En d'autres termes, l'autoconsommation transforme les consommateurs en producteurs d'énergie, aussi appelés « prosummer ». Cette

pratique peut considérablement réduire la dépendance à l'égard du réseau électrique, générer des économies sur les factures d'électricité, et contribuer à la durabilité énergétique en utilisant une source d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire. (Masson & al., 2016)

2) *Stockage*

L'électricité produite par une installation photovoltaïque peut être stockée de différentes manières mais seules les batteries et le pompage-turbine seront traités ci-dessous.

Il existe 3 types trois types de batteries principalement utilisées dans l'industrie : les batteries Plomb-acide, Nickel et Lithium. Ces batteries sont classées en fonction de la composition de leurs électrodes. Chacune d'entre elles possède une tension nominale spécifique, qui dépend du potentiel d'oxydoréduction unique à chaque couple oxydo-réducteur utilisé. L'avantage principal d'une batterie est qu'elle offre la capacité de stocker l'électricité générée pour une utilisation ultérieure. (Croci, 2014)

Le système de pompage-turbinage repose sur la présence de deux réservoirs d'eau à des altitudes différentes. Lorsque la production d'électricité dépasse la demande, une pompe est activée pour transférer l'eau du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur. Cette opération permet de stocker l'énergie sous forme d'énergie potentielle. En revanche, lorsque l'électricité est requise, l'eau est libérée du réservoir supérieur vers le réservoir inférieur en passant par une turbine. Ce processus entraîne la production d'électricité grâce à la conversion de l'énergie potentielle en énergie cinétique. (Gabathuler & al., 2015)

3) *Injection dans le réseau*

Lorsque l'on parle d'injecter dans le réseau, l'électricité est produite par un producteur, transportée et distribuée par un gestionnaire de réseau, vendue par un fournisseur et achetée par un consommateur à travers le réseau à un prix fixe ou variable pendant une période de temps déterminée.

Dans certains cas, les grands énergéticiens tels qu' Engie, Electrabel, EDF Luminus, Eneco Belgium, etc., peuvent agir à la fois en tant que producteurs d'électricité et fournisseurs. Cela signifie qu'ils sont responsables à la fois de la production d'électricité et de sa vente aux consommateurs finaux.

Inversement, il n'est pas toujours nécessaire de faire appel à un énergéticien pour la vente de l'électricité. En effet, un producteur peut directement trouver un consommateur en utilisant le réseau existant. Cette notion sera expliquée plus tard à travers l'appellation de Power Purchase Agreement par l'intermédiaire d'un agent d'équilibrage.

En Belgique, le marché du transport de l'électricité est organisé de manière géographique ainsi que par le niveau de tension. Pour le transport à haute tension, Elia est responsable de la gestion du réseau de transport (GRT) dans l'ensemble du pays.

Pour la distribution (GRD) à moyenne et basse tension, elle est répartie géographiquement. En Flandre, le gestionnaire de réseau de distribution est Fluvius. À Bruxelles, c'est Sibelga qui assure cette fonction. En Wallonie, on retrouve plusieurs gestionnaires de réseau de distribution, tels que ORES, RESA, AIESH et AIEG, qui opèrent dans différentes communes de la Wallonie.

Ces différents gestionnaires de réseau sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux de distribution à moyenne et basse tension dans leurs zones de desserte respectives, en veillant à fournir de l'électricité aux consommateurs finaux de manière fiable et sûre. Les GRD ont aussi dans leur mission le raccordement des nouvelles installations de production électriques.

2.4.2. Types de structures d'installations

Il existe différentes façons d'installer des modules photovoltaïques, avec cinq structures principales : les centrales au sol, l'agrivoltaïsme, les installations flottantes, et les ombrières photovoltaïques, cette dernière étant moins courante en Belgique malgré une demande croissante.

1) Centrale solaire au sol

Les centrales photovoltaïque sont des installations généralement de grande tailles et comptent une puissance de plusieurs mégawatts. On les retrouve généralement sur d'anciennes friches industrielles, des anciennes décharges ou d'autres zones répertoriées comme polluées au plan de secteur. On a un ratio généralement tournant autour de un mégawatts crête par hectare.

Figure 9 : Centrale solaire au sol à Braine l'Alleud de Perpetum s.d, https://www.perpetumenergy.com/project-sodever-braine-l-alleud/

2) Agrivoltaïsme

L'agrivoltaïsme est une pratique qui combine l'agriculture et la production d'électricité photovoltaïque sur un même terrain. Cela consiste à installer des panneaux solaires au-dessus des cultures ou des pâturages pour produire de l'électricité tout en continuant à utiliser la terre pour l'agriculture.

L'objectif principal est de développer la production d'énergies renouvelables sans empiéter sur les terres agricoles, en permettant une double utilisation de ces terres. Cela permet également d'optimiser l'utilisation des ressources solaires tout en minimisant l'impact sur l'environnement.

L'agrivoltaïque peut également offrir des avantages pour les cultures en dessous des panneaux, comme une protection contre les intempéries (grêle, gel, sécheresse, etc.) et une réduction de l'évaporation, ce qui pourrait être bénéfique dans les régions confrontées à des pénuries d'eau.

Ces installations sont généralement de grande puissance, et l'électricité qu'elles produisent est souvent réinjectée dans le réseau. Dans cette situation spécifique, le rapport est établi à raison de 1 hectare équivalent à 0,7 MWc.

Figure 10 : Champs Agrivoltaïque à Wierde de Ether Energy en 2023

3) Photovoltaïque flottant

Le photovoltaïque flottant, ou centrales solaires flottantes, consiste à installer des panneaux solaires sur une structure flottante sur une surface d'eau, telle qu'un lac, un réservoir ou une mer calme. Habituellement, l'électricité générée est destinée à être injectée dans le réseau électrique ou employée pour remonter l'eau dans les centrales hydroélectriques, dans le cas où l'installation solaire se situe au-dessus d'un bassin de cette dernière.

On peut démontrer plusieurs avantages de cette pratique, notamment le refroidissement des panneaux grâce à l'eau et ainsi ne pas dégrader leur efficacité lorsque les températures augmentent. En parallèle, les panneaux permettent à l'eau de ne pas s'évaporer trop rapidement en été. Il reste néanmoins des défis et des considérations environnementales à prendre en compte. Par exemple, l'impact sur la faune aquatique et les oiseaux et l'ombrage excessif pouvant affecter la vie aquatique.

Figure 11: PV Floating Gendringen de Perpetum s.d.,
https://www.perpetumenergy.com/project-vattenfall-netterden-gendringen-nl/

4) Toiture

L'installation de panneaux solaires sur une toiture, que ce soit dans un contexte résidentiel (sur le toit d'une maison), industriel (sur le toit d'une usine) ou agricole (sur un hangar agricole), est une pratique de plus en plus répandue. Cela s'inscrit principalement dans une démarche d'autoconsommation, où l'électricité produite est directement consommée sur place.

Dans le cadre résidentiel, l'installation de panneaux solaires sur le toit permet aux ménages de produire une partie de leur propre électricité, réduisant ainsi leur dépendance au réseau électrique et leur facture d'électricité.

Dans le contexte industriel, les usines, grâce à leur grande surface de toiture, peuvent installer des panneaux solaires pour produire une quantité significative d'électricité. Cela peut contribuer à compenser une partie de leur consommation d'énergie, qui est souvent élevée et ainsi diminuer leur empreinte carbone.

Enfin, dans le secteur agricole, les hangars ou les serres peuvent être équipés de panneaux solaires. Cela permet non seulement de produire de l'électricité pour les besoins de l'exploitation, mais aussi de valoriser des surfaces souvent peu utilisées.

Dans tous ces cas, l'objectif principal est l'autoconsommation : l'électricité produite est utilisée sur place, ce qui permet de réduire la dépendance au réseau électrique et de faire des économies. En outre, selon la réglementation locale, l'électricité excédentaire peut parfois être revendue au réseau, ce qui constitue une source de revenus supplémentaire.

Figure 12 : PV en toiture Genk de Perpetum s.d.
https://www.perpetumenergy.com/project-aperam-genk/

5) Ombrière photovoltaïque

Une "ombrière photovoltaïque" est une structure spécialement conçue pour fournir de l'ombre tout en captant l'énergie solaire à l'aide de panneaux photovoltaïques. Elle combine ainsi les avantages d'une couverture ombragée avec la production d'électricité renouvelable.
Une ombrière photovoltaïque se compose généralement d'une structure en métal ou en bois qui supporte les panneaux solaires au-dessus d'un parking. Les panneaux solaires captent l'énergie du soleil et la convertissent en électricité, qui peut être utilisée localement ou injectée dans le réseau électrique.

Les ombrières photovoltaïques sont de plus en plus utilisées dans les espaces urbains pour optimiser l'utilisation du sol tout en fournissant une source d'énergie propre. Elles offrent également des avantages tels que la protection contre les intempéries, la réduction de l'effet d'îlot de chaleur urbain et la promotion de la sensibilisation à l'énergie solaire.

C’est le thème principal de ce mémoire et une analyse plus détaillée de leur implémentations et leur rentabilité sera réalisé dans de la seconde partie de ce document.

Figure 13: Ombrière Photovoltaïque à Païri Daiza dans l’article de la DH de Bruno Deheneffe le 7 aout 2019 https://www.dhnet.be/regions/tournai-ath-mouscron/pays-vert/2019/08/07/pairi-daiza-construit-le-plus-grand-parking-photovoltaique-au-monde-VSMC3M5T6BGFHP4VLZOM2NVKRE/

3. Gisement Solaire

Le gisement solaire représente la quantité d'énergie solaire disponible dans une région donnée. Il est déterminé par divers facteurs, tels que l'ensoleillement, l'orientation et l'inclinaison des surfaces exposées au soleil, l'altitude, la latitude, la couverture nuageuse, la pollution atmosphérique, etc. Le gisement solaire est essentiel pour évaluer le potentiel d'utilisation de l'énergie solaire dans une zone spécifique. (Blanc & al., 2013)

3.1. Prévision du gisement solaire : Unité P50 ou P90

P50 et P90 sont des termes couramment utilisés dans le domaine de l'énergie pour évaluer la fiabilité et la prévisibilité des ressources énergétiques renouvelables, telles que l'énergie solaire ou éolienne. Ils sont souvent utilisés dans le contexte de l'estimation de la production d'énergie à partir de ces sources.

En utilisant à la fois P50 et P90, les planificateurs et les investisseurs peuvent mieux évaluer les risques associés à la production d'énergie renouvelable. Le P50 donne une estimation réaliste

ou médiane, tandis que le P90 offre une estimation plus conservatrice pour tenir compte des variations saisonnières, des fluctuations météorologiques et d'autres facteurs incertains qui peuvent affecter la production d'énergie renouvelable.

3.1.1. P50

P50 fait référence à la "valeur médiane" ou à la "valeur probable" d'une estimation. En d'autres termes, il s'agit de la quantité d'énergie que l'on peut raisonnablement prévoir être produite avec une probabilité de 50%. Il représente le niveau de production d'énergie attendu avec une probabilité de 50%. Par exemple, si l'on estime que la production d'une installation solaire atteindra 100 mégawatt heures (MWh) sur une base P50, cela signifie que la production réelle aura 50% de chances d'être supérieure ou inférieure à cette valeur. (Solargis, s.d.)

En d'autres mots et selon la définition de Solargis, « *le P50 est essentiellement un niveau de confiance statistique qui suggère que nous nous attendons à ce que la ressource solaire prévue ou le rendement énergétique puisse être dépassé avec une probabilité de 50% ».* Cela signifie également qu'avec la même probabilité, les attentes peuvent ne pas être atteintes.

3.1.2. P90

Le P90, en revanche, est utilisé pour représenter une estimation plus conservatrice ou pessimiste de la production d'énergie. Il indique le niveau de production d'énergie qui sera dépassé avec une probabilité de 90%. Autrement dit, il s'agit de la quantité d'énergie qui a 90% de chances d'être produite ou dépassée. Par exemple, si l'on estime que la production d'une installation solaire atteindra 100 MWh avec un P90, cela signifie que la production réelle aura 90% de chances d'être supérieure à cette valeur. (Solargis, s.d.)

Cet indicateur P90 est utilisé par les banques dans l'établissement de leur calcul de DSCR. DSCR (Service de la Dette sur les Fonds Propres), que nous détaillerons ultérieurement, est essentiellement un ratio imposé par les banques pour évaluer la capacité de remboursement d'un emprunteur.

3.1.3. Facteurs pris en considération et méthode de calcul

Comme nous l'explique la plateforme spécialisée Solargis, le calcul des scénarios à partir de l'estimation P50 prend en compte l'incertitude totale qui résume tous les facteurs impliqués dans la modélisation du rendement énergétique des installations solaires photovoltaïques.

Pour construire des modèles climatiques à long terme, des données solaires et météorologiques sur une période d'au moins 10 ans dans une région spécifique sont essentielles. Voici trois facteurs clés pour évaluer l'incertitude globale :

1) Incertitude des modèles

Les données standard fournissent des informations sur l'incertitude du modèle concernant les estimations annuelles de l'irradiance globale horizontale. L'incertitude du modèle inclut déjà les incertitudes liées aux mesures utilisées pour la validation du modèle. Dans le calcul de l'énergie PV, les valeurs d'irradiance globale sur le plan incliné sont utilisées, et les 2 modèles de conversions précédents contribuent également à l'incertitude totale. (Solargis, s.d.)

2) Variabilité interannuelle

Le climat varie d'une année à l'autre, selon des cycles à plus long terme et présente également une nature stochastique. Par conséquent, le rayonnement solaire, la température de l'air et le rendement énergétique PV peuvent différer chaque année par rapport à la moyenne à long terme, et cela est appelé variabilité interannuelle. Elle peut être calculée à partir des séries temporelles historiques sous la forme de l'écart type des séries de valeurs annuelles. Si l'on considère la variabilité interannuelle sur une période de N années, l'écart type doit être divisé par la racine carrée de N (typiquement une année, 10 ans, ou la durée de vie totale prévue de l'installation solaire). Pour une seule année, cette incertitude est maximale et elle diminue avec le nombre d'années. Dans le calcul de l'énergie P90, on suppose généralement le cas de variabilité pouvant être attendue pour une année donnée. Sur demande, le calcul de la variabilité sur une période plus longue (10, 20 ou 25 ans) est également fourni. Idéalement, la variabilité interannuelle de la production d'énergie PV est calculée à partir de séries temporelles historiques complètes. (Solargis, s.d.)

3) *Incertitude du modèle de simulation énergétique*

Cela concerne les imperfections des modèles de simulation énergétique PV, qui fournissent des valeurs de rendement énergétique attendu. Divers facteurs d'incertitude affectant la production d'énergie PV (pertes de salissure, disponibilité, etc.) doivent également prise en considération. Ici, l'évaluation se focalise sur la rigueur du modèle technique utilisé pour arriver à l'estimation du rendement solaire aux vues des installation prévues. (Solargis, s.d.)

4. Aspects financiers relatif à un projet photovoltaïque

4.1. Coûts

Un projet photovoltaïque comprend principalement trois types de coûts distincts, chacun ayant une linéarité différente et succédant à l'autre. Au stade initial de l'élaboration du projet, avant le démarrage effectif de la construction, les coûts de développement sont engagés. Une fois que le projet entre en phase de construction, les dépenses en capital entrent en jeu, représentant les coûts liés à la création et à la mise en service du projet. Ensuite, viennent les coûts d'exploitation qui couvrent toutes les dépenses apparues depuis la mise en service jusqu'à la fin du projet, y compris le démantèlement.

4.1.1. Coût de développement (DEVEX)

Le DEVEX (Development Expenditure), comme mentionné précédemment, englobe les dépenses associées à la phase initiale de préparation et de planification d'un projet, avant que la construction ne débute. On retrouve notamment les catégories de coûts suivantes :

- Les coûts de conception du projet représentent les dépenses liées à l'élaboration détaillée des plans et des designs de l'installation photovoltaïque. Des experts, architectes, bureaux d'études et des ingénieurs sont impliqués pour concevoir la disposition optimale des panneaux, des infrastructures électriques et autres éléments techniques du projet.

- Les coûts nécessaires à l'obtention des autorisations et des permis (urbanisme et environnement) indispensables au développement du projet. Cela peut inclure des études environnementales, des autorisations foncières, ainsi que des études paysagères pour évaluer la faisabilité du raccordement au réseau électrique.

- Les coûts de développement comprennent également les dépenses liées à la recherche de financements pour un projet d'une telle ampleur. Cela peut inclure les frais pour les projections financières, les études de faisabilité économique et les négociations avec les investisseurs ou les prêteurs potentiels.

- A la base de tout projet photovoltaïque, des coûts sont engendrés pour trouver le site propice à une installation solaire. Des consultants et des prospecteurs fonciers sont employés pour trouver un endroit approprié pour le projet.

En somme, les coûts de développement représentent l'investissement nécessaire pour mettre en place les bases solides du projet photovoltaïque avant d'entamer la construction.

4.1.2. Dépense en capital (CAPEX)

Le coût en capital, également appelé CAPEX (Capital Expenditure), dans un projet photovoltaïque englobe toutes les dépenses liées à la construction et à l'installation des panneaux solaires, de la partie électrique (onduleurs, transformateurs, raccordement) ainsi que de l'ensemble de la structure du projet. Ces coûts comprennent divers éléments nécessaires pour concrétiser le parc solaire et le mettre en service. Ci-dessous sont énoncés les principaux coûts inclus dans le CAPEX.

- Le coût des panneaux solaires et de leur installation. Dans le cas spécifique analysé dans le cadre de ce mémoire, ces coûts seront regroupés sous l'appellation EPC (Engineering Procurement and Construction). L'EPC englobe l'ensemble des opérations de construction, y compris l'installation des panneaux solaires et des structures, la réalisation des travaux de construction et l'ingénierie pratique nécessaire pour réaliser le projet depuis sa phase de conception jusqu'à sa mise en service.

- Les coûts de raccordement au réseau, également appelés « Grid Connection ». Cela fait référence à la mise en place de l’infrastructure nécessaire, pour acheminer l'électricité produite par les installations jusqu'à une cabine de moyenne ou haute tension, dépendant de taille du projet, où elle est ensuite distribuée sur le réseau électrique. Le gestionnaire du réseau de distribution se charge, moyennant un devis, des travaux nécessaires pour le raccordement à la cabine.

- La marge du développeur est également inclue dans les dépenses en capital. C'est ce qui permet au développeur de se rémunérer pour son travail effectué lors du développement du projet. Elle est généralement calculée en fonction du nombre de mégawatts crête (MWc) installés.

4.1.3. Coût d'exploitation (OPEX)

L'OPEX représentent tous les coûts qui apparaissent après la mise en service et ce pour la durée de vie de l'exploitation Les coûts d'exploitation sont généralement fixes et proportionnelles au nombre de mégawatt installés (€/MWc) et indexés chaque année à hauteur de l'inflation.

