

ETUDE ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DE GRANDES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES WALLONNES

Jury :

Promoteur :
Axel GAUTIER

Lecteurs :
Michel HERMANS
Julien JACQMIN

Mémoire présenté par
Lucie LOBET

En vue de l'obtention du diplôme
de master en économie à finalité
spécialisée en finance.

Année académique 2015 - 2016

EXECUTIVE SUMMARY

Comme partout dans le monde, les besoins énergétiques ne cessent de croître en Belgique et en Wallonie. Cette croissance de la demande en énergie et de la consommation des ressources énergétiques augmentent les émissions de gaz à effet de serre. Or, à l'heure actuelle, il semble indispensable de limiter ces émissions. L'énergie solaire, bien qu'elle ne corresponde qu'à une partie négligeable de la production et de la consommation d'énergie en Wallonie, pourrait faire partie de la solution pour résoudre les problèmes environnementaux et énergétiques actuels et futurs. On entend de plus en plus dire que la production d'énergie photovoltaïque est compétitive par rapport à d'autres sources d'énergie. On peut dès lors se demander si, en Wallonie, l'installation de grands systèmes photovoltaïques est financièrement et économiquement rentable et si cette source d'énergie est réellement favorable à l'environnement. Cette thèse a pour objectif de démontrer la rentabilité financière, économique, carbone et énergétique des grandes installations photovoltaïques wallonnes. L'étude démontre qu'il est conseillé, lors de la prise de décisions en matière d'investissement dans un projet photovoltaïque, de favoriser (1) un projet avec un taux d'autoconsommation élevé, (2) un contrat garantissant un prix fixe par MWh à long-terme, plutôt qu'un contrat à prix variable basé sur la volatilité des marchés de l'énergie et (3) un financement du projet sur une « courte » durée, plutôt que sur une « longue » période.

As worldwide, energy needs continue to grow in Belgium and in Wallonia. This growth of the energy demand and the consumption of energy resources increase the emissions of greenhouse gases. However, nowadays, it seems essential to limit these emissions. Solar energy, although it reflects only a negligible part of the energy production and consumption in Wallonia, could be part of the solution to solve current and future environmental and energy issues. More and more, we hear that the production of photovoltaic energy is competitive with other energy sources. One can therefore ask whether, in Wallonia, large photovoltaic systems are economically and financially profitable and if this energy is actually environmentally friendly. This thesis aims to demonstrate the financial, economic, environmental and energy viability of large Walloon photovoltaic systems. The study demonstrates that it is recommended, throughout the investment decision-making process in a photovoltaic project, to promote (1) a project with a high consumption rate, (2) a contract which guarantees a long-term fixed price per MWh, rather than a variable rate contract and (3) a project financing on a “short” period, rather than on a “long” period.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier M. Gautier pour m'avoir permis de réaliser ce travail de fin d'études.

Je remercie M. Hermans et M. Jacqmin, membres de ce jury et lecteurs de ce mémoire pour le temps qu'ils consacrent à la lecture de ce travail.

Mes remerciements s'adressent également à toutes les personnes qui m'ont aidé, à quelque titre que ce soit.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	p.1
CHAPITRE 1 – LE SECTEUR DU PHOTOVOLTAIQUE ET SON EVOLUTION A TRAVERS LES DERNIERES ANNEES	p.2
1.1. Evolution de la capacité photovoltaïque installée	p.2
1.2. Evolution des coûts du secteur photovoltaïque	p.4
CHAPITRE 2 – ASPECTS POLITIQUES DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DU PHOTOVOLTAIQUE WALLON	p.7
2.1. Politique énergétique en théorie	p.7
2.2. Contexte politique européen et objectifs énergétiques	p.8
2.3. Analyse des différents types de soutien aux énergies renouvelables	p.9
2.3.1. Biens de consommation et biens stratégiques	p.9
2.3.2. Instruments de soutien et modalités d'intervention	p.9
2.3.3. Comparaison des mécanismes de soutien	p.11
2.4. Développement du marché photovoltaïque wallon	p.11
CHAPITRE 3 – CARACTERISTIQUES DU PV ET FONDAMENTAUX ECONOMIQUES	p.13
3.1. Caractéristiques spécifiques du photovoltaïque	p.13
3.1.1. Période analysée et durée de vie	p.14
3.1.2. Irradiation solaire et durée d'ensoleillement	p.15
3.1.3. Coefficient de performance et taux de dégradation	p.15
3.1.4. Taux d'autoconsommation	p.15
3.1.5. Unités de référence	p.16
3.2. Aspects économiques et financiers	p.16
3.2.1. Cash-flows	p.16
3.2.2. Taux d'actualisation et facteur d'actualisation	p.17
3.2.3. Taux d'inflation et taux d'indexation	p.18
CHAPITRE 4 – FISCALITTE WALLONNE EN MATIERE DE PHOTOVOLTAIQUE : MECANISMES DE SOUTIEN, SUBSIDES & TAXATION	p.19
4.1. Mécanisme des certificats verts et régime de soutien k_{ECO}	p.19
4.2. Dépréciation comptable	p.20
4.3. Régime de taxation et taux d'imposition	p.20
4.4. Déduction fiscale et autres aides	p.21

CHAPITRE 5 – ANALYSE DES DIFFERENTS MOYENS DE FINANCEMENT ..p.22

5.1. Financement interne via l'emprunt	p.22
5.2. Tiers-financement.....	p.23
5.3. Conclusion : financement interne VS tiers-investissement	p.24

CHAPITRE 6 – METHODES ECONOMIQUES ET ANALYSES FINANCIERES ..p.26

6.1. Plan de financement et bilan économique prévisionnels	p.26
6.2. Mesures financières	p.28
6.2.1. Temps de retour (TR) et temps de retour actualisé (TRA)	p.29
6.2.2. Retour sur investissement (RoI)	p.29
6.2.3. Valeur actuelle nette (VAN)	p.30
6.2.4. Taux de rentabilité interne (TRI)	p.30
6.2.5. Coût du cycle de vie (CCV)	p.31
6.2.6. Coût d'actualisation de l'énergie (CAE)	p.32

CHAPITRE 7 – ANALYSE ENVIRONNEMENTALE ET ENERGETIQUE ..p.33

7.1. Evaluation du cycle de vie (ECV)	p.33
7.1.1. Evaluation carbone et énergétique du cycle de vie	p.34
7.1.2. Méthodologie de calcul relative à l'évaluation carbone et énergétique du cycle de vie	p.35
a. Phase de production	p.35
b. Fret et transport de marchandises	p.36
c. Démantèlement, collecte et recyclage	p.37
7.2. Indicateur de l'ECV	p.37
7.2.1. Taux CO2 ou temps de retour carbone (TRC)	p.38
7.2.2. Demande cumulée d'énergie (DCE)	p.39
7.2.3. Temps de retour énergétique (TRE)	p.39
7.2.4. Coefficient de performance énergétique (CPE)	p.41

ETUDE DE CAS : WALLONIE DATA CENTER ..p.42

Hypothèses et résultats de l'étude économique et financière	p.43
Synthèse et conclusions de l'étude économique et financière	p.52
Hypothèses et résultats de l'étude environnementale	p.53
Phase de fabrication	p.54
Phase de construction	p.56
Synthèse et conclusions de l'étude environnementale	p.56

CONCLUSIONS ..p.59

Liste des abréviations

APERE	Association pour la promotion des Energies Renouvelables	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
CAE	Coût actualisé de l'énergie	ISOC	Impôt des sociétés
CCV	Coût du cycle de vie	kCO ₂	Taux d'économie
CF	Cash-flow	k _{ECO}	Coefficient économique
CO ₂	Dioxyde de carbone	MH ₄	Méthane
CPE	Coefficient de performance énergétique	PET	Polytéraphthalate d'éthylène
CV	Certificat vert	PV	Photovoltaïque
CWaPE	Commission Wallonne pour l'Energie	PVC	Polychlorure de vinyle
DCE	Demande cumulée de l'énergie	PVF	Polyfluorure de vinyle
ECV	Evaluation de cycle de vie	REA	Rendement énergétique annuel
ER	Energie renouvelable	ROI	Retour sur investissement
EVA	Ethylène-acétate de vinyle	RW	Région Wallonne
FiT	Feed-in-tariff	TGC	Tradable green certificates
GES	Gaz à effet de serre	TR	Temps de retour
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat	TRA	Temps de retour actualisé
H	Hypothèse	TRE	Temps de retour énergétique
HC	Heures creuses	TRI	Taux de rendement interne
HP	Heures pleines	TTC	Toutes taxes comprises
HTVA	Hors taxe sur la valeur ajoutée	UE	Union Européenne
IBGE	Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement	VAN	Valeur actuelle nette
ICE	Institution of Civil Engineers	WDC	Wallonie Data Center
IEA	International Energy Agency		

INTRODUCTION

Au cours de la dernière décennie, le marché photovoltaïque a été caractérisé par une croissance mondiale significative. Ceci est, notamment dû au fait que le photovoltaïque est une technologie mature, solidement implantée et caractérisée par une efficacité de production d'énergie pouvant durer 25 ans. Cette technologie a la capacité de transformer l'énergie solaire, qui est une des plus abondantes, utiles et efficaces sources d'énergie renouvelable, en une ressource énergétique relativement bon marché. Le contexte socio-économique et la politique énergétique propre à chaque pays ont été favorables au développement des énergies renouvelables. Grâce à cela, le PV est devenu un moyen attractif de production d'électricité associé à un faible niveau d'émission de CO₂, comparé aux autres sources d'énergie.

Cette thèse a pour objectif de déterminer si les grandes installations photovoltaïques (>250 kWc) sont rentables d'un point de vue économique, financier, énergétique et environnemental en Wallonie. Afin de réaliser une étude complète du photovoltaïque wallon, 7 thématiques et une étude de cas seront abordées dans ce travail.

Premièrement, les chapitres 1 à 5 ont pour objectifs de donner une vue d'ensemble du marché PV et de décrire les notions nécessaires à la réalisation de l'étude de rentabilité. Plus précisément, le chapitre 1 se focalise sur le secteur du PV et sur son évolution en termes de capacité de production et en termes de coûts. Le chapitre 2 étudie les aspects politiques des énergies renouvelables et du photovoltaïque wallon. Le chapitre 3 décrit, d'une part, les différentes caractéristiques de la technologie PV et les éléments qui influencent sa production. Il couvre, d'autre part, les concepts de base requis pour réaliser l'étude économique. Le chapitre 4 donne un aperçu de la fiscalité en Wallonie en matière de photovoltaïque. Les projets énergétiques étant caractérisés par un investissement initial conséquent, leur financement a un impact considérable sur leur viabilité financière. C'est pourquoi, le chapitre 5 étudie les différents modes de financement envisageables, afin d'identifier le plus favorable.

Deuxièmement, les chapitres 6 et 7 reprennent la théorie qui concerne les études économique, financière, énergétique et carbone, en tant que telles. Le chapitre 6 explique la marche à suivre pour réaliser le plan de financement prévisionnel et le bilan économique d'un projet énergétique. Ce chapitre décrit également la méthode de calcul de divers indicateurs financiers, formant une seconde méthode d'évaluation. Le chapitre 7 concerne l'analyse énergétique et carbone d'installations PV. Le chapitre donne, dans un premier temps, la marche à suivre pour la réalisation d'une évaluation carbone et énergétique du cycle de vie d'une installation PV et décrit, dans un deuxième temps, la méthode de calcul de divers indicateurs environnementaux.