Le loyer distribué au propriétaire foncier annuellement est celui-ci proportionnel à la superficie du terrain. Le loyer par hectare (€/ha) est calculé sur bases des caractéristiques du site et de sa rentabilité.

Le coût pour la maintenance et la surveillance journalière du site. Ces coûts concernent les activités de surveillance régulière des installations pour s'assurer de son bon fonctionnement et de sa sécurité. Des équipes techniques effectuent des inspections périodiques, des vérifications et des réparations si nécessaire pour garantir une production d'électricité optimale. Ici aussi il est généralement lié à la capacité installée du site (€/MWc).

De plus l'OPEX reprend les coûts liés à la souscription d'assurance (€/MWc) pour protéger le site contre les risques potentiels, tels que les dommages matériels, les intempéries ou les événements imprévus.

4.2. Revenus

4.2.1. la vente de l'électricité

Un projet photovoltaïque vise à générer des revenus grâce à la vente d'électricité sur le marché ou à un tiers. De ce fait, deux aspects principaux déterminent ces revenus : la production d'électricité et le prix auquel cette production sera vendue.

$$Revenue = Production\ (MWh) * Prix\ (€)$$

1) Production

Fondamentalement, la production d'électricité dans un projet photovoltaïque dépend de deux facteurs principaux : la capacité installée en mégawatts crête (MWc) et l'irradiation solaire (kWh/m^2/jour). Ces deux éléments sont essentiels pour évaluer la puissance maximale que l'installation peut générer dans des conditions optimales, ainsi que l'impact des paramètres géographiques tels que la latitude, l'altitude, l'exposition au soleil et le climat local sur l'irradiation du site et ainsi sur la production d'électricité. (Vescovo, 2022)

C'est notamment grâce au gisement solaire (irradiation solaire) que se calcule le rendement, P50 ou P90 en fonction de l'incertitude du modèle recherchée comme expliqué précédemment, en y intégrant d'autres composantes expliqué ci-dessous et qui permet d'obtenir la fonction de la production.

$$Production\ (kWh) = Rendement\ (kwh/kwc) * Capacité\ (kWc)$$

Pour le calcul du rendement, on a notamment le "taux de rendement" ou "performance ratio" en anglais, qui mesure la capacité des panneaux solaires à convertir l'énergie solaire en électricité. Les fabricants de modules solaires garantissent généralement un taux de rendement initial compris entre 75 % et 85 %, ce qui influence grandement l'efficacité globale du système photovoltaïque. (Vescovo, 2022)

Les « pertes » dans le projet sont également un facteur crucial à prendre en compte. Elles dépendent de plusieurs aspects techniques tels que la distance entre les panneaux solaires et le réseau électrique, les caractéristiques de la connexion, la présence d'ombres, la transformation de l'électricité en courant continu vers un courant alternatif, et autres. Ces pertes peuvent représenter entre 0,5 % et 3 % du rendement total, et il est primordial de les minimiser pour optimiser la production d'électricité. (Vescovo, 2022)

La « disponibilité de l'installation » est un autre paramètre important, exprimant le pourcentage de temps pendant lequel le système photovoltaïque est fonctionnel et capable de produire de l'électricité, indépendamment de la source d'énergie réelle. Il s'agit d'un indicateur essentiel pour évaluer la fiabilité et la stabilité de la production d'électricité. (Vescovo, 2022)

2) *Le prix de l'électricité*

Le prix de l'électricité dépendra principalement du moment ou' elle sera vendue mais également de la manière dont elle sera vendue. Dans le cadre de ce mémoire nous parlerons principalement du Power Purchase Agreement (PPA) que l'on utilisera pour l'analyse. Et nous passerons rapidement en revue le marché de l'électricité avec d'une part le marché spot et d'autre part le marché à terme.

i. Marché de l'électricité

Le marché de l'électricité se compose de deux segments parallèles qui jouent un rôle essentiel dans la distribution et la vente de l'énergie. Tout d'abord, il y a le marché de gros, qui représente l'espace de transaction où les producteurs d'électricité vendent leur production aux distributeurs. Au sein de ce marché, l'électricité est échangée, achetée et vendue avant d'être acheminée à travers le réseau pour approvisionner les consommateurs finaux, à savoir les ménages et les entreprises.

D'autre part, nous avons le marché de détail, qui concerne directement les ménages et les entreprises. Ce marché se forme à partir du moment où l'électricité quitte le marché de gros pour être vendue aux consommateurs finaux par le distributeur.

Le prix final de l'électricité est constitué du coût de l'énergie en lui-même, auquel s'ajoutent divers coûts supplémentaires. Ces coûts supplémentaires incluent la marge du distributeur, les frais liés au transport de l'électricité à travers le réseau, ainsi que les redevances associées à différentes taxes et cotisations (Piscedda, 2017)

Cette notion est importante pour la suite de la thèse, car l'analyse de cas se focalisera exclusivement sur le coût de l'énergie, expliquant ainsi les différences avec le prix payé par le consommateur final sur le marché de détail. De ce fait, ci-dessous, nous ne détaillerons que le marché de gros, qui comprend notamment le marché spot et le marché à terme.

- **Marché spot**

Le marché spot pour l'électricité est une plateforme de trading où l'électricité est achetée et vendue pour une livraison presque immédiate. Sur ce marché, un producteur d'électricité peut vendre la quantité d'électricité qu'il a générée et un distributeur d'électricité peut acheter la

quantité exacte d'électricité dont il a besoin pour répondre à la demande des consommateurs. (Soyez, 2016)

Les prix sur le marché spot de l'électricité sont régis par l'offre et la demande. Par exemple, si la demande d'électricité augmente soudainement (comme pendant une vague de chaleur durant laquelle plus de climatiseurs sont en marche) et que la production d'électricité ne peut pas suivre, les prix sur le marché spot peuvent augmenter car l'électricité disponible pour livraison immédiate devient limitée. De même, si la production d'électricité est supérieure à la demande (comme pendant les heures creuses quand moins d'appareils sont en utilisation), les prix peuvent diminuer. Toutefois, il est important de noter que les variations de prix sur le marché spot de l'électricité sont souvent imprévisibles et difficilement anticipables par les participants du marché comme de fortes bourrasques de vent ou une centrale solaire avec un défaut technique bousculant l'offre. (Soyez, 2016)

En Belgique, c'est via la plateforme Belpex que le marché se tient, c'est un lieu d'échange où l'électricité est achetée et vendue pour une livraison quasi instantanée. Il se décompose principalement en deux segments, le marché « Day-Ahead » et le marché « Infra-day » (Piscedda, 2017)

Le marché Day-Ahead (marché du jour pour le lendemain) permet aux fournisseurs d'électricité de vendre et aux consommateurs d'acheter de l'électricité pour chaque demi-heure du jour suivant. Les transactions sont finalisées la veille, donnant ainsi aux acteurs une visibilité sur leur position pour le lendemain. (Piscedda, 2017)

Le marché Intraday (ou marché intrajournalier) permet aux acteurs d'ajuster leur production ou leur consommation d'électricité le jour même de la livraison, jusqu'à une heure avant chaque demi-heure de livraison. Il est particulièrement utile pour gérer les imprévus ou les fluctuations de la production d'énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, qui dépendent des conditions météorologiques. (Piscedda, 2017)

- **Marché à terme Endex**

Le marché à terme de l'électricité est une plateforme où des contrats à terme, appelés "futures", sont échangés. Ces accords contractuels prédéterminent l'achat ou la vente d'une quantité spécifiée d'électricité à un coût défini, pour une période ultérieure : un mois, un trimestre, ou

une année. Ces accords sont particulièrement utiles aux participants du secteur électrique (producteurs et consommateurs), leur permettant de se protéger contre les variations potentielles des prix de l'électricité ou de profiter de conditions favorables (Berk & De Marzo, 2014)

ii. Power Purchase Power Agreement (PPA)

Un PPA est un accord financier à long terme entre un producteur d'électricité, qui n'est généralement pas un fournisseur d'électricité et un acheteur (souvent une entreprise ou un service public). Le producteur génère généralement de l'électricité à partir de sources renouvelables, comme l'énergie solaire ou éolienne et vend cette électricité à l'acheteur. Un des buts recherchés est d'éviter une partie intermédiaire tel qu'un fournisseur d'électricité qui appliquerait à la fois sa marge sur le producteur et sur le consommateur, rendant le processus moins efficace. Dans le cadre d'un PPA, le prix de l'électricité est souvent fixe pendant toute la durée du contrat. Cette disposition permet à l'acheteur de se protéger contre les fluctuations futures des prix de l'énergie, tandis que le producteur bénéficie d'une sécurité financière à long terme pour son projet.

Il existe plusieurs types de PPA, notamment les PPA sur site (où l'installation de production est située sur le site de l'acheteur) et les PPA hors site (où l'électricité est livrée au réseau général et l'acheteur achète cette électricité à distance). Les PPA renouvelables permettent également aux consommateurs industriels de compenser une partie de leur empreinte carbone électrique grâce aux garanties d'origine qui seront émises par le producteur d'électricité verte que nous verrons dans la suite de cette partie.

Dans la section d'analyse de ce travail, nous appliquerons un Power Purchase Agreement (PPA) de 20 ans, fixé à 70 €/MWh. Ce niveau est basé sur les prix courants de l'électricité et le coût de négociation pour une durée comparable. Après l'expiration de ces 20 ans, l'électricité sera remise en vente sur le marché à un prix de 60 €/MWh pour maintenir un côté prudent dans nos prévisions. Cette évaluation a été réalisée en juillet 2023 avec l'aide de l'expert Alexandre Indequeu, fondateur de l'agence AYA, spécialiste du marché de l'électricité et de la négociation de PPA en Belgique.

4.2.2. Mécanisme de soutien : les certificats verts

1) *Utilité des certificats verts*

La Wallonie a mis en place un mécanisme de soutien visant à encourager la production d'énergie renouvelable et à atteindre les objectifs wallons dans ce domaine. Ce mécanisme repose sur l'octroi de certificats verts en fonction de la production électrique et de la filière utilisée. Les producteurs intéressés doivent réserver ces certificats verts dans une enveloppe spécifique attribuée à chaque filière. (Wallonie énergie SPW, 2022)

Le certificat vert est à une valeur garantie par la région wallonne de 65 €/CV et attribuée en fonction de la production de l'installation permettant de ce fait au producteur d'électricité verte d'avoir un complément de revenu lui permettant d'atteindre une rentabilité minimale pour que son installation puisse être financée par une banque. (SPW, 2023)

Autre aspect à préciser, les certificats verts sont belle et bien une mesure gouvernementale, mais leur financement repose en réalité sur les ménages et les entreprises. Les distributeurs d'électricité sont soumis à acheter un quota de certificats verts périodiquement auprès des producteurs d'électricité. Cependant, ce surcoût est directement transféré sur la facture d'électricité des consommateurs, faisant ainsi supporter le mécanisme des certificats verts par la collectivité.

Étant donné l'augmentation du prix de l'électricité de l'année dernière, la région ne distribue plus de certificat vert pour la filière photovoltaïque. Pour l'analyse de ce mémoire nous nous réfèrerons donc à la situation en 2021 avant la crise énergétique.

2) *Mécanisme d'octroi des certificats verts en Wallonie*

La manière dont est octroyées le taux de CV va dépendre de la taille du projet en terme de capacité installées ainsi que de la filière énergétique concernée.

Le nombre de certificats verts auxquels le producteur a droit est calculé en multipliant sa production d'électricité (Ep) par un facteur kECO qui prend en compte l'investissement réalisé, par un facteur kCO2 qui tient compte des émissions de CO2, et par un coefficient correcteur (Rho) spécifique aux filières hydroélectriques, photovoltaïques et éoliennes, qui prend en compte le prix de l'électricité. (Wallonie énergie SPW, 2022)

Nombre de CV = Ep x kECO x kCO2 x Rho

Pour bien comprendre, le kECO représente un coefficient. Le coefficient attribué pour un projet dépend de la taille de l'installation et de filière concernée. Cette méthode permettra d'assigner un montant spécifique de subvention par mégawatt heure (MWh) supplémentaire aux revenus de vente d'électricité pour le développeur.
Voici deux tableaux qui reprennent le niveau du coefficient kECO en fonction de la capacité installée de l'installation photovoltaïque et éolien.

Taille de l'installation solaire (kWc)	Coefficient kECO
Moins de 10	0
{10-250{	0,65
{250-1000{	0,52
Plus de 1000	0,39

Tableau 1: Les coefficients kECO pour la filière Solaire PV (du 01/07/2021 au 31/12/2021) en fonction de la taille de l'installation [3]

Il est important de noter que le taux d'octroi est séparé uniquement par filières ainsi que par taille et non pas par le type de structure employé. C'est-à-dire qu'un champs solaire au sol recevra le même nombre de certificats verts qu'une installation flottante ou une ombrière. Il n'existe pas de subdivision liée à la nature de l'installation, contrairement aux autres pays qui adaptent leur niveaux de soutien pour encourager les installations innovantes (ombrières, agrivoltaïque, flottant, etc.)

[3] (Wallonie énergie SPW, 2023)

Taille de l'installation éolienne (kWc)	Coefficient kECO
{0-100}	1
}100-1000}	1
Plus de 1000	0,73

Tableau 2 :Les coefficients kECO pour la filière Éolienne du 01/04/2021 au 31/03/2023 en fonction de la taille de l'installation[4]

Si pour une installation de 10 MWc (10 000 kWc) , on compare d'une part une installation photovoltaïque et d'autre part une installation éolienne, nous constaterons une différence au niveau des subsides obtenus.

- $Photovoltaïque\ (Prix\ du\ certificat\ vert) = 0{,}39 * 65\ €/CV = 26{,}13\ €/MWh$
- $Éolien\ (Prix\ du\ certificat\ vert) = 0{,}73 * 65\ €/CV = 48{,}91\ €/MWh$

Les différences de subsides entre l'éolien et le solaire s'expliquent par les coûts d'investissement distincts pour chaque filière. Les éoliennes nécessitent généralement des investissements plus importants que les champs solaires de taille comparable. Cependant, il est intéressant de constater qu'au sein d'une même filière énergétique, il n'y a à ce jour pas de distinction de subsides pour des installations de natures différentes, malgré leurs investissements distincts. Nous analyserons cela plus en profondeur dans la partie analyse.

4.2.3. Garantie d'origine (Garantee of Origin)

La Garantie d'Origine (GOO) est un mécanisme de certification qui atteste qu'une certaine quantité d'électricité a été générée à partir de ressources renouvelables. Elle est utilisée dans le cadre du Système d'Échange de Quotas d'Émission (ETS), qui supervise les limites d'émissions de CO2 des principaux émetteurs. Pour chaque mégawattheure (MWh) d'électricité verte qu'ils produisent, les producteurs d'énergie reçoivent une telle garantie. (Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières [Febeg], sd)

[4] (Wallonie énergie SPW, 2023)

Les consommateurs d'énergie peuvent acheter des GOO pour garantir que l'électricité qu'ils consomment provient de sources d'énergie renouvelables. C'est un moyen pour eux de soutenir la production d'énergie renouvelable et de réduire leur empreinte carbone. (Febeg, sd)

En Europe, le système de garantie d'origine est régi par la directive 2009/28/ce du parlement européen et du conseil de l'Union européenne sur la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Chaque état membre a mis en place son propre système pour délivrer, échanger et retirer les garanties d'origine.

Il convient de noter que l'achat d'une garantie d'origine ne signifie pas nécessairement que l'électricité renouvelable que vous avez "achetée" est celle qui alimente effectivement votre domicile ou votre entreprise. L'électricité produite à partir de sources renouvelables est injectée dans le réseau électrique et se mélange à l'électricité produite à partir de sources non renouvelables. Cependant, l'achat de garanties d'origine assure qu'une quantité équivalente d'électricité renouvelable a été produite et injectée dans le réseau. (Febeg, sd)

L'achat du GOO permet au producteur d'énergie renouvelable de dégager une un revenu supplémentaire. En Belgique, une garantie d'origine peut se négocier entre 5 et 8 €/MWh en 2023. (A.Indekeu, communication personnelle, juillet 2023) [5]

4.3. Indicateurs de performance financière

Les principaux indicateurs de performance jouent un rôle crucial dans l'évaluation de la viabilité et de la profitabilité d'un projet. Ils fournissent une vision globale de la rentabilité économique et financière du projet, permettant ainsi aux parties prenantes (investisseur, développeurs banques) de prendre des décisions éclairées. Parmi ces indicateurs, on trouve le Taux de Rendement Interne (TRI), le Coût Actualisé de l'Électricité (LCOE) et le DSCR entre autres.

4.3.1. Levelized Cost of Energy (LCOE)

Le LCOE (Levelized Cost of Energy) est un indicateur clé utilisé pour évaluer le coût complet de production d'électricité à partir d'une installation photovoltaïque sur toute sa durée de vie. Il prend en compte différents facteurs pour estimer les coûts associés au projet. Cela permet de

[5] Alexandre Indekeu, foundateur de AYA Energy, référence sur le marché de l'énergie

comparer la compétitivité du photovoltaïque par rapport à d'autres sources d'énergie, en prenant en considération l'ensemble des coûts sur toute la période d'exploitation. (Branker, Pathak, & Pearce, 2011)

Le calcul du LCOE prend en compte plusieurs éléments essentiels tels que les coûts d'investissement initial, les coûts opérationnels et les émissions de gaz à effet de serre. Tous ces facteurs sont évalués en fonction de la performance énergétique tout au long de la durée de vie du projet. (Tran & Smith, 2018)

$$LCOE = \frac{Coût\ Total\ Actualisé\ de\ la\ Durée\ de\ vie\ du\ Projet}{Energie\ Totale\ Produite\ Actualisée}$$

Les investissements initiaux, CAPEX, sont un élément essentiel du LCOE. Ces coûts comprennent, comme développé précédemment, l'achat et l'installation des panneaux solaires, des onduleurs, des supports de montage et des coûts de connexion au réseau électrique. De plus, les frais d'études et d'ingénierie nécessaires avant la construction sont également pris en compte.

Les frais financiers sont un autre aspect inclus dans le LCOE pour le photovoltaïque. Si le projet est financé en partie par des emprunts, les intérêts sur les prêts et autres coûts financiers associés sont pris en compte dans le calcul du LCOE. Cela permet de refléter l'impact du financement sur les coûts globaux du projet. (Tran & Smith, 2018)

Les coûts d'opération et de maintenance sont également pris en considération. Ces coûts comprennent les dépenses liées à l'entretien régulier des panneaux solaires, le remplacement de pièces défectueuses, les frais de personnel et autres dépenses opérationnelles. Ils sont essentiels pour évaluer les coûts continus associés à l'exploitation de l'installation photovoltaïque.

Contrairement à certaines sources d'énergie conventionnelles, le photovoltaïque a l'avantage de ne pas nécessiter de carburant autre que le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Par conséquent, les coûts de carburant sont nuls pour le photovoltaïque et les coûts compensatoires aux émissions ne sont pas à prendre en considération.