Troisièmement, la dernière partie de la thèse est une étude de cas qui analyse la rentabilité économique et environnementale du système photovoltaïque (301,6 kWc) installé au Wallonie Data Center. Pour ce faire, tous les concepts vus dans les chapitres précédents seront mis en pratique. L'étude de cas a également pour objectifs d'étudier l'impact des différentes caractéristiques de l'énergie photovoltaïque et des divers facteurs politiques et fiscaux sur la rentabilité du projet.

CHAPITRE 1 – LE SECTEUR DU PHOTOVOLTAIQUE ET SON EVOLUTION A TRAVERS LES DERNIERES ANNEES

Au cours des quinze dernières années, le marché du photovoltaïque a connu une croissance sans précédent à travers le monde. Les systèmes photovoltaïques ont évolué d'acteurs de niche en un marché international de plusieurs millions, voire milliards d'euros. La technologie photovoltaïque est sur le point de devenir une part compétitive du marché de production d'électricité au sein de l'Union Européenne et une part non négligeable du mix énergétique mondial (EPIA, 2011). Cependant la plupart des progrès réalisés au cours des dernières années ont été hétérogènes et varient de pays en pays, notamment en fonction des systèmes de soutien établis. Cette section analysera d'une part l'évolution de la capacité de production, qui a été étudiée sur une portée géographique mondiale, nationale et régionale. Et d'autre part, l'évolution des coûts du secteur photovoltaïque, qui sont en grande partie responsables de l'augmentation de la capacité de production du PV. Les différents systèmes de soutien, à l'origine de l'évolution hétérogène du PV, seront quant à eux étudiés dans le chapitre 2.

1.1. Evolution de la capacité photovoltaïque installée

Avec plus de 178 GW installés à la fin de l'année 2014, le marché photovoltaïque continue son ascension fulgurante à travers le monde. Entre 2000 et 2008, le taux de croissance moyen annuel de la capacité globale installée a augmenté de manière exponentielle en Europe. Cette croissance peut être expliquée par la combinaison de la réduction des coûts de production et par les supports apportés par les gouvernements (Frondel & al., 2008). Après un fort développement, le marché européen a ralenti en 2013, tendance qui se confirme en 2014. L'Europe reste, cependant, un acteur majeur dans le développement du photovoltaïque avec plus 88 GW installés en 2014 (Solar Power Europe, 2015).

Solar Power Europe (2015) a estimé le développement futur du PV en considérant deux scénarios : fort et faible. Le premier suppose un environnement favorable accompagné d'une volonté politique forte et le second suppose un scenario pessimiste sans amélioration des conditions d'investissement. Selon les prévisions, le marché PV devrait continuer sa croissance quel que soit le scénario, au moins jusqu'en 2019, et atteindre une capacité cumulée variant entre 396 et 540 MW, comme représenté en figure 1. Le scénario le plus probable se situe aux alentours de 450 GW cumulés installés.

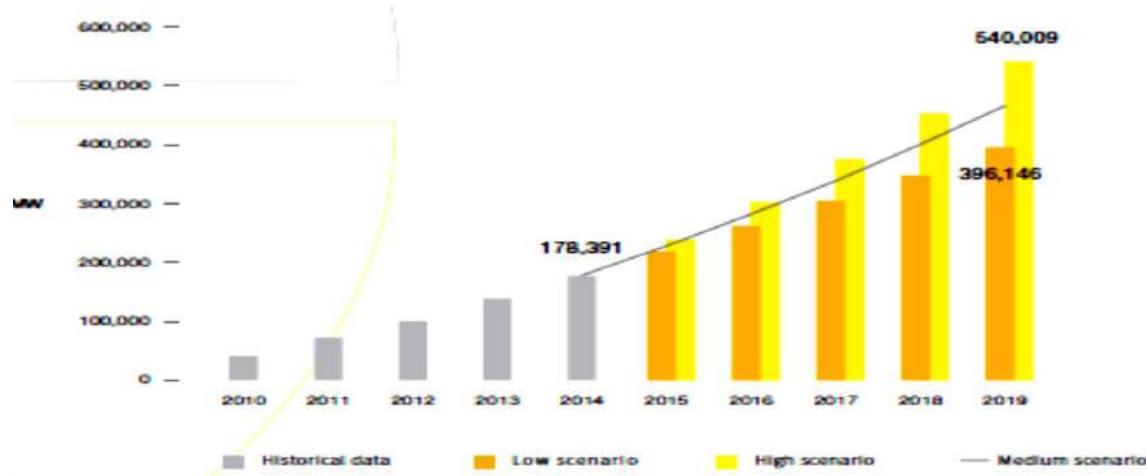


Figure 1 - Prévision de la capacité cumulée du marché PV mondial. Source : Power Solar Europe (2015)

En Belgique, les énergies renouvelables représentaient, en 2012, 34% de la capacité de production du pays, mais seulement 7% de la production électrique. Le PV générait à peine 1% de la production électrique, avec une capacité de 13%. Selon un audit de Deloitte (2015), entre 2005 et 2012, la Belgique a ajouté plus de 4 GW de capacité de production provenant majoritairement du soleil et du vent. De ces 4 GW, une capacité de 2,2 GW a été additionnée entre 2010 et 2012. Pendant cette période, la capacité de production solaire a augmenté de 0,9 GW à 2,6 GW, soit une hausse de 1,7 GW. De plus, APERE (2015), sur base de données statistiques, conclut, qu'en 2013, la part des ER représentait 8% de la consommation finale brute belge et 9,7 % de la consommation wallonne. L'étude constate également une évolution à la hausse du marché photovoltaïque au cours des dernières années.