Le LCOE est évalué en fonction de la durée de vie pour refléter l'ensemble des revenus et des coûts sur cette période. La durée de vie de l'installation est donc une donnée importante dans

le calcul du LCOE. Pour une installation photovoltaïque, on parle de 25 à 35 ans, dépendamment de la technologie utilisée.

Enfin, il est actualisé en utilisant un taux qui représente le coût du capital ou encore le rendement attendu par les investisseurs. Cela permet de convertir les coûts et les revenus futurs en valeurs actuelles pour évaluer la rentabilité du projet photovoltaïque. (Branker, Pathak, & Pearce, 2011)

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du prix du MWh en Europe par technologie. Le photovoltaïque a diminué de 77% entre 2008 et 2018, l'éolien on-shore a diminué plus sensiblement à hauteur de 18%, là ou' l'éolien offshore a vu son LCOE augmenté de 20%. (Baudouard & al., 2020)

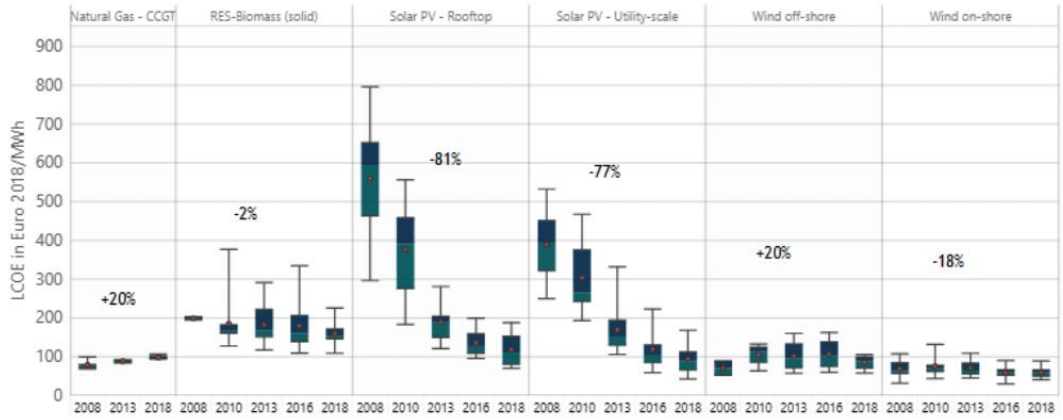


Figure 14: Résultat LCOE pour EU27 – Technologie principales comparaison – pourcentage entre 2008 et 2018 du rapport final sur le LCOE de Trinomics p.8 en 2020
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/final_report_levelised_costs_0.pdf

En résumé, le LCOE se présente comme un indicateur essentiel pour les investisseurs et développeurs qui désirent obtenir une vision précise des coûts actualisés liés à un projet énergétique. Grâce à cette mesure, il devient possible de comparer objectivement des projets similaires ou utilisant des technologies différentes. Ces dernières années, les coûts associés au photovoltaïque ont considérablement diminué grâce aux progrès technologiques, faisant ainsi de cette source d'énergie une alternative attrayante et durable.

4.3.2. Taux de rendement interne (IRR)

Le Taux de Rendement Interne, « Internal Rate Return » (IRR), est un indicateur financier utilisé pour évaluer la rentabilité d'un investissement sur une période donnée. Il représente le taux d'intérêt auquel la valeur actuelle nette des flux de trésorerie futurs du projet sont équivalant à zéro. Cela signifie que le IRR est le taux d'actualisation auquel les gains actualisés sont égaux aux coût actualisé. En d'autre termes, il indique le taux d'intérêt auquel un investisseur peut s'attendre à réaliser comme rendement sur son investissement initial. (Grégoire, 2019)

Si l'IRR est supérieur au taux utilisé pour évaluer le projet, dans notre étude de cas il sera fixé à 7%, cela signifie que le projet est rentable, car il générera un rendement supérieur au taux d'actualisation. En revanche, si l'IRR est inférieur au taux d'actualisation, le projet est considéré comme non rentable. (Vipond, 2020)

Un IRR élevé indique une meilleure rentabilité du projet, car il signifie que les flux de trésorerie futurs du projet génèrent un rendement supérieur au taux d'actualisation utilisé pour évaluer l'investissement.

L'exemple suivant permettra d'illustrer le concept du taux de rendement interne en suivant la rentabilité d'un projet d'installation photovoltaïque. L'investissement initial pour ce projet s'élève à 450 000 €. (Annexe 4)

En utilisant un taux d'actualisation de 7%, les flux de trésorerie générés par le projet ont été estimés sur une période de cinq ans. Les flux de trésorerie annuels prévus sont les suivants :

-Année 0 : -450 000 €
- Année 1 : 150 000 €
- Année 2 : 120 000 €
- Année 3 : 110 000 €
- Année 4 : 100 000 €
- Année 5 : 80 000 €

En résolvant l'équation du Taux de Rentabilité Interne (IRR) pour ces flux de trésorerie, il en ressort que l' IRR pour ce projet est d'environ 8,66%.

Cela signifie que si le projet se déroule comme prévu et que le taux d'actualisation reste à 7%, l'investisseur peut s'attendre à obtenir un rendement d'environ 8,23% sur son investissement initial de 450 000 €.

Dans le cadre des projets photovoltaïques, l'IRR joue un rôle essentiel dans l'évaluation des décisions d'investissement. Il permet d'identifier avec précision les projets économiquement intéressants parmi diverses options d'investissement. En utilisant l'IRR, les investisseurs peuvent déterminer le taux de rendement potentiel de chaque projet, ce qui facilite la prise de décision en privilégiant les initiatives les plus rentables et viables sur le plan financier. De ce fait, si le IRR est inférieur au taux d'actualisation, le projet ne représente pas un projet d'investissement rentable aux yeux des investisseurs.

Dans la deuxième partie de ce mémoire lors de l'analyse financière, nous allons aborder deux niveaux de rentabilité à l'aide du IRR à savoir le taux de rentabilité interne du projet (IRR Project) et le taux de rentabilité du capital (IRR equity).

On peut considérer l'IRR projet comme le taux de rendement global de l'ensemble du projet, prenant en compte tous les flux de trésorerie entrants et sortants. Il s'agit d'une mesure de la performance globale du projet, indépendamment de la structure de financement.

Quant à l'IRR equity, il se focalise sur le rendement des investisseurs ou actionnaires du projet. C'est une mesure de la performance du projet du point de vue des détenteurs de capitaux propres et de leur rendement spécifique et qui tient compte du levier bancaire utilisé dans un projet.

4.3.3. Debt Service Coverage Ratio (DSCR)

Le DSCR (Debt Service Coverage Ratio) est un indicateur financier crucial utilisé par les banques et les prêteurs pour évaluer la capacité d'emprunt d'un projet et sa solvabilité potentielle. Il mesure la capacité du projet à générer suffisamment de revenus pour couvrir le service de la dette, c'est-à-dire le remboursement du prêt, y compris les intérêts. (Corporate Finance Institute, 2023)

Le calcul du DSCR se fait en divisant l'Excédent brut d'exploitation (EBITDA) par les paiements de la dette annuelle (capital et intérêts) dûs aux prêteurs. Le ratio obtenu permet de déterminer si le projet génère suffisamment de revenus pour rembourser la dette de manière sûre et fiable. (Corporate Finance Institute, 2023)

$$Cover\ Ratio\ (Bank\ DSCR)\ =\ \frac{EBITDA}{Debt\ Services}$$

Un DSCR supérieur à 1,0 indique que le projet génère plus de revenus que nécessaire pour couvrir le service de la dette, ce qui est considéré comme nécessaire par les banques. Un DSCR inférieur à 1,0 signifie que le projet ne génère pas suffisamment de revenus pour rembourser sa dette, ce qui sera un point bloquant pour les prêteurs.

En fixant ces seuils, les banques veillent à s'assurer que le projet est financièrement viable et capable de faire face à ses obligations de remboursement de dette tout au long de sa durée de vie. Un DSCR suffisamment élevé indique que le projet dispose d'une marge de manœuvre financière pour faire face aux éventuelles difficultés et ainsi réduire les risques pour les prêteurs. Une exigence minimale typique de 1,25 fois est souvent demandée par les banques, mais ce seuil peut varier selon le secteur d'activité du projet. (Corporate Finance Institute, 2023)

En Belgique, pour les projets énergétiques tels que les installations photovoltaïques, les banques ont souvent pour pratique de fixer un DSCR moyen d'environ 1,15 sur l'ensemble de la période d'exploitation du projet. Cela signifie que, en moyenne, le projet devrait générer 1,15 fois plus de revenus que nécessaire pour couvrir le service de la dette (remboursement du prêt et intérêts) tout au long de la durée du projet.

De plus, les banques imposent généralement un DSCR minimum de 1,10, ce qui signifie qu'aucune année ne devrait avoir un ratio inférieur à 1,10. Cette exigence vise à assurer une marge de sécurité financière supplémentaire pour le projet.

Les développeurs de projets énergétiques cherchent donc à concevoir des projets avec un DSCR qui répond aux critères des banques, afin de maximiser leurs chances d'obtenir un financement bancaire à des conditions favorables. Une analyse financière approfondie et des projections réalistes sont essentielles pour démontrer la rentabilité et la solvabilité du projet aux prêteurs potentiels.

Partie 2 : Étude de cas – Ombrière Photovoltaïque

1. Contexte

Les ombrières photovoltaïques ont des structures spécialement conçues pour abriter des véhicules tout en captant l'énergie solaire pour produire de l'électricité. Elles se présentent sous la forme de toits ou de auvents installés au-dessus des espaces de stationnement tels que les parkings, les aires de stationnement des centres commerciaux, les aéroports, les stades et les zones industrielles. Les ombrières de parkings photovoltaïques, bénéficient d'un encouragement significatif dans plusieurs pays. Cette filière représente une solution fréquemment proposée en réponse aux projets de centrales solaires au sol ou aux projets agrivoltaïques. De la même manière que les toitures, les parkings constituent des surfaces déjà artificialisées qui offrent un potentiel inexploité en matière d'énergie solaire. Aux yeux du grand public, ces espaces sont perçus comme des zones à privilégier pour l'implantation de tels projets, avant de s'attaquer aux terrains perméables tels que les champs agricoles et les pâturages.

En France, par exemple, la législation impose l'installation de Carports photovoltaïques pour tout parking dont la superficie dépasse 1500 m². Cette exigence légale vise à favoriser la transition vers les énergies renouvelables et à renforcer la production d'électricité solaire. Les propriétaires de parkings qui ne se conforment pas à cette réglementation s'exposent à des sanctions financières (amendes). Chaque place de parking non conforme entraîne une amende de 50 euros par mois. Ainsi, un parking de 5000 places pourrait se voir infliger une amende totale de 250 000 euros. (Apex Energies, 2023)

Au Luxembourg, le développement des ombrières de parkings photovoltaïques est également encouragé par le biais d'appels d'offres. Le pays organise des procédures d'appel d'offres spécifiques pour les ombrières de parkings photovoltaïques, avec des critères et des catégories distinctes en fonction de la taille des installations. Cela permet de promouvoir la concurrence entre les projets et de sélectionner ceux qui offrent les meilleures conditions techniques et économiques.

En Belgique, bien qu'il n'y ait pas d'obligation formelle d'installer des ombrières de parkings photovoltaïques, elles sont souvent invoquées comme excuse de Nimby, « not in my back yard », c'est-à-dire lorsque les opposants locaux s'opposent à des projets de développement dans

leur voisinage. Le développeur de champs agrivoltaïque, Ether Energy, a reçu explicitement dans la cadre d'une demande de permis pour un projet agrivoltaïque un avis de la Direction du Développement Rural, de privilégier les espaces au-dessus des parkings avant d'utiliser les zones agricoles.

Dans l'ensemble, l'encouragement des ombrières de parkings photovoltaïques dans ces pays témoigne de l'intérêt de leur potentiel en tant que moyen efficace de production d'énergie renouvelable. Les avantages combinés de la production d'électricité solaire et de l'utilisation de l'espace des parkings offrent une solution pratique et audacieuse pour promouvoir la transition énergétique vers des sources plus durables. En outre, cela offre une manière efficace de rentabiliser le terrain sans accroître la pression sur les prix.

Cependant, il est également essentiel de prendre en compte les défis techniques que pose certain site en termes de rentabilité et de déploiement.

Tout d'abord, l'un des questions majeures est le coût de l'ingénierie, de la planification et de la construction (EPC) lié à l'installation de la structure sur un sol déjà bétonné. La nécessité d'adapter la structure aux spécificités du site peut engendrer des coûts supplémentaires, ce qui peut affecter la rentabilité globale du projet.

Un autre défi est lié à la densité des panneaux solaires. Traditionnellement, les panneaux sont installés au-dessus des véhicules, mais cela signifie que les chemins d'accès ne sont pas couverts par les panneaux solaires. Cette disposition peut limiter la surface disponible pour l'installation de panneaux solaires et potentiellement réduire la quantité d'énergie produite par rapport à une installation qui couvrirait l'ensemble de la surface du parking.

En outre, le rendement énergétique des ombrières photovoltaïques dépend de l'orientation du parking par rapport au soleil. Une orientation optimale permettrait aux panneaux solaires de recevoir un ensoleillement maximal tout au long de la journée, ce qui augmenterait la production d'électricité solaire. Cependant, si le parking a une mauvaise orientation par rapport au soleil, cela peut entraîner une diminution du rendement énergétique, ce qui pourrait avoir un impact sur la rentabilité du projet.

Il est important de prendre en compte ces facteurs lors de la conception et de l'installation des ombrières photovoltaïques. Des études préliminaires approfondies et une planification minutieuse peuvent aider à identifier les meilleures orientations et dispositions des panneaux solaires, afin de maximiser la production d'énergie solaire tout en tenant compte des contraintes du site.

2. Paramètres à prendre en compte

Pour choisir un site, plusieurs facteurs sont à prendre en considération. Les principaux facteurs sont l'orientation du site qui influencera la technologie utilisée et la rentabilité de production. Il y a également l'architecture du parking, c'est-à-dire la manière dont les places de parkings sont agencées.

2.1. Orientation et architecture

Les ombrières de parkings photovoltaïques se différencient des parcs photovoltaïques au sol en raison de leur dépendance vis-à-vis de l'architecture spécifique des parkings sur lesquels elles sont installées. Contrairement aux installations au sol, qui offrent une plus grande flexibilité d'orientation, les ombrières de parkings sont contraintes par les caractéristiques physiques et la disposition des parkings, ainsi que des places de stationnement. Cette dépendance architecturale peut limiter la capacité à orienter les ombrières vers le sud, où l'ensoleillement est optimal. Par conséquent, lors de la conception et de l'installation des ombrières de parkings photovoltaïques, il est crucial de prendre en compte ces contraintes afin de maximiser leur potentiel de production d'électricité solaire malgré ces limitations.

L'orientation du parking est d'une importance capitale pour la rentabilité d'un projet de parkings photovoltaïques. En effet, un terrain mal orienté peut engendrer des coûts de développement élevés qui ne seraient pas financièrement réalisables, tout en limitant la production d'énergie solaire de manière insatisfaisante pour soutenir efficacement la transition énergétique.

Pour le choix des parkings, deux orientations seront considérées pour les ombrières : l'orientation SUD (image de gauche) et l'orientation EST-OUEST/OUEST-EST (image de droite). Chacune de ces orientations entraînera un design spécifique pour les ombrières.

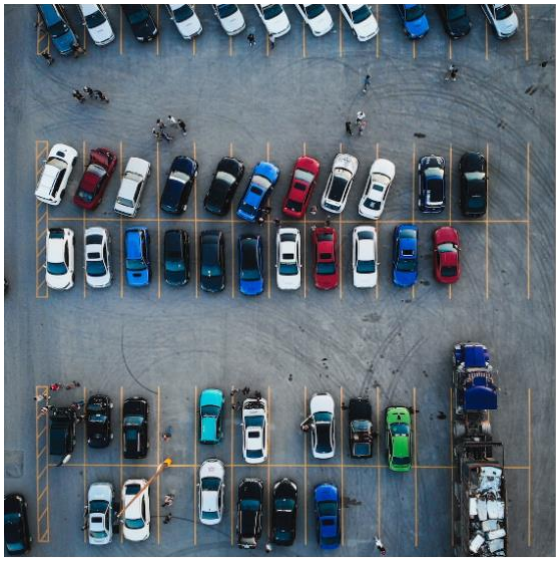


Figure 15 : Parking orienté Sud de Brydon Mcluskey https://unsplash.com/fr/photos/vMneecAwo34

vs Figure 16 : Parking Est-Ouest de Filip Filkovic Philatz https://unsplash.com/fr/photos/H-0afhW6p8Y

Figure 17 : Exemple des différentes orientations possibles, Capture d'écran Google Maps en 2023

Dans le cas de l'orientation Sud, on utilisera des ombrières plaçant plusieurs de panneaux l'un à la suite de l'autre en direction du sud. Permettant ainsi une exposition des panneaux et ainsi maximiser la rentabilité. Cette structure peut être utilisé jusqu'à un certain niveau d'orientation (Sud-Est, Sud-Ouest).

Figure 18 : Ombrière orientation Sud de la base de données de Ether Energy

En revanche, pour l'orientation Est-Ouest, les ombrières adopteront un design en chapeau, s'étendant du Sud vers le Nord, avec des rangées de panneaux orientés à la fois vers l'ouest et l'est. Cette configuration optimise l'exposition aux rayons solaires du matin à l'après-midi, maximisant ainsi la production d'énergie tout au long de la journée.

Figure 19 : Ombrière orientation Est-Ouest de la base de données de Ether Energy

2.2. L’agencement du parking

Un autre aspect limitant concerne la disposition des places de stationnement, qui se divise généralement en deux agencements principaux : le parking en bataille et le parking en épis.

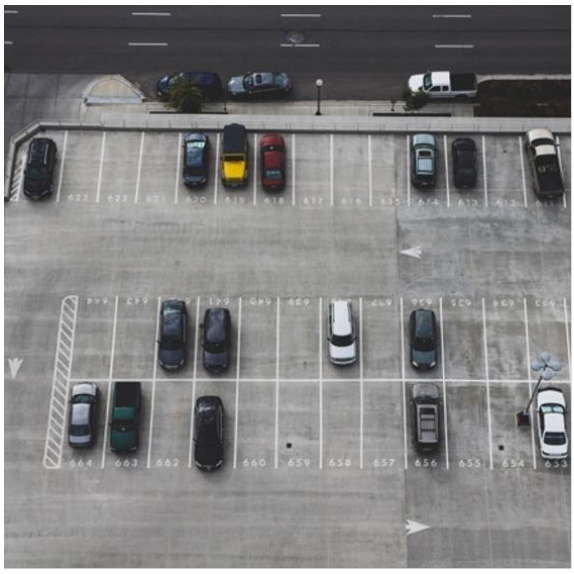


Figure 20 : Parking en bataillede John Matychuk https://unsplash.com/fr/photos/yvfp5YHWGsc

vs

Figure 21 : Parking en épis de Nick Karvounis https://unsplash.com/fr/photos/Txrdoeh5ros

La manière dont les places de stationnement sont organisées peut avoir un impact significatif sur l'installation d'ombrières photovoltaïques. Dans un parking en bataille, les voitures sont garées en ligne droite, parallèlement les unes aux autres. Cette disposition peut faciliter l'installation d'ombrières photovoltaïques, car elles peuvent être placées de manière continue au-dessus des véhicules, optimisant ainsi la capture de l'énergie solaire.