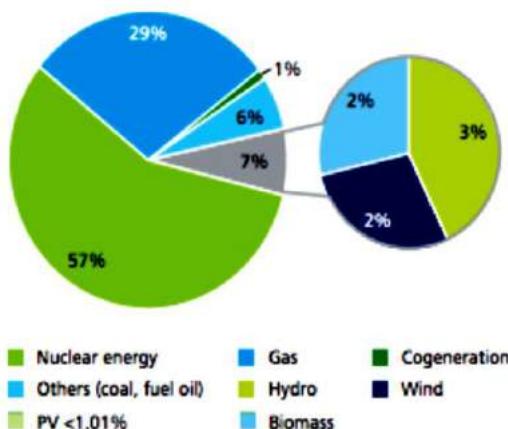


Figure 2 - Production nette d'électricité par source de production (2013). Source : Deloitte, 2015

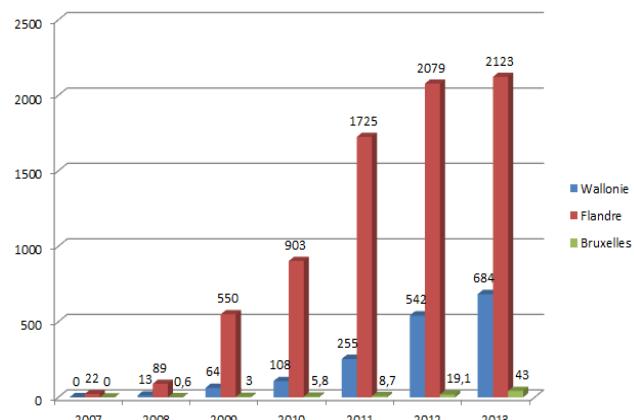


Figure 3 - Evolution de la capacité du marché PV belge par région (MW). Source : EF4 asbl

La figure 3 montre clairement que le marché photovoltaïque belge a évolué de manière croissante au cours des dernières années passant de 22 MW, en 2007, à 2.850 MW en 2013. Même si la Flandre est majoritairement à la source du développement du PV belge, la Wallonie a également expérimenté une croissance exponentielle depuis 2007-2008. En effet, la quantité de MW installés en Wallonie est passée de 0 MW en 2007, à 684 MW en 2013. La tendance du photovoltaïque est donc à la hausse en Belgique et en Wallonie. Selon une étude de l'IEA (2015), fin 2014, la puissance totale raccordée sur l'ensemble du territoire belge était de 3,1 GW, ce qui représente 277,1 Wc cumulés par habitant, classant la Belgique

en troisième position au niveau européen. Power Solar Europe (2015) conclut que le marché belge est composé en majorité de systèmes PV résidentiels ($< 10 \text{ kWc}$), représentant approximativement 60% du marché. Les systèmes commerciaux ($> 10 \text{ kWc}$) et industriels ($> 250 \text{ kWc}$) se partagent le reste des parts de marché.

1.2. Evolution des coûts du secteur photovoltaïque

La croissance mondiale de la demande en énergie et la consommation des ressources énergétiques augmentent les émissions de gaz à effet de serre et provoquent, par conséquent, une augmentation du réchauffement climatique. Ce problème, plus que jamais actuel, représente une motivation à la recherche et aux investissements destinés à améliorer l'efficacité énergétique et la réduction du prix des énergies renouvelables.

La croissance de l'usage de modules PV dans le futur dépend essentiellement de la minimisation de ses coûts de production et de son prix (Diner, 2011). C'est pourquoi, depuis les dernières années, les chercheurs se sont concentrés sur la technologie photovoltaïque et sur l'amélioration de son efficacité et la réduction de ses coûts. Par conséquent, les panneaux PV peuvent, aujourd'hui, être fabriqués à plus faible coût et avec une meilleure efficacité que dans le passé. Selon l'IEA (2014), les coûts de production par watt sont réduits chaque année. Cette réduction est due notamment à l'adoption de main d'œuvre bon marché et à la production de masse, permettant la réalisation d'économies d'échelle. Dans cette section, nous nous intéresserons à l'évolution du coût des modules photovoltaïques et de leurs composants au cours de la dernière décennie.

Le prix des panneaux photovoltaïques est le facteur le plus important de son développement. Celui-ci dépend, en grande majorité de trois facteurs :

- L'efficacité des panneaux : des modules caractérisés par une efficacité élevée produiront plus d'énergie par mètre-carré (Hearps & McConnell, 2015) ;
- L'analyse de coût de l'installation du système PV : Le prix des panneaux dépend, par conséquent, également de la durée de vie du système ;
- La capacité de la technologie PV : Lorsque la capacité des systèmes PV augmente, les améliorations technologiques et les économies d'échelle deviennent plus importantes, ce qui a pour effet de diminuer leur coût (Cengiz & Mamis, 2015).

La figure 4 représente la réduction du prix de différentes technologies photovoltaïques. Hearps & McConnell (2015) ont étudié leur évolution et ont constaté que le prix des panneaux cristallins a diminué de 60% entre 2009 et 2015. Au fur-et-à-mesure que l'industrie photovoltaïque se développe, le coût des modules PV décroît le long d'une courbe d'apprentissage, illustrée par la figure 5.

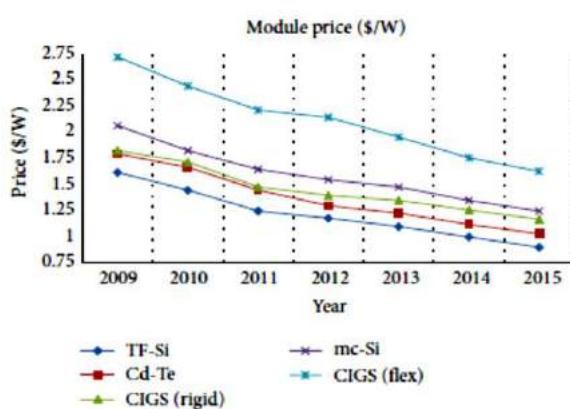


Figure 4 – Réduction du prix des différentes technologies PV (\$/W). Source : Hearps, P. & McConnell, D. (2015).

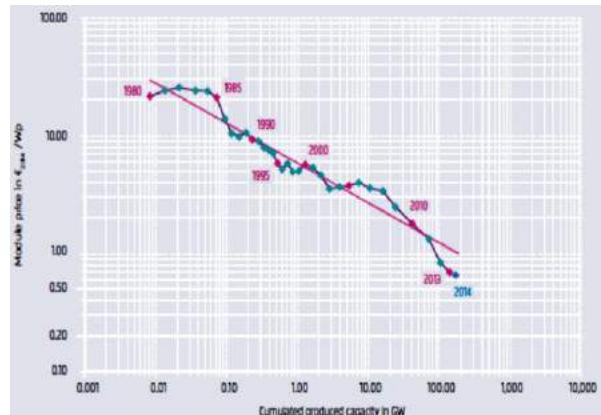


Figure 5 - Courbe d'apprentissage liée au prix des panneaux PV (€/kWc). Source : Fraunhofer ISE (2015).

Le coût des autres composants du système PV joue aussi un rôle important dans la réduction du coût des systèmes. Selon une étude réalisée par EPIA (2011), le pourcentage des modules PV dans le prix du système global est de 40-60%, selon la technologie utilisée. L'onduleur correspond approximativement à 10% du coût total et les coûts restant correspondent aux coûts des autres composants et aux coûts d'installation.

En 2010, les coûts relatifs à la production d'électricité d'un large système PV étaient de 0,29 €/kWh dans le nord de l'Europe (EPIA, 2011). L'analyse du coût courant de systèmes PV installés au sol réalisée par Fraunhofer ISE (2015) indique qu'en Allemagne, le prix de l'électricité PV d'une grande installation a diminué de 0,40 €/kWh en 2005 à 0,09 €/kWh en 2014. Le prix pour les systèmes installés en 2015 est de 8,7 ct/kWh. L'étude prévoit que ce prix va encore diminuer dans le futur. En général, le coût par kilowattheure (€/kWh) est utilisé pour comparer le prix de l'électricité photovoltaïque à d'autres sources de production électriques, mentionné dans le tableau 2.

	2005	2010	2014	2015
Prix au kWh (€/kWh)	0,40	0,29	0,09	0,087

Tableau 1 – Synthèse des études concernant le coût de photovoltaïque en Europe. Source : Réalisation par Lobet, L. à partir des données de EPIA (2011) et de Fraunhofer ISE (2015).

Comparaison du coût (€/MWh) des différentes technologies énergétiques (2014)					
Hydraulique	Nucléaire amorti	Gaz	Eolien Onshore	Solaire	Eolien Offshore
15 à 20	49	70 à 100	82	90	180

Tableau 1 - Comparaison du coût (€/kWh) des différentes technologies énergétiques (2014). Source : Réalisation Lobet, L. à partir des données du CRE et de la Cour des Comptes (2014).

Selon Hansen & Percebois (2014), les coûts d'investissement d'une centrale photovoltaïque au sol peuvent être estimés en juin 2014, entre 1100 et 1200 €/kWc, selon la décomposition décrite dans le tableau 3a. Les coûts d'exploitation, quant à eux, s'élèvent à quelques 30-40 €/kWc/an et sont, pour la plupart, des frais de maintenance. Tandis que l'étude de Fraunhofer ISE (2015) estime qu'en 2014, le coût des onduleurs était de 0,10 €/Wc, celui de la structure de 75 €/kWc et le câblage et son installation comptaient pour 50 €/kWc.

Coût/kWc composants syst. PV en 2014 (a)		Coût/kWc composants syst. PV en 2014 (b)	
<i>Module</i>	49 €/kWc	<i>Onduleur</i>	10 €/kWc
<i>Convertisseur</i>	12 €/kWc	<i>Structure</i>	75 €/kWc
<i>Structure</i>	15 €/kWc	<i>Câblage</i>	50 €/kWc
<i>Construction</i>	14 €/kWc		
<i>Coûts de projet</i>	10 €/kWc		

Tableau 2 - Coût/kWc des composants d'un système PV en 2014. Source : Réalisation par Lobet, L. à partir des a) données provenant de Hansen & Percebois (2014) ; b) Données provenant de Fraunhofer ISE (2015).

La différence entre les coûts de production du PV au sol des différentes études s'explique par le fait que ceux-ci sont très fortement influencés par l'ensoleillement et la localisation du site (Hansen & Percebois, 2014), ainsi que par les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables mis en place (Frondel & al., 2008). Au cours des dernières années, les énergies renouvelables, et particulièrement le photovoltaïque, ont bénéficié de très importantes subventions publiques pour leur permettre de progresser technologiquement et de s'industrialiser sur un marché où les coûts des énergies traditionnelles étaient historiquement inférieurs. Grâce à ces aides, le solaire PV est proche, dans certaines conditions climatiques, d'atteindre la parité réseau, c'est-à-dire d'être compétitif avec les énergies traditionnelles sur une base non-subsidierée.

CHAPITRE 2 – ASPECTS POLITIQUES DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DU PHOTOVOLTAIQUE WALLON

Le chapitre précédent a démontré que le marché du photovoltaïque est en croissance, partout dans le monde, y compris en Wallonie, et que la croissance semble se poursuivre dans le futur. Cette croissance est due, selon une étude d'Edora (2009) au changement climatique, à la volatilité du prix du pétrole et à la sécurité d'approvisionnement énergétique. Le contexte socio-économique mais surtout la politique énergétique des pays sont favorables au développement des énergies renouvelables. Cette section concerne l'analyse théorique de la politique énergétique de l'Union-Européenne et de la Belgique, ainsi que les différents mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pour in fine se focaliser sur le développement et l'historique du marché photovoltaïque wallon.