En revanche, dans un parking en épis, les voitures sont garées en diagonale par rapport à l'allée centrale. Cette configuration peut rendre plus complexe l'installation d'ombrières photovoltaïques, car elles doivent être adaptées à chaque place de stationnement individuelle. Cela peut entraîner une densité de panneaux solaires réduite et une limitation de la surface disponible pour la production d'électricité solaire. Jusqu'à présent, les recherches n'ont pas donné de résultat concluant quant à la disponibilité d'installateurs spécialisés dans la configuration d'ombrières pour les places de stationnement en épis.

3. Élaboration du design photovoltaïque

La première étape a consisté à choisir les panneaux photovoltaïques appropriés. Pour ce cas spécifique, les panneaux Risen 580 ont été sélectionnés en raison de leur taille adaptée aux ombrières photovoltaïques. De plus, afin d'augmenter le rendement de l'installation, des panneaux monocristallins bifaciaux ont été privilégiés. Cette technologie permet d'exploiter la lumière solaire provenant à la fois de la face avant et de la face arrière des panneaux, ce qui maximise la production d'énergie solaire.

Ensuite, il a fallu intégrer les contraintes de mobilité, prêter une attention particulière au passage des poids lourds et de leur itinéraire pour approvisionner le site. Une analyse du site et de son potentiel a été constituée et reprise en Annexe 5.

- **Design 4 Panneaux 12° - hauteur 2m**

Le design choisi utilise des panneaux solaires par rangées de 4 panneaux, soutenus par une seule structure couvrant 2 rangées de voitures en continu. Cela réduit le besoin de supports individuels, mais exige une structure plus robuste. L'angle d'inclinaison de 12 degrés est adopté pour maximiser le rendement énergétique, tout en évitant une structure trop haute et vulnérable aux vents forts. L'objectif est d'atteindre un compromis entre rendement solaire, hauteur de la structure et résistance aux conditions météorologiques.

La conception a été réalisée avec le logiciel HelioScope en prenant en compte toutes les contraintes mentionnées. Ce logiciel permet de modéliser et simuler les conditions d'ensoleillement spécifiques du site ainsi que les aspects techniques du projet. Le design final a été soumis à Nicolas Bauer de Perpetum, société spécialisée en installations photovoltaïques en Belgique, pour obtenir une estimation des prix. Le rapport de production complet se trouve en Annexe 6.

Les rangées de panneaux sont représentées en bleu au-dessus des places de parkings. Les lignes oranges représentent les allées empruntées par les camions et garantissent un espacement de 8m de largeur.

Figure 22 : Design photovoltaïque – Hélioscope 2023

4. Analyse financière

4.1. Méthodologie

L'analyse financière menée dans ce mémoire repose donc sur une comparaison entre deux projets spécifiques: un projet d'ombrières photovoltaïques et un parc agrivoltaique. Ces deux projets sont étudiés en parallèle pour mettre en lumière leurs divergences et similarités en termes de performances financières et économiques. Les résultats principaux du plan financier seront repris dans l'Annexe 7.

Pour mettre les deux en comparaison il faut cependant poser certains faits. Un projet agrivoltaïque peut obtenir un meilleur rendement grâce à une meilleure exposition solaire et une disposition plein sud des panneaux. Cependant, les espacements entre les rangées limitent la capacité d'installation. Si on souhaite la même capacité, il faudrait un terrain plus grand, ce qui augmenterait les coûts de location. Si la même surface est utilisée alors la capacité installée sera moins importante.

Pour l'exercice, on utilise un terrain de 8ha à défaut de 4ha pour le parking mais on conserve la même capacité de panneaux installés (3,80 MWc) , dans les deux cas, le loyer s'élève à 2000 € par hectare par an.

L'hypothèse de base pour le financement de ces projets est un mix de 70% d'endettement sur une durée de 20 ans avec un taux d'intérêt de 3,9%, reflétant le marché actuel pour ce type de projets, et 30% de fonds propres, avec les investisseurs anticipant un rendement de 7%. Même si la durée de l'emprunt peut sembler optimiste, elle permet de présenter les résultats sous un angle plus favorable.

Pour les deux projets, un niveau de subventions a été anticipé à travers un coefficient de certificats verts de 0,39 pendant 10 ans. Pour l'utilité de ce travail et une meilleur projection de la réalité nous utilisons le coefficient qui était applicable en 2021 avant la crise énergétique à la suite de la guerre en Ukraine. De plus, les garanties d'origine, échangées sur le marché entre 5 et 8 euros, sont estimées de façon conservatrice à 5 euros/MWh, ajoutant une source de revenus fixe pendant toute la durée de vie du projet.

Le prix de vente de l'électricité a été fixé dans le cadre d'un contrat d'achat (PPA) pour une durée de 20 ans au tarif de 70 euros/MWh, reflétant une approche conservatrice du marché. Après cette période, le prix de vente est estimé à 60 euros/MWh pour les 15 dernières année, montrant la viabilité du projet dans un scénario pessimiste. Ces estimations de prix ont été discuté avec Alexandre Indekeu, fondateur de AYA spécialiste du marché de l'électricité et de la négociation de PPA en juillet 2023.

Au niveau des coûts, les dépenses en capital (capex) ont été déterminées avec l'aide de l'EPIciste Perpetum par l'intermédiaire de leur responsable des offres Nicolas Bauer. Il nous a permis de déterminer que les coûts de construction pour le projet d'ombrières photovoltaïques s'élèveraient à 1 180 000 €/MWc contre 600 000 €/MWc pour le parc agrivoltaïque.

Par ailleurs, les coûts de raccordement au réseau électrique sont également à prendre en compte. Il est important de noter que ceux-ci s'avèrent plus élevés pour le projet agrivoltaique. Cela s'explique notamment par la spécificité du site d'implantation et l'étendue du terrain nécessaire à ce type d'installation. On a donc respectivement 59 211 €/ MWc pour les ombrières et 98 684 €/ MWc .

Enfin, sur le plan fiscal, nous avons opté pour un taux d'imposition de 25%. Correspondant au taux légal en vigueur. La dépréciation et l'amortissement des actifs sont, quant à eux, répartis sur une période de 15 ans.

4.2. Investissement initial

Le projet d'ombrières photovoltaïques sur les parkings nécessite un investissement initial de 4 907 760 €, incluant les coûts d'acquisition des équipements solaires, les installations sur les parkings, les frais d'ingénierie et de conception, ainsi que les dépenses administratives et juridiques. En considérant le coût marginalisé, ce projet représente une dépense de 1 289 000 €/MW. Comparativement, un projet agrivoltaïque de même ampleur requiert un investissement initial de 711 516 €/MW. (Perpetum, discussion, 26 juillet 2023)

Ce montant est inférieur de près du double à celui du projet d'ombrières photovoltaïques en raison des coûts EPC (Ingénierie, Approvisionnement et Construction) plus élevés pour les ombrières photovoltaïques. Dans les installations agrivoltaïques, les coûts EPC s'élèvent à 600 000 € par mégawatt installé, tandis que pour les ombrières, ce chiffre atteint 1 180 000 € par mégawatt installé (près de 50% de moins).

Toutefois, il convient de noter que l'agrivoltaïque peut s'avérer plus onéreux en termes de location du terrain et de raccordement au réseau de distribution. Les autres composantes du capex sont très similaires entre les deux projets.

CAPEX	Ombrières	Agrivoltaïsme
EPC	4 484 000 €	2 280 000 €
Grid connection	225 000 €	375 000 €
Developpment fee	171 000 €	171 000 €
Landlease during construction	8 000 €	16 000 €
Banking fee	760	760 €
Project management	19 000	19 000 €
Total	**4 907 760 €**	**2 861 760 €**

Tableau 3 :Comparaison d'investissement initial entre les deux projets , capacité de 3,8 MWc

4.3. Revenus

1.1.1. Vente de l'électricité

Le projet d'ombrières photovoltaïques sur les parkings permet d'atteindre, sur la base d'une estimation P50 (probabilité de 50 %), une production électrique annuelle de 3838 MWh. Ce montant est actualisé en tenant compte d'un taux de dégradation de 0,5 % par an, ce qui signifie que la production projetée atteindra 3560 MWh en année 15 et 3237 MWh en année 35.
Sur la base des prévisions préliminaires, l'électricité sera commercialisée à un tarif fixe de 70 €/MWh dans le cadre d'un contrat (PPA) de 20 ans, avant d'être vendue sur le marché à un tarif de 60 €/MWh pour le reste de la période d'exploitation, soit 15 ans. En première année on obtient donc un revenue de 268 687 €, en année 16 il est de 249 225 € et de 226 585 € en année 35.

Dans le cas d'un champ agrivoltaïque de même capacité, il générera légèrement plus de revenus en raison d'un meilleur rendement solaire, permettant de produire 3881 MWh dès la première année et de générer un revenu de 271 692 €. Les revenus des deux projets ne présentent pas de différences significatives.

Vente de l'électricité	Année 1	Année 16	Année 35
Projet Ombrière	268 687 €	249 225 €	194 216€
Projet Agrivoltaïque	271 692 €	252 013 €	196 388 €

Tableau 4: Évolution des revenus liés à la vente d'électricité à travers la durée d'exploitation

4.3.1. Mécanisme de soutien – Les certificats verts

Pour rappel, pour le calcul nous utilisons le kECO de 2021 afin de revenir à une situation antérieure à la crise énergétique survenue en 2022. En 2021, le coefficient de certificat vert (kECO) est de 0,39 pour les installations photovoltaïques d'une capacité supérieure à 1MWc. Les subsides octroyés grâce aux certificats verts seront perçus durant les 10 premières année.

Sur cette base, le montant de 25,35 €/MWh sera perçu par le développeur en supplément du prix qu'il reçoit pour l'électricité et ceci pour les deux projets comparés durant les 10 premières années.

Subsidy scheme in Belgium		
Green certificate	status	Yes
Green certificate tariff	€/GC	65,00
K eco	coef	0,39
Green certificates term	years	10
Green certificates start period	year	1
Green certificates start year	year	2 026
Green certificates end year	year	2 035
Green certificates start month	month	November
Green certificates effective start	years	0,17
Green certificates effective end year	years	9,17
Green certificates price	€/MWh	25,35
Subsidies index	%	0,00%

Tableau 5 : Schéma subsidiaire en Belgique - les certificats verts

Les subventions pour les ombrières s'élèveront à environ 97 303 € la première année et 93 011 € pour la dixième année. Pour le champ agrivoltaïque, les subventions correspondantes seront d'environ 98 391 € la première année et 94 051 € pour la dixième année.

Revenus Certificats Verts	Année 1	Année 10
Projet Ombrière	97 303 €	93 011 €
Projet Agrivoltaïque	98 391 €	94 051 €

Tableau 6: Évolution des revenus liés à l'obtention de subsides (certificat vert) à travers la durée d'exploitation

Le mécanisme de soutien étant directement lié au nombre de certificat vert obtenus parallèlement au nombre de MW(h), les deux installations comparée jouissent du même kECO et de ce fait d'un montant de subsides très proche.

4.3.2. Garantie d'origine (Garantee of origin)

Pour les garanties d'origine comme dit précédemment, elles se négocient à hauteur de 5€ / MWh en 2023. Le GOO est indexé chaque année de 1% et s'ajoute lui aussi au prix à laquelle l'électricité est vendue et ce durant toute la durée de vie du projet.

Les GOO pour le cas des ombrières permettent de générer un revenu de 19 192€ en année 1, de 17 802 € en année 16 et de 16 185€ en année 35.

Revenu GOO	Année 1	Année 16	Année 35
Projet Ombrière	19 192 €	17 802 €	16 185 €
Projet Agrivoltaïque	19 407 €	18 001 €	16 366 €

Tableau 7 : Évolution des revenus liés à la vente de Garantie d'origine à travers la durée d'exploitation, indexe 1%

Comme pour la section précédente, étant directement lié à la production , les deux installations comparées sont fortement similaires également

4.4. Coûts d'exploitation et de maintenance

Les deux projets présentent une catégorie de coûts totalement identique, car elle est directement liée au nombre de MWc installés à l'exception du loyer qui sera discuté par hectare, et de l'assurance qui sera proportionnelle au prix de l'EPC. Le projet agrivoltaïque sera de ce fait la 2 fois plus cher en montant locatif disposant de deux fois plus d'hectares.

En effet, les différences en termes de loyer sont expliquées par la nécessité d'avoir une surface plus grande pour obtenir la même capacité installée dans le cas d'un champs agrivoltaïque. Les coûts en opérationnels sont déduits chaque année et actualisés à un indexe de 2%.

OPEX	Condition	Start/year	End/yr	€/MW	€	€
Opex inflation	2,00%	1	35			
Operating & Maintenance		1	35	5 000	19 000	19 000
Landlease	2000 €/Ha	2	35	2 105	8 000	16 000
Insurance	0,20%	1	35	2 360	8 968	4 560
Asset management		1	35	3 250	12 350	12 350

Tableau 8 : Comparaison des coûts d'exploitation entre ombrières (vert) et agrivoltaïque (jaune)

Ci-dessous une captures des coûts opérationnels et de maintenance pour différentes année :

Opex	Année 1	Année 16	Année 35
Projet Ombrière	40 318 €	65 030 €	94 736 €
Projet Agrivoltaïque	35 910 €	68 864 €	101 779 €

Tableau 9 : Évolution des coûts d'exploitation à travers la durée d'exploitation, indexe 2%

On peut voir une inversion de tendance après l'année 1 étant donné que le loyer ne commence à être comptabilisé, qu'à partir de l'année 2 dans l'Opex.

4.5. Flux de trésorerie et évaluation de la rentabilité

4.5.1. Calcul du cash-flow net

Le cash-flow net est une mesure financière essentielle qui évalue la santé financière globale d'une entreprise. Il représente la différence entre les flux de trésorerie entrants et sortants, permettant de déterminer si l'entreprise génère plus de liquidités qu'elle n'en dépense. Une valeur positive indique une santé financière favorable, tandis qu'une valeur négative peut signaler des problèmes de liquidités.

Le tableau ci-dessous permet de comparer les cash-flow de nos deux projets, il est intéressant car il permet d'identifier des mouvements importants au niveau Business plan.

Net Cash-Flow	Année 1	Année 16	Année 35
Projet Ombrière	-52 811 €	38 068 €	87 087 €
Projet Agrivoltaïque	96 724 €	67 956 €	83 557 €

Tableau 10 : Évolution des net cash-flow à travers la durée d'exploitation

Pendant les premières années, le projet des ombrières se retrouve dans une situation délicate en raison d'un manque de liquidités. La principale cause de cette situation est l'importance de la dette, qui est considérablement plus élevée en raison de l'investissement par rapport au champ agricole. En revanche, en fin d'exploitation, on constate que le projet des ombrières génère un flux de trésorerie net plus important que celui du champ agrivoltaïque, car ses dépenses opérationnelles sont moins élevées que celles du champ agricole (étant donné que la surface est deux fois plus grande, le loyer est également deux fois plus élevé).

4.5.2. Évaluation des indicateurs financiers (LCOE, IRR, DSCR)

1) *Levelized cost of energy*

Le levelized cost of energy (LCOE) est un indicateur qui permet d'estimer le coût actualisé de production par mégawattheure (MWh) pour un projet donné. Nous l'avons actualisé en utilisant un taux de 7%, qui représente le rendement attendu par les investisseurs. Cette mesure nous donne une vision claire du coût réel de l'électricité produite sur la durée de vie du projet.

LCOE (7%)	Projet Ombrière	Projet Agrivoltaïque
NPV cost	5 685 629 €	3 690 536 €
NPV energy	47 156 MWh	47 684 MWh
LCOE	120,57 €/MWh	77,40 €/MWh

Tableau 11: Comparaison des LCOE entre les deux projets

L'analyse met en évidence que le projet d'ombrières photovoltaïques présente un coût actualisé de l'électricité (LCOE) bien plus élevé que celui du projet agrivoltaïque, reflétant ainsi un coût de production d'électricité supérieur pour les ombrières. Cette différence de coût peut être principalement attribuée à des facteurs tels que les coûts de construction plus élevés associés aux installations d'ombrières sur les parkings, ainsi qu'une moindre efficacité énergétique par rapport au projet agrivoltaïque, bien que cette différence soit peu significative.

2) *Taux de rentabilité interne (IRR)*

Penchons-nous maintenant sur le taux de rentabilité interne que peut générer le projet des ombrières. Cet indicateur va permettre de dégager le taux de rentabilité du projet à laquelle un investisseur peut s'attendre. Nous allons va aborder deux niveaux de rentabilité à savoir le taux de rentabilité interne du projet (IRR project) ainsi que le taux de rentabilité du capital (IRR equity).

Indicateur de rentabilité	Projet Ombrière	Projet Agrivoltaïque
IRR project	3,08 %	8,23 %
IRR equity	2,38 %	12,39 %

Tableau 12: Comparaison du IRR equity et du IRR projet

Les taux de rentabilité interne des deux projets présentent des écarts significatifs, mettant en évidence des différences importantes en termes de rentabilité financière.

Pour le projet d'ombrières photovoltaïques, l'IRR project est relativement bas à 3,08%. Ce taux indique que le projet peut ne pas être aussi rentable qu'espéré, et les investisseurs pourraient faire face à des défis pour obtenir des rendements attractifs sur leur investissement initial.

En revanche, le projet agrivoltaïque présente des taux de rentabilité beaucoup plus élevé. Avec un IRR projet de 8,23 %, le projet offre des rendements significativement plus attractifs que les ombrières photovoltaïques. De plus, l'IRR equity de 12,39 % indique que les investisseurs en capitaux propres peuvent espérer obtenir des rendements bien supérieurs à l'IRR projet initial. Ces chiffres positifs soulignent la viabilité financière du projet agrivoltaïque et sa capacité à générer des profits prometteurs pour les parties prenantes.

3) *Debt services coverage ratio (DSCR)*

Le DSCR est un indicateur indispensable pour les banques, c'est sur base ce dernier que la banque décidera ou non de suivre le financement du projet.

Formellement, on divise l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) par la totalité des coûts annuels associés à la dette, intérêt et remboursement du principal.
En pratique, 2 niveaux vont être observés par la banque. Tout d'abord le DSCR moyen observé sur la durée du prêt doit être supérieur à 1,15. Ensuite, la banque impose également qu'aucune des années ne pourra se trouver en-dessous du seuil de 1,10.