2.1. Politique énergétique en théorie

Sur le marché énergétique, en théorie, ce sont les producteurs caractérisés par le coût marginal de production le plus faible qui produisent les premiers pour répondre à la demande. Les centrales, qui sont capables de produire d'importantes quantités d'électricité en permanence et qui bénéficient d'économie d'échelle, comme le nucléaire, fournissent l'électricité de base, celle pour laquelle la demande est constante. Pour répondre aux variations de la demande, des centrales de semi-base (charbon, gaz) sont employées et fonctionnent plusieurs mois par an. L'électricité ne se stockant pas, pour répondre aux pics de consommation ponctuels, des centrales additionnelles sont démarrées. Celles-ci, plus flexibles, présentent des coûts marginaux de production plus élevés, ce qui fait augmenter le prix de l'électricité sur le marché. Il s'agit du fondement de la courbe d'ordre d'efficacité qui classe les différents moyens de production en fonction de leur coût marginal (Méritet & Vaujour, 2015). Cependant, le secteur de l'énergie est caractérisé par la présence d'externalités négatives importantes, principalement liées à la pollution. Selon le cinquième rapport d'évaluation du GIEC, « le réchauffement climatique est sans équivoque » (IPCC, 2013). Ce constat résulte de l'activité humaine, qui émet des gaz à effet de serre. Or, les émissions directement liées au secteur de l'énergie représentent environ les deux tiers des émissions, soit environ 32 Gt/an (IEA, 2014). Le prix du marché ne reflète pas ces coûts environnementaux, ce qui implique que l'équilibre offre/demande ne se réalise pas à un niveau optimal. Les Etats, notamment européens, ont, par conséquent, progressivement introduit des incitations en faveur de la production renouvelable, afin de réduire le taux d'émissions de gaz à effet de serre et le réchauffement climatique. Les politiques énergétiques de beaucoup de pays, dont la Belgique, accordent une importance particulière à la durabilité environnementale de la production d'énergie. Le challenge est d'atteindre cet objectif avec une production d'énergie compétitive (Ayompe & al., 2015).

La théorie économique portant sur l'efficacité des marchés suggère que la manière la plus rentable pour diminuer les émissions est de définir un prix approprié pour celles-ci (Boulanger & Bréchet, 2005). Le marché va identifier la technologie la moins coûteuse pour atténuer les émissions et, de ce fait, minimiser les coûts pour la société. Le marché n'étant pas parfait, des

politiques peuvent être nécessaires et doivent parfois être adoptées pour encourager l'utilisation de technologies à faible émission et pour décourager celle de technologies à forte émission (OECD, 2015). Ces politiques se rencontrent notamment sous la forme de régulations et de subsides.

2.2. Contexte politique européen et objectifs énergétiques

Les discussions sur une politique énergétique commune pour créer une « Union de l'Energie » sont actuellement relancées par les tensions sur les marchés de l'énergie et la nécessité de protéger l'environnement. Mais l'équation à résoudre est de plus en plus complexe et vise à atteindre différents objectifs. Les politiques énergétiques de la plupart des pays développés ont pour but d'atteindre une durabilité environnementale et la sécurité d'approvisionnement tout en maintenant des coûts compétitifs (Ayompe, 2015). Pour comprendre les mécanismes mis en place pour inciter l'achat et l'installation de panneaux PV, il est important d'analyser le contexte politique et socio-économique de la zone géographique concernée. La manière dont le mécanisme de soutien aux ER a évolué, en Europe et en Wallonie ces dernières années, dépend principalement des engagements politiques pris en matière de réduction de GES et d'incorporation d'énergie produite à partir de sources renouvelables. Pour la Belgique, le protocole de Kyoto (1997), qui en 2005 a amené l'UE à mettre en place un système communautaire de quotas d'émissions, a fixé un objectif de 7,5% de réduction des émissions de GES. La directive européenne sur les énergies renouvelables¹ a quant à elle fixé à 13% leur part dans la consommation finale d'ici 2020. Ces objectifs concernent l'ensemble de la Belgique, la répartition entre les Régions n'ayant pas été arrêtée (Edora, 2009). Fin 2008, l'UE a mis en place des objectifs environnementaux ambitieux pour 2020, publié dans la directive 406/2009/CE :

- 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- 20 % de gain d'efficacité énergétique ;
- 20 % des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

Comme décrit dans la directive 2009/28/CE du 23 avril 2014, des objectifs propres à chaque Etat sont attribués aux pays membres de l'UE. Ceux-ci ont, dès lors, la responsabilité de mettre en place des mécanismes de soutien aux ER afin d'atteindre les objectifs fixés par la directive. C'est pourquoi, la Belgique a appliqué à son droit national la directive 2009/28/EC en 2010 et a fixé un « Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables ». Ces dispositifs prennent place notamment par le biais de certificats verts en Wallonie.