Pour satisfaire au premier critère, qui exige une moyenne supérieure à 1,15, nous avons dû effectuer une modélisation de la dette. Cela signifie que nous avons réparti le poids de la dette en fonction des flux de trésorerie générés. Durant les 10 premières années, la dette représente 60% du montant total (soit 6% par an), tandis que les 10 dernières années, elle atteint 40% (soit 4% par an). Cette modélisation n'a pas été réalisée au hasard et correspond aux revenus supplémentaires perçus durant les 10 premières années grâce aux certificats verts.

Indicateur de rentabilité	Projet Ombrière	Projet Agrivoltaïque
DSCR average	1,15 =1,15	1,96 > 1,15
IRR equity	1,01< 1,10	1,73 > 1,10

Tableau 13: Comparaison des DSCR moyen et minimum

Les résultats obtenus suggèrent que le projet des ombrières ne satisfait pas les conditions requises. En effet, le DSCR moyen s'établit à 1,15 et le DSCR minimum à 1,01, ce qui ne satisfait pas les exigences des institutions bancaires. Cela constitue un obstacle majeur pour l'obtention d'un prêt bancaire et de ce fait le financement initial du projet.

4.6. Résultats de la comparaison et pistes de résultat

Après l'analyse financière menée en comparaison avec un projet de la même filière et de capacité identique, plusieurs résultats sont à mettre en lumière. Les résultats des indicateurs de performance indiquent un manque de rentabilité et un coût élevé de production pour le projet des ombrières photovoltaïques par rapport au projet agrivoltaïque.

En effet, le taux de rentabilité interne du projet ne dépasse pas les 3,08 %, ce qui indique une fragilité inquiétante et une compétitivité peu attrayante. Si l'on utilise le cas en agrivoltaïque en comparaison, il obtient un LCOE à hauteur de 77,40 € le MWh ainsi qu'un taux de rentabilité interne du projet de 8,23 %.

Dans le contexte actuel, le projet d'ombrières n'est pas viable, principalement parce qu'il ne réussirait pas à rassembler les capitaux nécessaires pour son démarrage, étant donné un rendement des capitaux investis inférieur à 2%. Il serait compliqué de trouver un investisseur sur le marché prêt à contribuer à l'investissement à ce taux. De plus, l'option d'un prêt bancaire est compromise à cause de coefficients de couverture du service de la dette (DSCR) insatisfaisants. Par conséquent, il apparaît peu envisageable que le projet puisse être mis en œuvre dans les conditions actuelles.

La suite de l'analyse tirera l'origine des résultats obtenus et les solutions envisageables pour augmenter la rentabilité et la viabilité du projet des ombrières sur parking.

4.6.1. Origines de la sous performance économique des ombrières photovoltaïques

Lorsqu'on examine la dimension financière et que l'on compare les deux projets, à savoir les ombrières photovoltaïques et l'agrivoltaïque, on constate immédiatement une différence significative dans le coût en capital requis pour les ombrières.

En effet, le coût de construction des ombrières est deux fois plus élevé en raison de la nécessité de structures en acier plus hautes et de l'installation sur un sol goudronné et de fondations en béton. Ces facteurs entraînent une augmentation des coûts de mise en œuvre, ce qui se répercute sur le rendement financier du projet global.

Par ailleurs, bien que les deux projets comparés présentent des différences dans leur nature respective, ils reposent tous deux sur la même technologie photovoltaïque. Cela implique que les revenus générés par ces projets sont principalement influencés par la performance de cette technologie, indépendamment des variations de coûts liées à la nature spécifique de leur installation. En conséquence, il n'y a pas de différence significative dans les revenus entre les deux projets, car ils tirent tous deux leurs gains principalement de l'utilisation de la technologie photovoltaïque. Cela met en évidence l'importance de considérer attentivement les coûts de construction et d'exploitation, tout en reconnaissant que la technologie photovoltaïque demeure le facteur clé déterminant des revenus pour ces deux types de projets.

4.6.2. Les pistes pour augmenter la rentabilité

Pour augmenter la rentabilité du projet, il est possible de considérer deux approches : la réduction des coûts ou l'augmentation des revenus.

1) Réduction des coûts

Dans le cas présent, les coûts initiaux et opérationnelles sont indépendants de notre champ d'action et il est actuellement difficile de trouver une alternative à la fois plus économique et offrant le même niveau d'efficacité et de sécurité.

D’autres part pour pouvoir diminuer les coûts bancaires et faciliter la négociations des termes de financements, il est primordial de répondre aux critères des DSCR. Ce qui n’est pas le cas pour les ombrières étant donné que à ce stade l’EBITDA n’est pas suffisent pour contenter le DSCR.

2) Augmenter les revenus

Il existe différent moyen d’augmenter les recettes. Dans le cadre de ce mémoire nous allons explorer l’ augmentation du prix de vente de l’électricité ainsi que l’augmentation du niveau de subside.

i. Augmenter le prix de l'électricité

En ce qui concerne les revenus, l'augmentation du prix de vente de l'électricité PPA et post PPA pourrait sembler être une solution pour atteindre le niveau de rentabilité souhaité. Cependant, pour obtenir un taux de rentabilité interne projet à 7%, il faudrait négocier le prix du PPA à 115€ par MWh pour 20 ans. Une telle augmentation représente plus de 45€ de différence par rapport à un projet agrivoltaïque que nous avons vu, ce qui peut sembler peu réaliste dans un marché régulé par l'offre et la demande.

ii. Adapter le coefficient kECO des certificats verts

Une autre possibilité pertinente à aborder est de jouer avec le mécanisme de soutien mis en place.

En augmentant le taux de certificat vert, nous cherchons à optimiser les revenus générés par les subsides. Cette approche vise à accroître la rentabilité du projet étudié en maximisant la valorisation de l'électricité produite. L'augmentation du kECO permettra d'obtenir des revenus supplémentaires, contribuant ainsi à atteindre l'objectif de rentabilité souhaité de 7%.

Afin de mieux comprendre le fonctionnement du système de soutien, nous nous appuyons sur les informations fournies par le SPW concernant les certificats verts. Le coefficient kECO a été initialement établi en se basant sur l'hypothèse de coûts d'investissement de 600 000 € par mégawatt installé (MWc) pour les projets photovoltaïques.

Lorsque nous examinons les coûts d'investissement pour notre projet de champs agrivoltaïque, nous constatons que l'estimation du SPW n'est pas trop éloigné de la réalité, avec un coût projeté d'environ 700 000 € / MWc.

Cependant, la situation diffère considérablement pour notre projet d'ombrières photovoltaïques, car les spécialistes estiment que les coûts d'investissement s'élèveront à environ 1 180 000 € /MWc, soit presque le double de l'estimation du SPW.

A titre de comparaison l'investissement estimé par le SPW pour l'éolien est de 1 350 000 €/MWc pour une installation de la même capacité et obtient un kECO de 0,73.

En manipulant le kECO dans le business plan nous arrivons aux résultats du tableau suivant :

kECO	Certificat Vert	IRR Ombrières Projet	IRR Ombrière Equity
0,39	25,35 €/MWh	3,08 %	2,38 %
0,73	47,45 €/ MWh	4,39 %	4,93 %
1,42	92,30 €/MWh	7,40 %	13,37 %

Tableau 14 :Analyse de l'impact du coefficient de certificat sur le taux de rentabilité interne

Cette différence marquée dans les coûts d'investissement met en évidence l'importance de calibrer avec plus de précision le coefficient kECO au sein de chaque filière en relation avec la nature de l'installation et non pas uniquement sur base de la filière.

Il est crucial de souligner que malgré des investissements similaires pour l'éolien et les ombrières photovoltaïques, leurs rendements sont largement différents. Une éolienne produit en moyenne 2000 kWh/kWc tandis qu'une ombrière photovoltaïque fournit environ 1000 kWh/kWc. Par conséquent, les revenus engendrés par ces deux technologies sont inégaux. Pour une approche plus réaliste, un coefficient kECO de 1,42 semble plus judicieux pour atteindre les objectifs de rentabilité des investisseurs.

Si nous évaluons les nouvelles informations dans le plan financier :

- En envisageant une augmentation du coefficient kECO à 0,73, les indicateurs financiers montrent un taux de rendement interne (IRR) du projet de 4,39 % et un IRR sur fonds propres (IRR equity) de 4,93%. Malheureusement, ces taux restent relativement faibles, ce qui peut ne pas être suffisamment attractif pour certains investisseurs, surtout lorsque l'on considère que le rendement d'une obligation émise par l'État belge sur une période de 20 ans évolue entre 3,4% et 3,6%.

- L'augmentation du coefficient kECO à 1,42 se traduit par un rendement interne du projet à 7,40 %, tandis que l'IRR sur fonds propres (equity) atteint 13,37 %. Ces deux taux de rendement interne élevés sont des signaux encourageants pour les prêteurs et les investisseurs potentiels. Ils rendent le projet d'ombrières photovoltaïques particulièrement attractif et compétitif en tant que décision d'investissement.

3) *Coûts de l'augmentation des subsides pour la collectivité*

Envisageons les deux scénarios précédents : le premier qui adopterait un coefficient similaire à celui de l'éolien pour refléter un niveau d'investissement comparable, et le second qui tiendrait compte des objectifs de rentabilité, en intégrant à la fois la contrainte de l'investissement et les réalités du rendement de l'installation. Comme évoqué précédemment p. 40, l'impact financier lié aux certificats verts est assumé par les ménages et les entreprises, ce qui signifie que toute augmentation du coefficient kECO les affecte directement.

Tout d'abord, l'ajustement du coefficient kECO à 0,73 offrirait aux ombrières photovoltaïques un support de 48,91 € supplémentaire par mégawattheure. Si nous prenons comme exemple l'implémentation de 100 MWc en Wallonie, produisant environ 100 GWh d'électricité par an. Le coût engendré par l'augmentation du coefficient serait de 4 891 000 € par an pendant une période de 10 ans, ce qui représente une dépense totale approchant les 50 millions d'euros sur cette période.

Dans la deuxième simulation, pour d'atteindre un taux de rentabilité interne (IRR) du projet qui répond aux objectifs des investisseurs (7%), nous utilisons un coefficient de 1,42. Cela entraîne un prix de 92,30 €/ MWh, ce qui engendre une dépense supplémentaire de 9 230 000 € par an, soit une dépense totale approchant les 100 millions d'euros après 10 ans à la charge du consommateur.

Il convient de souligner que nous évoquons ici les coûts associés à la production de 100 GWh par le biais des ombrières photovoltaïques, représentant seulement 2% des 5100 GWh de production fixée comme objectifs pour la filière photovoltaïque en Wallonie d'ici 2030.

Conclusion

La conclusion de ce mémoire sur le potentiel des ombrières photovoltaïques sur les parkings wallons comme levier d'accélération de la transition énergétique révèle des constats cruciaux.

Premièrement, il est indéniable que les parkings représentent des surfaces attrayantes pour le développement des ombrières solaires pour atteindre les objectifs fixés à l'horizon de 2030. Les avantages combinés de la production d'électricité solaire et de l'utilisation de l'espace au-dessus des parkings offrent une solution pratique et astucieuse pour promouvoir la transition énergétique sans utiliser des espaces naturels.

Cependant, il est utile de noter que certains parkings pourraient ne pas être adaptés pour des ombrières en raison d'une orientation ou d'un agencement peu favorable ou d'une distance inappropriée pour un raccordement électrique. Ces facteurs pourraient limiter les emplacements propices pour implémenter des ombrières solaires en région wallonne.

Deuxièmement, nous avons pu voir dans l'analyse financière du cas pratique que la rentabilité d'un projet d'ombrières photovoltaïques avait rencontré des difficultés majeures. Il est à noter d'autant plus que cette analyse est basée sur le mécanisme de soutien de 2021, aujourd'hui le mécanisme de soutien ne délivre plus de certificat vert à la filière photovoltaïque en Wallonie.

Tout d'abord, les indicateurs de performance révèlent que le projet n'obtient pas le taux de couverture minimum requis pour obtenir le financement des banques. En effet, le DSCR indique que le projet ne satisfait pas le taux de couverture imposé par les banques, ce qui rend difficile l'obtention d'un prêt bancaire. Ensuite, le taux de rentabilité interne du projet, aux alentours de 3%, n'encourage pas les investisseurs à investir dans celui-ci. Nous nous retrouvons donc avec un projet qui rencontre des difficultés majeures et rédhibitoires à être financé.

Une analyse plus détaillée des aspects financiers met clairement en évidence que les coûts d'investissement sont la principale raison du manque de rentabilité des ombrières photovoltaïques. En effet, le CAPEX requis pour ces installations est deux fois supérieur à celui d'un champ agrivoltaïque produisant une quantité équivalente d'électricité. D'autant plus que dans les faits, un champs agrivoltaïque a généralement un rendement supérieur et le potentiel de générer plus d'électricité que les ombrières photovoltaïques.

Suite à cela, nous avons examiné diverses possibilités visant à améliorer la rentabilité du projet. Bien que la perspective de réduire les coûts et d'augmenter le prix de l'électricité ne semblait pas convaincante, la reconsidération du mécanisme de soutien est apparue comme une option pertinente dans notre analyse.

En explorant le mécanisme de soutien, il est intéressant de noter qu'au sein d'une même filière énergétique, aucune distinction n'est faite jusqu'à présent concernant le coefficient kECO, même pour des installations de natures différentes qui impliquent pourtant des investissements distincts.

On dispose ainsi d'ombrières photovoltaïques au coût d'une éolienne avec l'efficacité d'une installation solaire. La combinaison, ayant un coefficient kECO semblable au solaire, cette formule ne peut pas représenter une solution au service de la rentabilité.

Ce constat, nous pousse donc à nous questionner sur la manière dont le mécanisme de soutien est construit en Wallonie et à réfléchir sur son amélioration en ajustant le coefficient kECO spécifiquement à la réalité de chaque nature d'installation et non plus uniquement sur la capacité installée.

De ce fait, lorsque le coefficient kECO est ajusté au niveau de l'éolien, 0,73, le projet devient finançable et atteint modestement les attentes de rentabilité des investisseurs. Pour rencontrer à la fois le coût d'investissement et les objectifs de rentabilité des investisseurs, le coefficient doit être porté à 1,42 soit près de 3,64 fois plus que son niveau en 2021 à 0,39.

Si l'on envisage d'augmenter le coefficient kECO, il est nécessaire de prendre en compte une augmentation des dépenses pour les ménages et les entreprises. La mise en place de 100 MWc en Wallonie représenterait un coût de 50 à 100 millions d'euros pour la collectivité sur une période de 10 ans, selon la valeur du coefficient.

Il incombe donc à la région d'évaluer si cette dépense est justifiée au regard de la production de 100 GWh estimée que représente le potentiel des ombrières. Cela constitue 2% des objectifs fixés par la Wallonie pour la filière photovoltaïque (5100 GWh).

De ce fait, à l'aide de l'expérience acquise lors de mon stage et des enseignements tirés lors de l'élaboration de ce mémoire, il me semble peu avisé de privilégier la filière des ombrières photovoltaïques en Wallonie dans le contexte actuel des certificats verts. Le coût élevé de cette technologie par rapport à d'autres options solaires compétitives, ainsi que son rendement relativement limité, sont les principales raisons qui sous-tendent cette opinion. Pour atteindre activement les objectifs régionaux à l'horizon de 2030, il serait plus judicieux d'opter pour d'autres alternatives photovoltaïques plus performantes tant sur le plan énergétique qu'économique.

Pour conclure, il est donc essentiel de peser les avantages de stimuler le développement des ombrières photovoltaïques contre les coûts supplémentaires supportés par les contribuables. Une analyse approfondie de l'impact financier, environnemental et social est nécessaire pour prendre une décision éclairée et mettre en œuvre une politique durable pour soutenir efficacement la transition vers des sources d'énergies renouvelables au vu du contexte climatique actuel. Il est donc légitime d'ouvrir la discussion sur les sacrifices que les politiques régionaux sont prêts à prendre pour soutenir ou non le développement des ombrières photovoltaïques en Wallonie. Si un soutien est accordé, une aide budgétaire significative sera nécessaire et une révision du mécanisme de soutien est à réaliser. Dans le cas contraire, il serait judicieux d'explorer leur appui à d'autres solutions alternatives.

Bibliographie

Intergovernemental Panel on Climate Change [IPCC]. (2011). *Renewable energy sources and climate change mitigation.*

Agence wallone de l'air et du climat. (s.d.). *Chagement climatique, ses origines* . Récupéré sur Wallonie environnement Awac : https://awac.be/changement-climatique/ses-origines/

Apex Energies. (2023). *Obligation d'ombrière de parking : que prévoit la loi climat et résilience en 2023 ?* Récupéré sur Apex Energies: https://www.apexenergies.fr/ombriere-photovoltaique/obligation-ombriere-parking/

Azjoul, T. (s.d.). *Énergie solaire Photovoltaïque.* Maroc: Cours de la faculté de scientifique de Tétouan.

Baudouard , T., Moeria de Oliverira, D., Yearwood, J., & Torres, P. (2020). *Final reports cost of energy (LCOE).*

Berk, J., & De Marzo, P. (2014). *Finance d'entreprise.* Pearson.

Blanc , P., Espinar, B., & Wald, L. (2013). *La ressource solaire : importance et moyens de caractérisation*. Récupéré sur https://doi.org/10.4000/books.editionscnrs.11054

Branker, K., Pathak, M., & Pearce, J. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and suitable energy reviews*.

Brault, P., & Dollet, A. (2013). Introduction au mix énergétique. Dans R. Mosseri, & C. Jeandel, *L'énergie à découvert.* CNRS Éditions.

Chaar, L., lamont, L., & El Zein, N. (2011). *Renewable and Sustainable Energy Reviews.*

Climat.be. (s.d.). *Politique climatique fédérale*. Récupéré sur CLIMAT.BE - Le site fédéral belge pour une information fiable sur les changements climatiques: https://climat.be/politique-climatique/belge/federale#:~:text=La%20politique%20climatique%20f%C3%A9d%C3%A9rale%20vise,cadre%20climat%2D%C3%A9nergie%202030).

Climat.be. (s.d.). *Réchauffement planétaire*. Récupéré sur climat.be: https://climat.be/changements-climatiques/changements-observes/rechauffement-planetaire

Commission européene. (2020). *Plan de relance pour l'Europe.* Récupéré sur commission europa: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/recovery-plan-europe_fr

Conseil de l'union européenne . (2020, 12 18). *Accord de Paris: le Conseil transmet la communication concernant la CDN au nom de l'UE et des États membres.* Récupéré sur

consilium europa : https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2020/12/18/paris-agreement-council-transmits-ndc-submission-on-behalf-of-eu-and-member-states/

Conseil européen. (s.d.). *Ajustement à l'objectif 55*. Récupéré sur consilium europa: https://www.consilium.europa.eu/fr/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/

Corporate Finance Institute. (2023, 05 02). *Debt service coverage ratio*. Récupéré sur CFI: https://corporatefinanceinstitute.com/resources/commercial-lending/debt-service-coverage-ratio/

Crémone , E. (2023). *Fit for the future, not Fit-for-55* . Récupéré sur Ember: https://ember-climate.org/insights/research/fit-for-the-future-not-fit-for-55/

Croci, L. (2014). *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs [Thèse]*. Récupéré sur Ecole nationale supérieure d'ingénieurs de potiers: https://theses.hal.science/tel-00943296/file/These_Croci.pdf

elia. (s.d.). *Notre infrastructure*. Récupéré sur elia: https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/nos-infrastructures

Engie. (2019). *Courant alternatif, courant continu, quelles différences ?* Récupéré sur Engie: https://particuliers.engie.fr/electricite/conseils-electricite/conseils-installation-electrique/courant-alternatif-continu.html#:~:text=Courant%20continu%20%3A%20le%20flux%20des,les%20deux%20sens%20du%20circuit.

European environment agency. (2021, 05 11). *Changement climatique et eau: océans plus chauds, inondations et sécheresses*. Récupéré sur eea.europa.eu: https://www.eea.europa.eu/fr/signaux/signaux-2018/articles/changement-climatique-et-eau-oceans

Febeg. (s.d.). *Les Labels de Garanties d'Origine (LGO) certifient le caractère renouvelable de l'énergie livrée via un contrat d'énergie verte*. Récupéré sur febeg: https://www.febeg.be/fr/domein/labels-de-garanties-dorigine

Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières [Febeg]. (s.d.). *Les Labels de Garanties d'Origine (LGO) certifient le caractère renouvelable de l'énergie livrée via un contrat d'énergie verte*. Récupéré sur febeg: https://www.febeg.be/fr/domein/labels-de-garanties-dorigine

Gabathuler, S., Pavanello, D., & Münch, C. (2015). Le pompage-turbinage à petite échelle pour le stockage local d'énergie. *Bulletin ElectroSuisse*.

Gouvernement wallon. (2023). *Plan Air Energie Climat 2030 de la Wallonie (PACE 2030).*

Grégoire , P. (2019). *Intrdouction à la Finance - Cours magistral.* Université Catholique de Louvain .

Haveaux , C., & Wilkin , B. (2020, 10 08). *Centrales photovoltaïque au sol : choisir des prioritaires sans incidence pour les riverains*. Récupéré sur Renouvelle: https://www.renouvelle.be/fr/centrales-photovoltaiques-au-sol-choisir-des-sites-prioritaires-sans-incidence/

Intergovernemental Panel on Climate Change [IPCC]. (2023). *Climate Change 2023 Summary for Policymakers.* Hoesung Lee, José Romero, The core wrinting team.

Joly, J., & Slaoui, A. (2017). *Silicium cristallin : de la cellule au module.* Récupéré sur https://doi.org/10.4000/books.editionscnrs.11058

Jones, D. (2022). *Global Electricity Review 2022.* Récupéré sur Ember: https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/#supporting-material

Lincot, D., & Römer, T. (2022). *Énergie solaire photovoltaïque et transition énergétique.* Récupéré sur https://doi.org/10.4000/books.cdf.14041

Masson, G., Briano, J. I., & Baez, M. J. (2016). *Review and analisys on PV self-consumption policies.* Récupéré sur International Energy Agency [IEA]: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_-_Self-Consumption_Policies_-_2016_-_2.pdf

Masson, G., Jesus Baez, M., & Ignacio Briano, J. (2016). *Review and analysis of PV self-consumption policies.* IEA International Energy Agency.

Ores. (s.d.). *Comprendre sa facture d'électricité*. Récupéré sur Ores: https://www.ores.be/autorites-publiques/facture

Organisation de coopération et de développement économique [OECD]. (2022, 07 29). *Déclaration du Secrétaire général de l'OCDE sur les tendances du financement climatique observées jusqu'en 2020.* Récupéré sur OECD: https://www.oecd.org/fr/presse/declaration-du-secretaire-general-de-l-ocde-sur-les-tendances-du-financement-climatique-observees-jusqu-en-2020.htm

Parlement de Wallonie. (2023). Travail parlementaire. *La promotion ou l'interdiction de l'agrivoltaïsme en Wallonie* .

Parlement européen. (2019, 11 20). *L'UE et l'accord de Paris: vers la neutralité climatique.* Récupéré sur europarl.europa: https://www.europarl.europa.eu/news/fr/headlines/society/20191115STO66603/l-ue-

et-l-accord-de-paris-vers-la-neutralite-climatique?at_campaign=20234-Green&at_medium=Google_Ads&at_platform=Search&at_creation=DSA&at_goal=TR_G&at_audience=&at_topic=Climate_po

Parlement européen. (2022). *Green Deal : key to a climate-neutral and sustainable EU.* Récupéré sur europarl: https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20200618STO81513/green-deal-key-to-a-climate-neutral-and-sustainable-eu?&at_campaign=20234-Green&at_medium=Google_Ads&at_platform=Search&at_creation=RSA&at_goal=TR_G&at_audience=green%20deal%20europ

Parlement européen. (2023). *Le système d'échange de quotas d'émission et sa réforme.* Récupéré sur europarl: https://www.europarl.europa.eu/news/fr/headlines/society/20170213STO62208/le-systeme-d-echange-de-quotas-d-emission-et-sa-reforme?at_campaign=20234-Green&at_medium=Google_Ads&at_platform=Search&at_creation=DSA&at_goal=TR_G&at_audience=&at_topic=Emissions&

Piscedda, A. (2017). *Marché de gros de l'électricité en Belgique : analyse de la volatilité et de l'influence du couplage des marchés [Thèse].* Université Catholique de Louvain - LSM.

Ricaud, A. (2011). *Gisement solaire et transferts énergétiques.* Université de Gergy-Pontoise.

Rodriguez , L. (2023). *Bifacial modules : a comprehensive guide on financial and technical performance of the next hot thing in solar.* Récupéré sur Rated Power: https://ratedpower.com/blog/bifacial-modules/?utm_term=&utm_campaign=English+-+DSA+-+BlogPosts&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=7729797172&hsa_cam=16456307909&hsa_grp=133956114437&hsa_ad=585635872736&hsa_src=g&hsa_tgt=dsa-1638345429036&hsa_kw=&hs

Salmi, M. (2015). *Le gisement solaire.* Récupéré sur Cours de physique énergétique - Université Mohamed Boudiaf: https://elearning.univ-msila.dz/moodle/pluginfile.php/1014/mod_resource/content/1/Polycop%2BSALMI.pdf

Solargis. (s.d.). *How to calculate P90 (or other Pxx) PV energy yield estimates*. Récupéré sur Solargis: https://solargis.com/blog/best-practices/how-to-calculate-p90-or-other-pxx-pv-energy-yield-estimates

Soyez, F. (2016). *Analyse du fonctionnement du marché de gros de l'électricité en Belgique.* Université Catholique de Louvain - LSM.

Tran, T. T., & Smith, A. D. (2018). Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies. *Applied Energy*, pp. 157-171.

Trends Tendances. (2023, 04 05). Photovoltaïque, le réseau électrique incapable d'absorber l'énergie des 230.000 panneaux solaires de Wallonie. *Trends*.

Vescovo, C. (2022, 12 01). Sustainable investments. *Cours - Finance and Responsible Investment Practices*.

Vipond, T. (2020). *Internal Rate of Return*. Récupéré sur Corporate Finance Institue: https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/internal-rate-return-irr/

Wallonie énergie SPW. (2022, 24 11). *A qui vendre les certificats verts ?* Récupéré sur Wallonie énergie SPW: https://energie.wallonie.be/fr/a-qui-vendre-mes-certificats-verts.html?IDD=135557&IDC=9788

Wallonie énergie SPW. (2022, 08 31). *Production d'électricité verte - Réserver des certificats verts*. Récupéré sur wallonie.be: https://www.wallonie.be/fr/demarches/production-delectricite-verte-reserver-des-certificats-verts#:~:text=Afin%20d'atteindre%20les%20objectifs,du%20type%20de%20fili%C3%A8re%20d%C3%A9velopp%C3%A9.

Wallonie énergie SPW. (2023, 05 05). *Keco applicables depuis le 1er janvier 2019* . Récupéré sur Wallonie énergie SPW: https://energie.wallonie.be/fr/keco-applicables-depuis-le-1er-janvier-2019.html?IDC=10276&IDD=135668

Wallonie énergie SPW. (s.d.). *Valoriser la chaleur du ventre de la terre, c'est possible !* Récupéré sur Wallonie énergie SPW : https://energie.wallonie.be/fr/la-geothermie-profonde.html?IDC=6173

Annexes

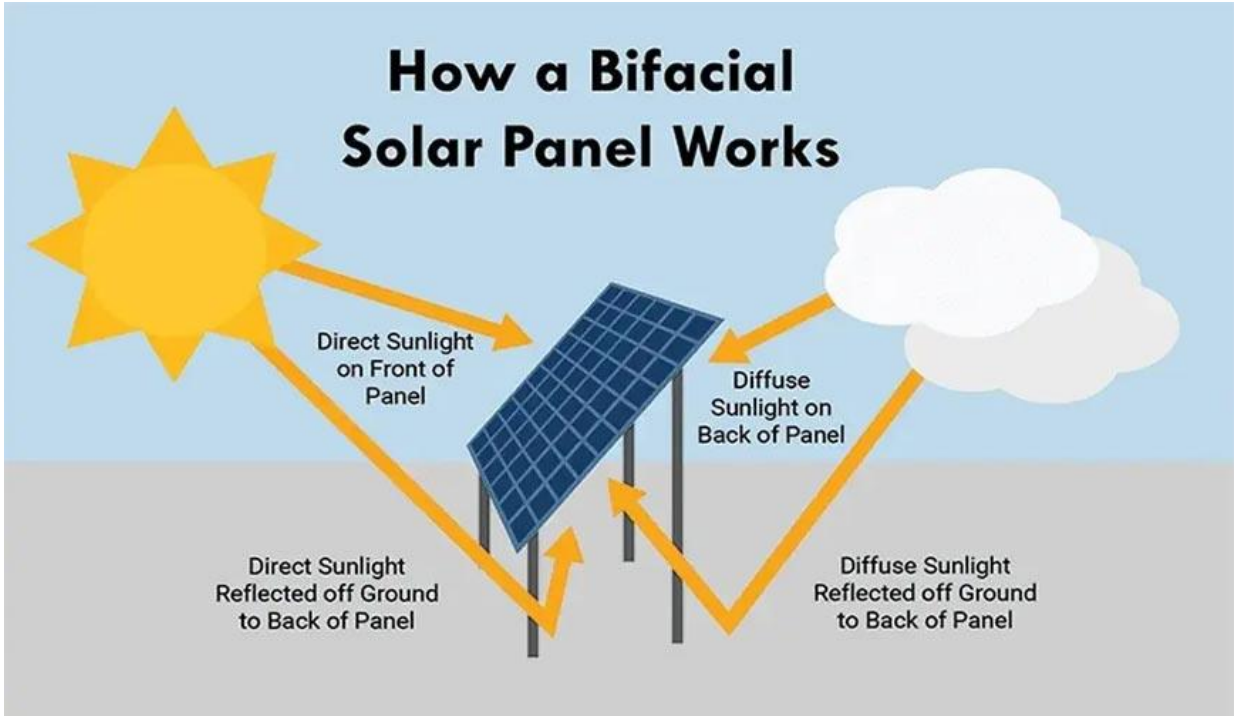
1. Annexe 1 – Financement climatique mobilisé par les pays développés sur la base de deux scénarios prévisionnels

Table 2. **Indicative composition of future ranges of climate finance provided and mobilised by developed countries based on two forward-looking scenarios (USD billion)**

	Component	2021	2022	2023	2024	2025
Scenario 1	Public finance	70.5	77.7	85.3	91.1	94.5
	Export credits	2.6				
	Private finance mobilised	15.2	16.7	18.4	19.6	20.4
	Total	**88**	**97**	**106**	**113**	**117**
Scenario 2	Public finance	66.5	74.6	82.5	89.3	94.0
	Export credits	2.6				
	Private finance mobilised	14.0	15.0	16.0	16.5	16.6
	Total	**83**	**92**	**101**	**108**	**113**

https://www.oecd.org/environment/forward-looking-scenarios-of-climate-finance-provided-and-mobilised-by-developed-countries-in-2021-2025-a53aac3b-en.htm

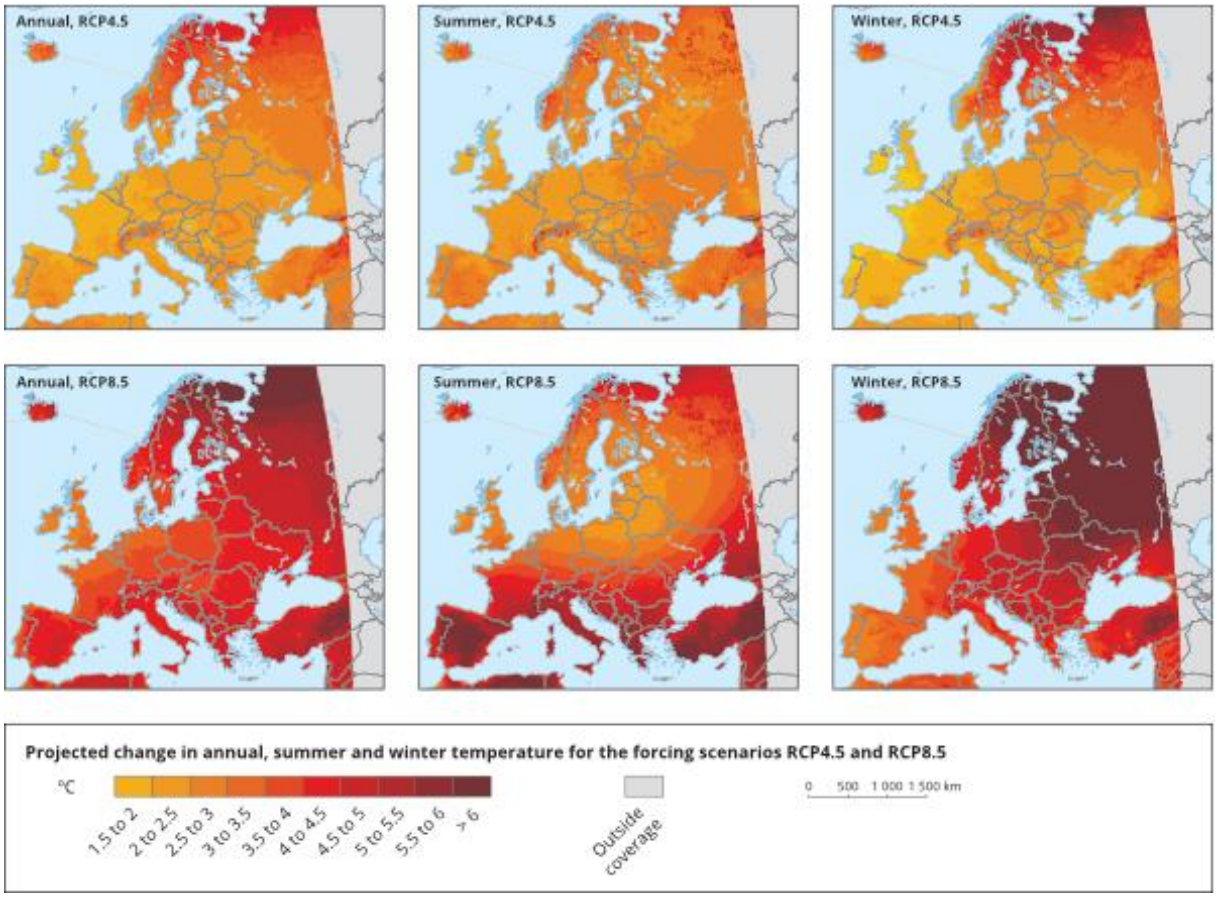
2. Annexe 2 – Fonctionnement d'un panneau bifaciale



Source : https://www.mbt-energy.com/news/industry/2207151.html

3. Annexe 3 : Projections des changements de température en Europe

Projections des changements de la température annuelle (gauche), estivale (milieu) et hivernale (droite) de l'air proche de la surface (°C) au cours de la période 2071-2100, par rapport à la période de référence 1971-2000 pour les scénarios de forçage RCP 4.5 (haut) et RCP 8.5 (bas) (EEA)



https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/projected-changes-in-annual-summer-1

4. Annexe 4 - Tableau Excel Calcul du TRI

	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5
Investissement	-450 000	0	0	0	0	0
Cash Flow		150 000	120 000	110 000	100 000	80 000
TOTAL	-450 000	150 000	120 000	110 000	100 000	80 000

Taux d'actualisation	7%

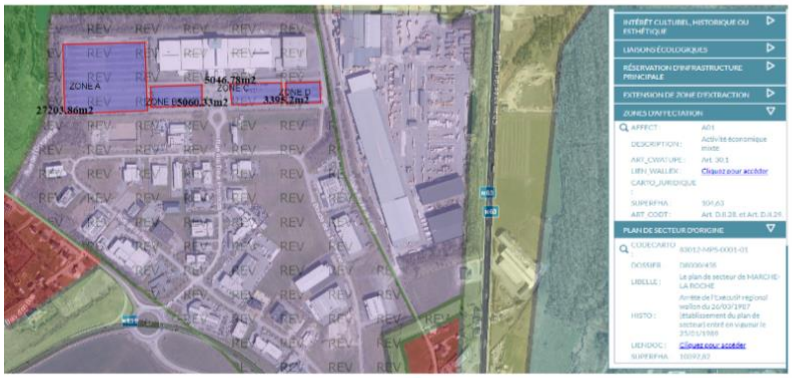
VAN	18 121 €
TRI	8,66%

VAN (i=TRI)	0

5. Annexe 5 – Analyse du potentiel du site

Vue d'ensemble

Dans un premier temps, il est nécessaire de répertorier différents éléments. Notamment, le lieu géographique pour référencer les différents acteurs régionaux, provinciaux et communaux ainsi que les informations cadastrales et l'attribution du terrain au plan de secteur. Toutes ces informations sont primordiales pour une introduction de permis.



VUE D'ENSEMBLE

RÉGION - COMMUNES

Région Wallonne,
Commune de Marche en Famenne,
Province du Luxembourg

URBANISME

Le terrain est affecté en zone d'activité économique mixte.