¹ Directive 2009/28/CE du Parlement et du conseil de 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

2.3. Analyse des différents types de soutien aux énergies renouvelables

2.3.1. Biens de consommation et biens stratégiques

A travers le temps, l'énergie s'est transformée d'un bien de consommation dont l'objectif principal est la satisfaction des besoins de l'homme en un bien stratégique, très vulnérable soumis à des enjeux économiques, politiques, financiers et technologiques (Hamida, B.H., 2015). Cette distinction entre bien de consommation et bien stratégique peut expliquer la raison pour laquelle des programmes de support de marchés doivent être introduits dans le secteur énergétique. Elle explique également la raison pour laquelle les gouvernements supportent une technologie qui a un coût initial plus élevé alors que le même bien/service peut être produit à un moindre coût en utilisant les technologies conventionnelles. La production d'électricité, ainsi que les biens énergétiques de manière générale, sont considérés comme des biens stratégiques. Le produit vendu aux consommateurs est le kilowattheure d'électricité et ce produit est exactement le même en fonction de la technologie utilisée pour le produire. Par contre, son coût est variable d'une technologie à une autre. Par conséquent, chaque entreprise adoptera l'approche de production la moins coûteuse dans le but d'avoir un avantage sur ses compétiteurs. Une nouvelle technologie qui entre sur le marché est caractérisée par un coût et un prix élevés pour un faible volume de production. Elle n'aura, de ce fait, aucune chance d'être utilisée tant que son coût est supérieur à celui de la technologie existante. Cependant, dès l'instant où « tout le monde » pense que cette technologie peut produire, dans le futur, de l'électricité bon marché, les états investiront dans cette technologie (Hoffmann, 2014). Pour permettre à un bien stratégique de faire son apparition sur le marché à un prix compétitif, il faut donc supporter cette nouvelle industrie soit en la subsidiant, soit en supportant les investisseurs. L'Etat a donc un rôle à jouer dans le développement de certaines technologies comme pour la technologie photovoltaïque.

2.3.2. Instruments de soutien et modalités d'intervention

Les instruments de soutien sont utilisés dans le but de stimuler les consommateurs d'énergie à réduire le coût de leurs émissions carbone en modifiant leur comportement et/ou en basculant vers des technologies énergétiques plus propres (Ayompe, 2015). Il existe deux principaux types de soutien à l'investissement. Soit l'Etat fournit un soutien sous forme de subsides, soit l'Etat met en place des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Quatre mécanismes principaux de soutien peuvent être envisagés : le mécanisme des prix d'achat garantis (FiT), celui des certificats verts échangeables (TGC), le système des prix de marché associés au versement d'une prime et le mécanisme des appels d'offre avec enchères (Percebois, 2014). De manière plus générale, l'Etat a le choix entre deux mécanismes d'intervention : la régulation et les taxes/subsides.

L'état intervient sur le marché de l'énergie via les subsides technologiques qui fournissent du capital, des réductions d'impôts et/ou des incitants opérationnels aux investisseurs privés afin d'encourager le développement d'une technologie spécifique. Cependant, ce type de politique est souvent décrié par certains qui soulignent le fait que les gouvernements ne sont pas nécessairement compétents pour choisir la bonne technologie à subsidier (Ayompe & al., 2015). Le mécanisme des CV du secteur du photovoltaïque wallon en a d'ailleurs fait les frais. L'Etat peut également intervenir via la régulation du marché, qui prend la forme de normes ou de standards techniques. Celle-ci permet d'orienter le marché en limitant les impacts négatifs des technologies employées, par exemple en leur faisant respecter des seuils d'émissions. Ce type de solution peut cependant être coûteux pour les industriels et donc in fine pour les consommateurs. Il a également l'inconvénient de contraindre technologiquement le marché qui, avec des incitations pertinentes, pourrait faire émerger des solutions innovantes. L'Etat peut donc chercher à intégrer le coût des externalités négatives et pour cela, deux logiques sont envisageables (Méritet & Vaujour, 2015) :

- La logique interventionniste qui cherche à modifier le marché en ajustant les valeurs privée et sociale de l'externalité à travers le système des prix ;
- La logique transformatrice qui modifie le statut de l'externalité en cherchant à rétablir l'efficacité des mécanismes de marché en améliorant les droits de propriétés.

Ces logiques sont souvent réduites à deux instruments permettant l'internalisation des coûts environnementaux : les taxes (subsides) environnementales, qui corrigent les prix des marchés existants, et les marchés de « droits d'émission », qui permettent de faire émerger de manière décentralisée un prix des effets externes négatifs. Ces deux instruments sont issus des travaux respectifs de Pigou et de Coase.

D'une part, le subside à l'investissement est une aide des pouvoirs publics accordée à des entreprises, pour les aider dans leurs investissements. Ils sont versés dans un cadre précis en fonction de la zone géographique et du type d'investissement considérés. Ils subventionnent notamment les investissements aux énergies renouvelables ou encore ceux dédiés à la R&D. Cependant, ces subsides comportent quelques inconvénients. Premièrement, une valeur maximale doit être définie. Le prix d'un système PV, qu'il soit de bonne ou de mauvaise qualité, va donc fluctuer autour de cette valeur, et ne créera pas un marché compétitif. Deuxièmement, avec la mise en place de ce mécanisme, l'intérêt des investisseurs diminue avec le temps. Une fois le subside reçu, beaucoup ne prêtent plus attention à l'entretien de l'installation, ce qui diminue son rendement (Hoffmann, 2014). Ces inconvénients peuvent être solutionnés lorsque le soutien est donné sous forme, par exemple, de tarif fixe délivré sur une certaine période de temps. Le calcul de ce tarif fixe prend en compte la dépréciation de l'installation, les conditions de financement de l'investissement et permet de faire un profit décent compris entre 6 et 10 pourcent par an. Ce tarif est payé sur un certain nombre d'années, ce qui incite les investisseurs à maintenir leur installation en bon état tout au long de la durée de vie (Hoffmann, 2014). Ce mécanisme de soutien crée

un environnement hautement compétitif car les investisseurs cherchent le marché où ils peuvent acheter le produit de la qualité désirée au meilleur prix. Ce type de soutien a notamment été adopté en France et en Allemagne.