PARKING

Le parking dispose de 3000 places, réparties en 4 zones.
Disposition de type barrière (2 face à face)

SURFACE DISPONIBLE

La surface totale du site est d'environ 9 hectares dont 4 ha de surface utile de parking

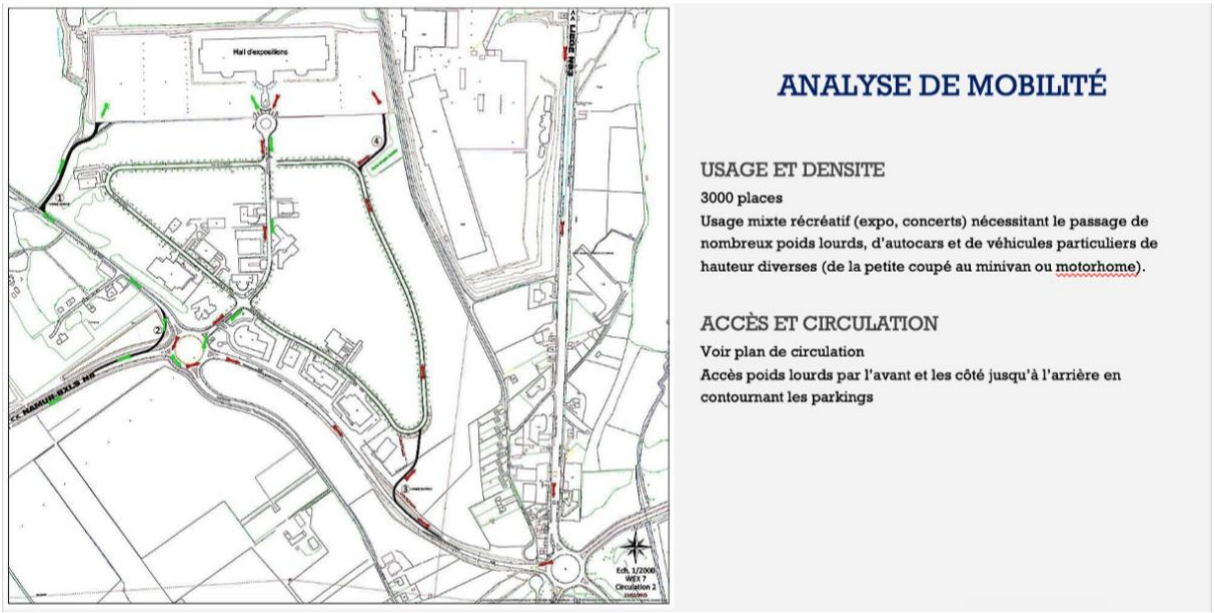
Situation environnementale

Avant d'explorer un terrain, il est crucial de prendre en compte les contraintes potentielles pouvant être rencontrées sur le site. Parmi les aspects environnementaux qui nécessitent une attention particulière, il convient de mentionner la présence de zones telles que les zones Natura 2000 ou d'autres zones d'intérêt biologique. Un autre point important à prendre en compte concerne l'hydrologie, notamment les axes de ruissellement et les zones inondables. Ces éléments requièrent une attention particulière lors de l'installation des onduleurs et des transformateurs. Ces zones sont donc bien évidemment à éviter et peuvent mettre en péril la bonne réalisation du projet.

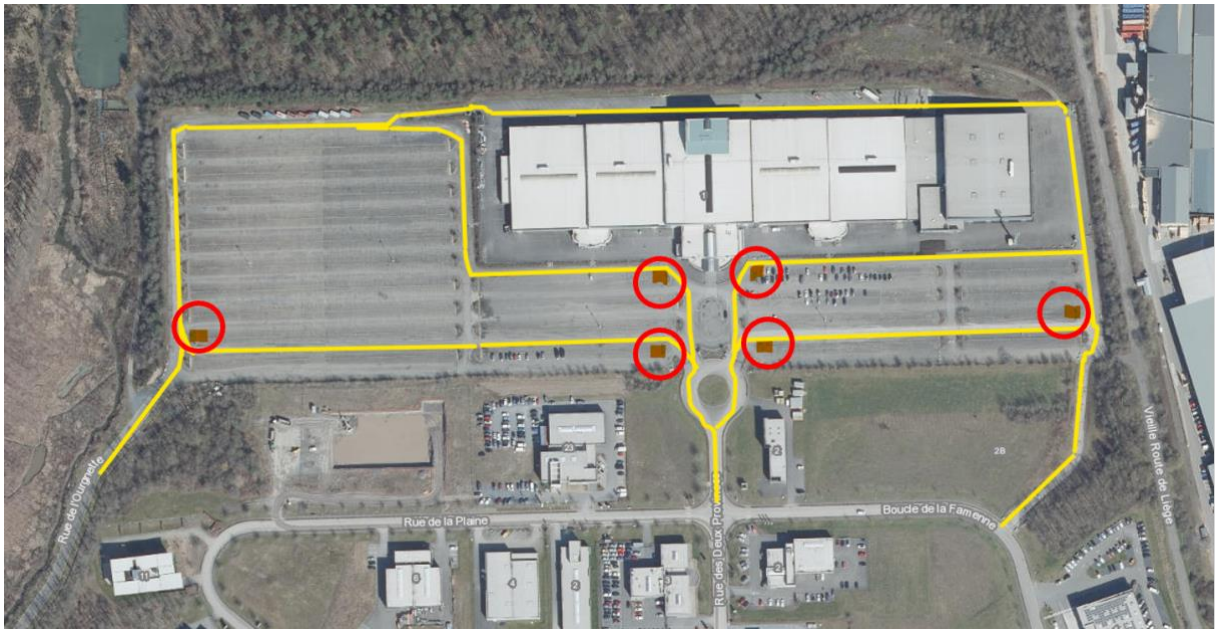
Un autre critère important qui sera pris en compte est la sélection des zones potentielles pour l'implantation de ces projets. Une indication précieuse est la présence de zones répertoriées dans la base de données de l'état des sols wallons (BDES) en tant que zones polluées. Ces zones sont particulièrement intéressantes aux yeux des décideurs pour y développer des projets de ce type.

Analyse de la mobilité et de la circulation

Afin d'effectuer une analyse exhaustive, il est essentiel de tenir compte des caractéristiques et des contraintes de mobilité du site afin de concevoir un design adapté. Dans notre analyse, le site est utilisé à la fois pour des expositions temporaires et des concerts. Les véhicules présents pourront varier en taille, il conviendra donc d'établir des normes pour les structures en termes de hauteur. De plus, il sera important de prendre en compte la circulation des camions et des poids lourds des fournisseurs et des exposants à travers les allées. Des échanges avec le responsable du site ont été sollicités pour obtenir des informations supplémentaires.



Il est important de noter que les travées situées entre les rangées de stationnement 1 et 2 semblent être principalement utilisées par des poids lourds. De plus, les extrémités des rangées sont raccourcies. Ces informations peuvent être confirmées en observant les traces visibles sur Google Maps.



Identification des options de distribution de l'électricité

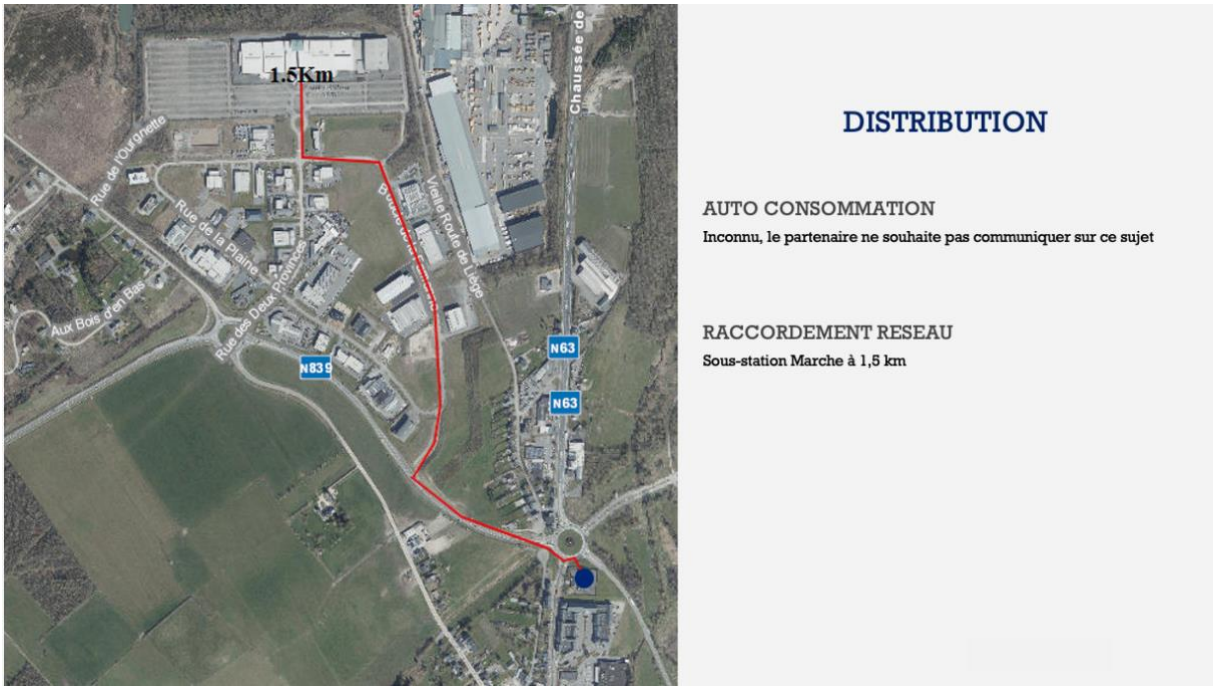
Lorsque l'on développe un projet énergétique, une des premières préoccupation est de déterminer la manière dont la production va être distribuée.

- **Autoconsommation**

La première possibilité consiste à évaluer si la consommation électrique du complexe, auquel le parking est rattaché, pourrait bénéficier de l'énergie produite par les ombrières photovoltaïques. Cependant, dans cette situation, l'intermédiaire n'est pas intéressé par la conclusion d'un tel contrat.

- **Injection sur le réseau**

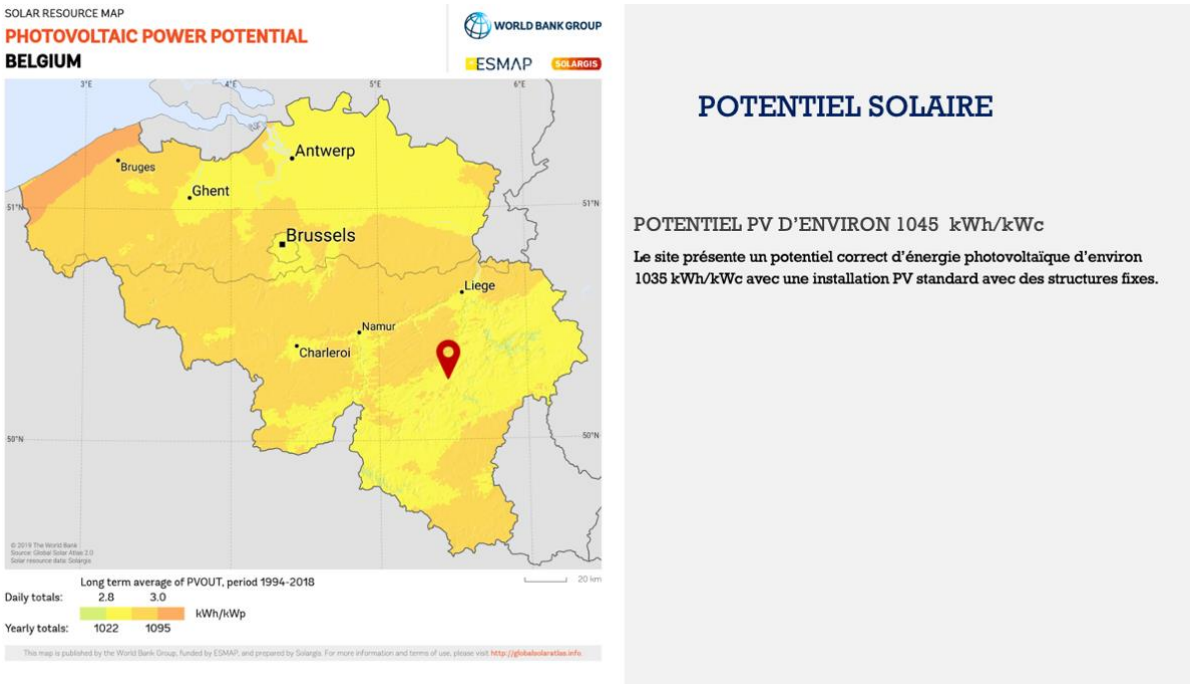
La deuxième option consiste à injecter l'électricité produite sur le réseau. Pour ce faire, il est essentiel d'identifier la sous-station électrique la plus proche. Ce critère revêt une grande importance car la distance avec cette sous-station détermine le coût financier de raccordement. Ce coût est proportionnel à la fois à la distance entre la sous-station et le parking, ainsi qu'à la taille de l'installation. Les coûts pour le raccordement sont généralement estimé à 250 €/m



Détermination du potentiel solaire

L'évaluation du potentiel solaire d'un projet implique l'utilisation de mesures telles que le rendement et l'ensoleillement pour estimer la production d'électricité attendue. Ces informations sont essentielles pour évaluer la viabilité et la rentabilité d'un système photovoltaïque dans une région donnée. Pour avoir, une première idée de l'ensoleillement d'une région, il faut se référer à la base de données world Bank Group disponible sur le site de Solargis[6].

[6] Source : https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/belgium



Choix de l'implémentation

Après une analyse approfondie, il est important de choisir le type d'installation qui permettra d'optimiser la production d'énergie solaire. Dans ce contexte spécifique, où le parking est exposé au sud, la solution idéale serait une installation fixe orientée vers le sud, plutôt qu'une installation en chapeau chinois qui convient mieux à une orientation est-ouest. Cette approche garantirait une meilleure captation de l'énergie solaire disponible, maximisant ainsi la production d'électricité solaire et l'efficacité du système.

En Belgique, un angle de 25 degrés est généralement privilégié pour l'orientation des panneaux photovoltaïques au sol selon l'installateur belge Perpetum.. Cet angle est choisi en tenant compte de la latitude du pays ainsi que de l'angle d'incidence des rayons solaires par rapport à la surface de la Terre.

6. Annexe 6 – Rapport de production de l'installation des ombrières photovoltaïques

Annual Production Report produced by Team Ether

Design Photovoltaïque // Mémoire (15° 4P) CAR PORT WEX, WEX Marche en Famenne

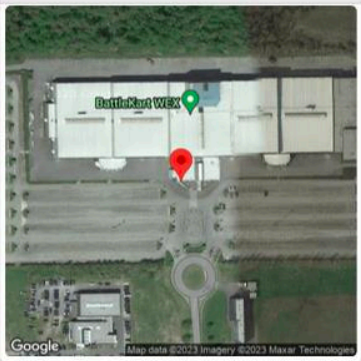
Report

Project Name	CAR PORT WEX
Project Address	WEX Marche en Famenne
Prepared By	Team Ether team@etherenergy.net

System Metrics

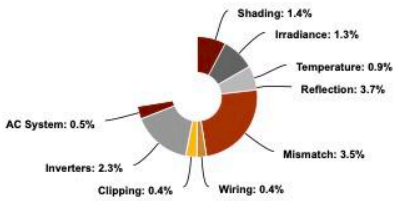
Design	Design Photovoltaïque // Mémoire (15° 4P)
Module DC Nameplate	3.80 MW
Inverter AC Nameplate	3.06 MW Load Ratio: 1.24
Annual Production	3.837 GWh
Performance Ratio	89.8%
kWh/kWp	1,010.1
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	d77b2da138-a66f2f7d0d-27025c7766-f1720428f8

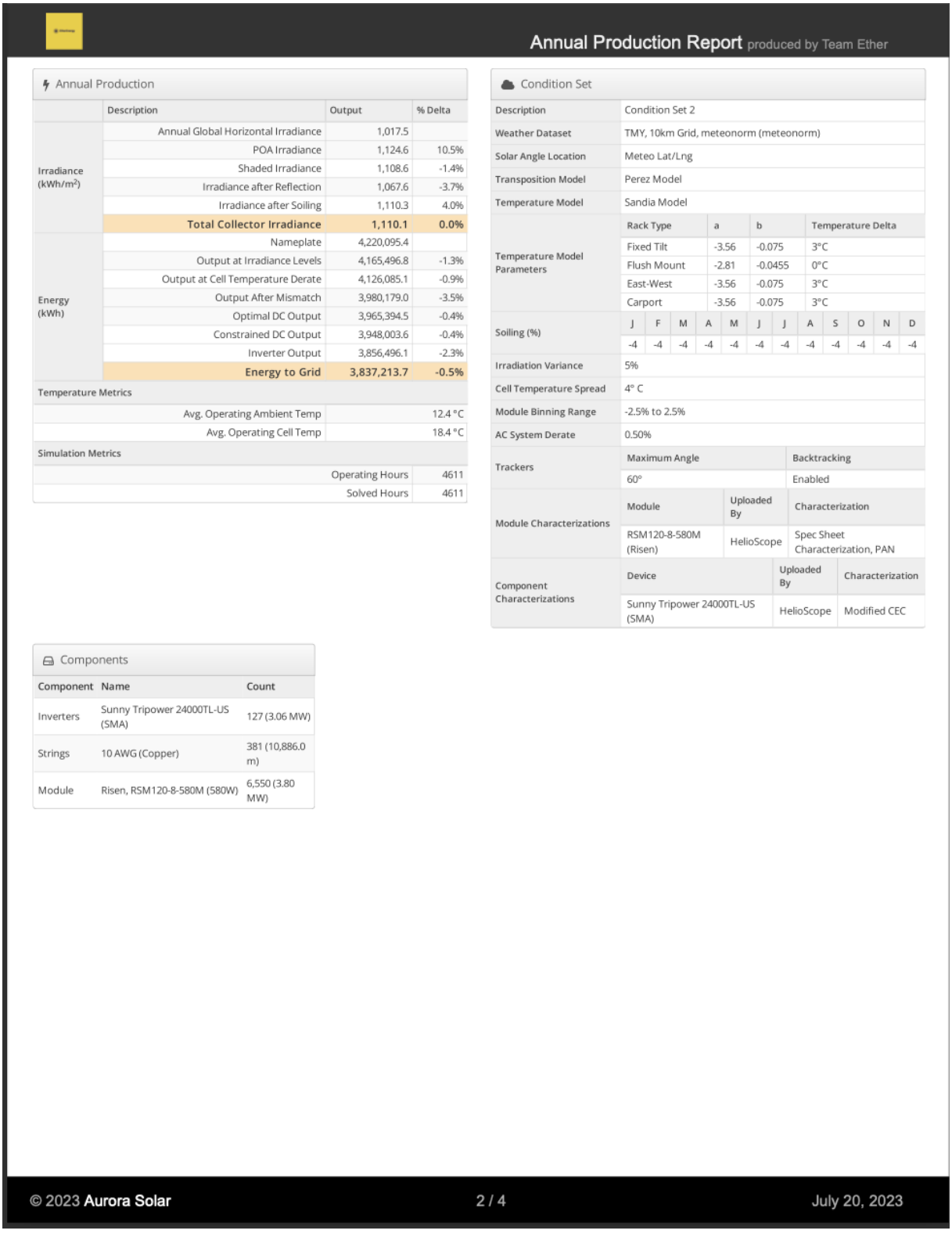
Project Location



Monthly Production

Sources of System Loss





Annual Production Report produced by Team Ether

Annual Production

	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,017.5	
	POA Irradiance	1,124.6	10.5%
	Shaded Irradiance	1,108.6	-1.4%
	Irradiance after Reflection	1,067.6	-3.7%
	Irradiance after Soiling	1,110.3	4.0%
	Total Collector Irradiance	**1,110.1**	**0.0%**
Energy (kWh)	Nameplate	4,220,095.4	
	Output at Irradiance Levels	4,165,496.8	-1.3%
	Output at Cell Temperature Derate	4,126,085.1	-0.9%
	Output After Mismatch	3,980,179.0	-3.5%
	Optimal DC Output	3,965,394.5	-0.4%
	Constrained DC Output	3,948,003.6	-0.4%
	Inverter Output	3,856,496.1	-2.3%
	Energy to Grid	**3,837,213.7**	**-0.5%**
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		12.4 °C
	Avg. Operating Cell Temp		18.4 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4611
	Solved Hours		4611

Condition Set

Description	Condition Set 2											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
	East-West	-3.56	-0.075	3°C								
	Carport	-3.56	-0.075	3°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Trackers	Maximum Angle	Backtracking										
	60°	Enabled										
Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization									
	RSM120-8-580M (Risen)	HelioScope	Spec Sheet Characterization, PAN									
Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization									
	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)	HelioScope	Modified CEC									

Components

Component	Name	Count
Inverters	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)	127 (3.06 MW)
Strings	10 AWG (Copper)	381 (10,886.0 m)
Module	Risen, RSM120-8-580M (580W)	6,550 (3.80 MW)

Wiring Zones

Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-22	Along Racking

Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.1202°	0.6 m	2x1	125	250	145.0 kW
Field Segment 1 (copy 1)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	125	500	290.0 kW
Field Segment 1 (copy 2)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	125	500	290.0 kW
Field Segment 1 (copy 3)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	125	500	290.0 kW
Field Segment 1 (copy 4)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	125	500	290.0 kW
Field Segment 1 (copy 5)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	125	500	290.0 kW
Field Segment 1 (copy 6)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	125	500	290.0 kW
Field Segment 1 (copy 7)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	125	500	290.0 kW
Field Segment 1 (copy 8)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	125	250	145.0 kW
Field Segment 1 (copy)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.1202°	0.6 m	2x1	123	246	142.7 kW
Field Segment 1 (copy 9)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	93	372	215.8 kW
Field Segment 1 (copy 10)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	93	186	107.9 kW
Field Segment 1 (copy 11)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	85	170	98.6 kW
Field Segment 1 (copy 12)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	87	174	100.9 kW
Field Segment 1 (copy 13)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	84	168	97.4 kW
Field Segment 1 (copy 14)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	91	364	211.1 kW
Field Segment 1 (copy 15)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	91	182	105.6 kW
Field Segment 1 (copy 16)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	81	162	94.0 kW
Field Segment 1 (copy 17)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	52	104	60.3 kW
Field Segment 1 (copy 18)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	55	110	63.8 kW
Field Segment 1 (copy 19)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	2x1	52	104	60.3 kW
Field Segment 1 (copy 20)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	179.17674°	0.4 m	4x1	52	208	120.6 kW

Detailed Layout

7. Annexe 7 – Plan Financier

- Comparaison entre le cas Ombrière (Haut) et Agrivoltaïque (Bas)

Ombrière

GENERAL INFORMATION

Country	Belgium
Type	Carport
Commissioning year	2 026
Commissioning month	January
Forecast period (yr)	35

TECHNICAL INFORMATION

Land size	Ha	4,00
Land lease	€/Ha	2 000
Technology	PV	Carport
DC power	MWp	3,80
AC power	MWac	3,04
Yield - P50	kWh/kWp	1 010
Annual production	MWh	3 838
Degradation	%	0,50%

PROJET COSTS AND FINANCING

Uses	Weight (%)	K€/MW	K€
Construction costs	91%	1 180	4 484
Grid connection	5%	59	225
Development premium	3%	45	171
Other costs	1%	7	28
Project cost (exclu. VAT)	**100%**	**1 292**	**4 908**

Sources	Gearing (%)	Costs (%)	Period (yr)	K€/MW	K€
Equity	30%			387	1 472
Senior debt	70%	3,90%	20	904	3 435
Subordinated debt	0%	4,01%	10	0	0
DSCR				*min 0,49x*	*avg 1,10x*
Project financing (exclu. VAT)	**100%**			**1 292**	**4 908**

PROJECT REVENUES AND OPERATING COSTS

Costs	Start (yr)	End (yr)	Period (yr)	Index (%)	€/MW
Land lease	2027	2060	35	2,00%	2 105
O&M	2026	2060	35	2,00%	5 000
Insurance	2026	2060	35	2,00%	2 360
Asset management	2026	2060	35	2,00%	3 250
Local tax	2026	2060	35	0,00%	-
Tax	2026	2060	35	25,00%	-

Revenues	Start (yr)	End (yr)	Period (yr)	Index (%)	€/MWh
Subsidies	2 026	2 035	10	0,00%	25,35
PPA	-	2 045	20	0,00%	70,00
Post-PPA	20	2 060	15	0,00%	60,00
GOO's	2 026	2 060	35	0,00%	5,00

RETURNS

LCOE @7%	€/MW	120,58
Project IRR	%	3,04%
Equity IRR	%	1,81%

VALUATION

Project value	**€/MWp**	**€**
Project value @7%	(288 640)	(1 096 831)

Agrivoltaïque

GENERAL INFORMATION

Country	Belgium
Type	Agrivoltaïque
Commissioning year	2 026
Commissioning month	January
Forecast period (yr)	35

TECHNICAL INFORMATION

Land size	Ha	8,00
Land lease	€/Ha	2 000
Technology	PV	Carport
DC power	MWp	3,80
AC power	MWac	3,04
Yield - P50	kWh/kWp	1 021
Annual production	MWh	3 881
Degradation	%	0,50%

PROJET COSTS AND FINANCING

Uses	Weight (%)	K€/MW	K€
Construction costs	80%	600	2 280
Grid connection	13%	99	375
Development premium	6%	45	171
Other costs	1%	9	36
Project cost (exclu. VAT)	**100%**	**753**	**2 862**

Sources	Gearing (%)	Costs (%)	Period (yr)	K€/MW	K€
Equity	30%			226	859
Senior debt	70%	3,90%	20	527	2 003
Subordinated debt	0%	4,01%	10	0	0
DSCR				*min 1,20x*	*avg 1,74x*
Project financing (exclu. VAT)	**100%**			**753**	**2 862**

PROJECT REVENUES AND OPERATING COSTS

Costs	Start (yr)	End (yr)	Period (yr)	Index (%)	€/MW
Land lease	2027	2060	35	2,00%	4 211
O&M	2026	2060	35	2,00%	5 000
Insurance	2026	2060	35	2,00%	1 200
Asset management	2026	2060	35	2,00%	3 250
Tax	2026	2060	35	25,00%	-

Revenues	Start (yr)	End (yr)	Period (yr)	Index (%)	€/MWh
Subsidies	2 026	2 035	10	0,00%	25,35
PPA	2 026	2 045	20	0,00%	70,00
Post-PPA	2 046	2 060	15	0,00%	60,00
GOO's	2 026	2 060	35	0,00%	5,00

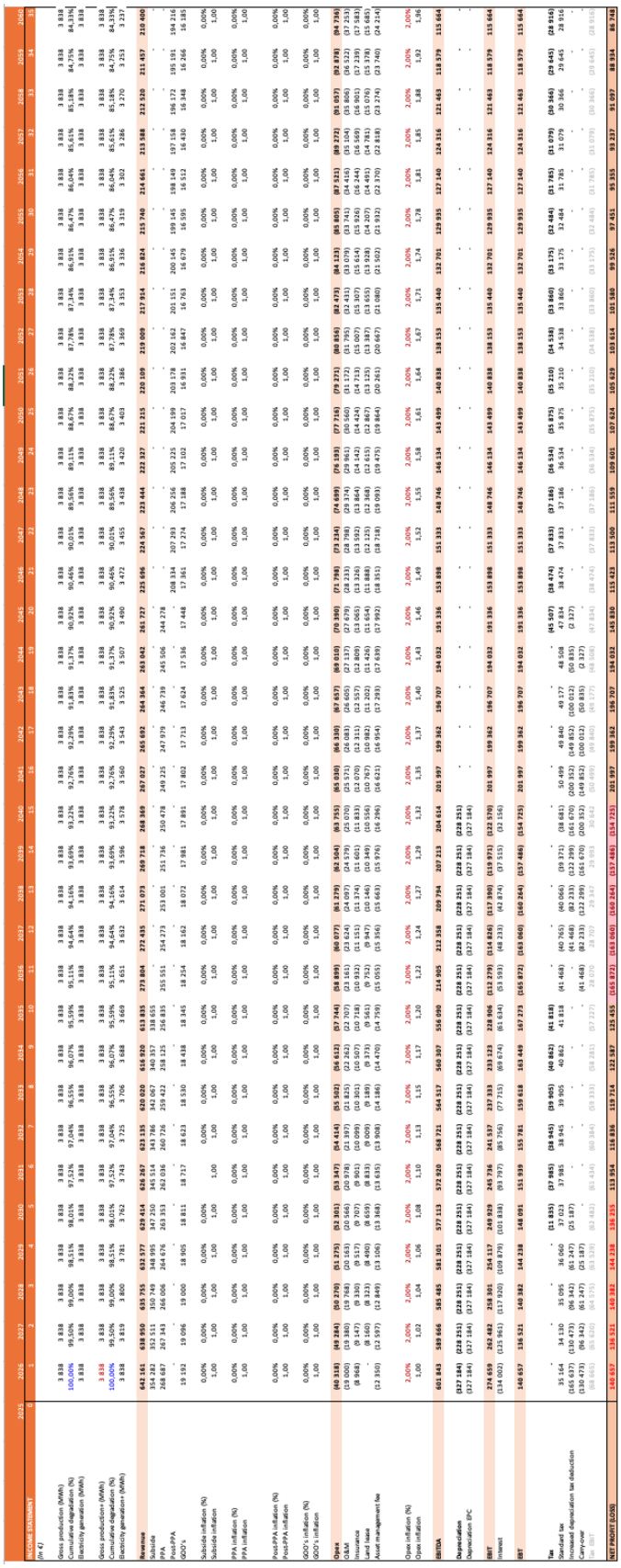
RETURNS

LCOE @7%	€/MW	77,40
Project IRR	%	8,23%
Equity IRR	%	12,39%

VALUATION

Project value	**€/MWp**	**€**
Project value @7%	135 907	516 446

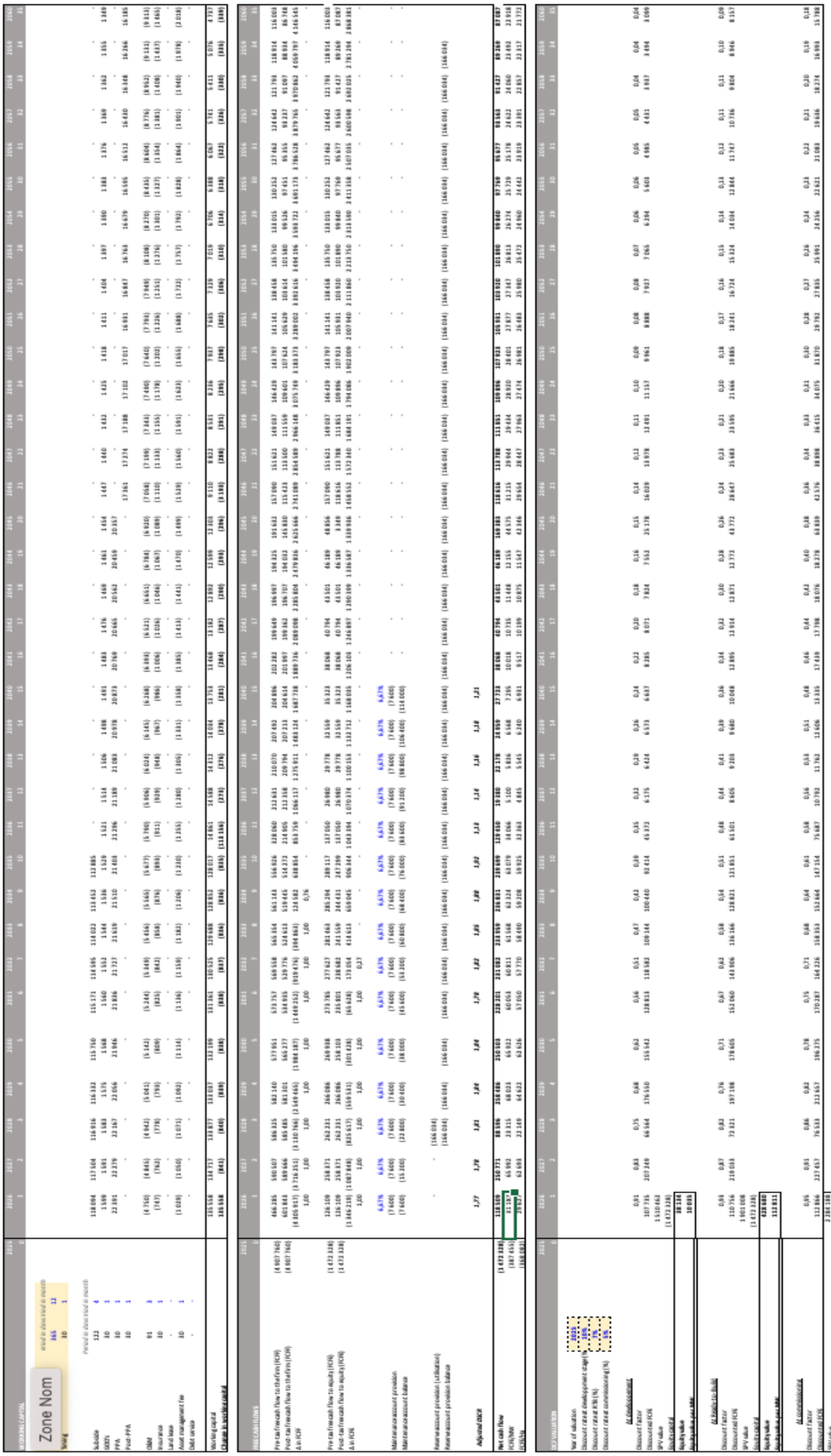
- Compte de résultat



- Remboursement de la dette

DEBT REPAYMENT	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Senior debt		6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Opening balance		3 435 432	3 229 306	3 023 180	2 817 054	2 610 928	2 404 802	2 198 676	1 992 551	1 786 425	1 580 299	1 374 173	1 236 756	1 099 338	961 921	824 504	687 086	549 669	412 252	274 835	137 417
Debt amortization		(206 126)	(206 126)	(206 126)	(206 126)	(206 126)	(206 126)	(206 126)	(206 126)	(206 126)	(206 126)	(137 417)	(137 417)	(137 417)	(137 417)	(137 417)	(137 417)	(137 417)	(137 417)	(137 417)	(137 417)
Closing balance		3 229 306	3 023 180	2 817 054	2 610 928	2 404 802	2 198 676	1 992 551	1 786 425	1 580 299	1 374 173	1 236 756	1 099 338	961 921	824 504	687 086	549 669	412 252	274 835	137 417	0
Interest		(133 982)	(125 943)	(117 904)	(109 865)	(101 826)	(93 787)	(85 748)	(77 709)	(69 671)	(61 632)	(53 593)	(48 233)	(42 874)	(37 515)	(32 156)	(26 796)	(21 437)	(16 078)	(10 719)	(5 359)
Senior debt service		(340 108)	(332 069)	(324 030)	(315 991)	(307 952)	(299 913)	(291 874)	(283 835)	(275 796)	(267 758)	(191 010)	(185 651)	(180 291)	(174 932)	(169 573)	(164 214)	(158 854)	(153 495)	(148 136)	(142 777)
Senior debt DSCR		*1,77*	*1,78*	*1,81*	*1,84*	*1,84*	*1,78*	*1,82*	*1,85*	*1,88*	*1,92*	*1,13*	*1,14*	*1,16*	*1,18*	*1,21*	*1,23*	*1,25*	*1,28*	*1,31*	*1,02*
Sub debt		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%									
Opening balance		491	442	393	344	294	245	196	147	98	49										
Debt amortization		(49)	(49)	(49)	(49)	(49)	(49)	(49)	(49)	(49)	(49)										
Closing balance		442	393	344	294	245	196	147	98	49	(0)										
Interest		(20)	(18)	(16)	(14)	(12)	(10)	(8)	(6)	(4)	(2)										
Sub debt service		(69)	(67)	(65)	(63)	(61)	(59)	(57)	(55)	(53)	(51)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total interest		(134 002)	(125 961)	(117 920)	(109 879)	(101 838)	(93 797)	(85 756)	(77 715)	(69 674)	(61 634)	(53 593)	(48 233)	(42 874)	(37 515)	(32 156)	(26 796)	(21 437)	(16 078)	(10 719)	(5 359)
Total debt service		(340 177)	(332 136)	(324 095)	(316 054)	(308 013)	(299 972)	(291 931)	(283 890)	(275 849)	(267 809)	(191 010)	(185 651)	(180 291)	(174 932)	(169 573)	(164 214)	(158 854)	(153 495)	(148 136)	(142 777)
Cover Ratio																					
Bank DSCR		*1,77*	*1,78*	*1,81*	*1,84*	*1,87*	*1,91*	*1,95*	*1,99*	*2,03*	*2,08*	*1,13*	*1,14*	*1,16*	*1,18*	*1,21*	*1,23*	*1,25*	*1,28*	*1,31*	*1,34*
Total debt DSCR		*1,77*	*1,78*	*1,81*	*1,84*	*1,87*	*1,91*	*1,95*	*1,99*	*2,03*	*2,08*	*1,13*	*1,14*	*1,16*	*1,18*	*1,21*	*1,23*	*1,25*	*1,28*	*1,31*	*1,34*

- Fonds de roulement & Flux de trésorerie



- Comparaison Prix EPIciste (Perpetum – Nicolas Bauer)

	Carports €/kWp		
	Project 1	Project 2	Project 3
Prix modules	200 €/kWp	200 €/kWp	200 €/kWp
Prix structure	380 €/kWp	420 €/kWp	480 €/kWp
Equipements electriques	200 €/kWp	200 €/kWp	200 €/kWp
Consultance et installations	150 €/kWp	150 €/kWp	150 €/kWp
cable	150 €/kWp	150 €/kWp	150 €/kWp
Total Cout EPC	1 080 €/kWp	1 120 €/kWp	1 180 €/kWp
Taille du projet	3,08 Mwp	1 MWp	2,5 MWp
Matériaux	Acier	Acier	Acier
Disposition	4P South	East/West Canopy	East/West Y structure

Prix communiqué par
Nicolas Bauer
Bid Manager - PerPetum