D'autre part, le mécanisme des quotas via certificats a pour principe de limiter le montant maximal de la pollution autorisée et de répartir ces montants entre les différents acteurs sous la forme de certificats, ou de droits à polluer. Il découle de l'application du théorème de Coase, selon lequel il est possible d'obtenir une allocation optimale des externalités à condition que les droits de propriété soient correctement définis et que les coûts de transaction soient réduits (Gruber, 2011). L'Etat impose des quotas d'électricité verte produite aux fournisseurs d'électricité et agit donc par le biais des quantités d'énergie produites. Un producteur d'énergie renouvelable reçoit un certain nombre de certificats, en fonction de sa production, qu'il peut vendre sur le marché auprès de fournisseurs d'électricité. Ceux-ci sont obligés de racheter les certificats en proportion de l'électricité qu'ils ont fournie l'année précédente. Ils récupèrent ensuite le coût lié à cette obligation dans la facture des consommateurs d'énergie (Collard F. 2014).

2.3.3. Comparaison des mécanismes de soutien

Tamas & al. (2010) ont étudié le système de soutien à tarif fixe et celui des certificats verts échangeables. Ils sont arrivés aux conclusions que, dans un marché imparfait :

- Le FiT implique une provision d'énergie verte supérieure à celle du TGC ;
- L'énergie totale fournie augmente avec un système FiT.

Une autre étude comparative du FiT et TGC appliquée à une même technologie a été établie, en 2009, par l'EREF. Elle conclut que l'on observe, dans les pays où le FiT est appliqué, une augmentation de la capacité cumulée de production, environ quatre fois supérieure à celle des pays ayant appliqué un système de quotas. Le niveau des prix est également considérablement meilleur dans les pays où le FiT est appliqué. Les prix y sont effectivement diminués de près de 50%. Cette étude montre que le système de quotas diminue la rentabilité de l'introduction d'énergies renouvelables par rapport au FiT. Ces résultats sont confirmés par d'autres études plus récentes, comme celle de Marschinski et Quirion (2014) qui conclut que le FIP est un meilleur choix que le TGC, jugé moins attractif. Mennel et al. (2013) confirme que le mécanisme du FIT, instauré dans un grand nombre de pays européens comme l'Allemagne, encourage de manière plus efficiente les individus à investir dans une nouvelle technologie (ER) comparé aux systèmes de certificats mis en place en Angleterre, par exemple.

2.4. Développement du marché photovoltaïque wallon

En 2003, la Wallonie a mis en place un système de certificats verts échangeables pour soutenir le développement des énergies renouvelables. Dans un contexte porteur pour relancer le photovoltaïque wallon, fin de l'année 2007, la Wallonie lance un plan nommé « Solwatt »,

en faveur du petit photovoltaïque. Ce plan comprend une prime à l'installation, des certificats verts pour une durée de 15 ans et des économies sur la facture d'énergie grâce au compteur qui tourne à l'envers pour l'installation de panneaux PV (Collard, F. 2014). Par ce plan, la RW a également modifié le taux d'octroi de CV pour la filière PV, passant de 1 à 7 CV/MWh produit. Le but de ce plan était de démocratiser l'accès aux installations solaires et de développer la filière photovoltaïque wallonne. « Le dispositif, appliqué de 2003 à 2012, était censé être adapté à la baisse au fur et à mesure que les avancées technologiques permettraient de mettre sur le marché des panneaux solaires de plus en plus abordables » (Collard, 2014). Cependant, aucun processus n'avait été préalablement négocié. Avant qu'on ne procède à des coupes successives des avantages promis, le marché des certificats verts s'était déjà emballé. En deux à trois ans, le dispositif devant relancer le PV wallon s'est transformé en un mécanisme de soutien très coûteux pour l'ensemble des consommateurs d'électricité. Boccard et Gautier (2015) ont estimé que « ce mécanisme de soutien a coûté 1,871 milliards € pour la période 2003-2012, soit un soutien de 107 €/MWh produit, avec de fortes différences entre filières de production, le PV recevant jusqu'à 588 €/MWh ». Après la réalisation d'une comparaison internationale, ils ont conclu que le mécanisme wallon est particulièrement généreux.

En 2013, la Commission Européenne incite les pays membres à supprimer de manière progressive les tarifs de rachat au profit de primes de rachat mieux adaptées à l'évolution du marché². Suite à cela et à l'échec du plan « Solwatt », le gouvernement wallon renonce à ce plan basé sur les quotas pour un nouveau plan nommé « Qualiwatt », basé sur les tarifs d'achat. Ce mécanisme des certificats verts est décrit dans le rapport de 2014 de la CWaPE. Ce nouveau plan prévoit que le montant du soutien financier alloué annuellement au producteur d'ER soit calculé pour atteindre un retour sur investissement déterminé au bout d'une période de temps donnée et que le montant de la prime soit adapté à l'évolution du prix des technologies utilisées et à la valeur de l'électricité produite (CWAPE, 2014). Par ce système, un producteur d'énergie renouvelable reçoit pour ce qu'il a produit un certain nombre de CV qu'il peut écouler auprès des fournisseurs d'électricité. Ceux-ci sont dans l'obligation de les racheter en proportion de l'électricité qu'ils ont fournie l'année précédente et répercutent ensuite le coût lié à cette obligation dans la facture des consommateurs d'énergie. Une fois leurs quotas remplis, les bénéficiaires de CV peuvent revendre ceux-ci à la société Elia qui est obligée de les racheter à un prix plancher de 65€ par CV. Néanmoins, le producteur garde la liberté de vendre ces CV à d'autres acheteurs. Le prix des CV sur le marché est donc amené à varier en fonction de l'offre et de la demande. Par ce nouveau plan, le photovoltaïque résidentiel sort du mécanisme des certificats verts. L'objectif du plan « Qualiwatt » est de développer les autres filières du renouvelable comme les grands systèmes photovoltaïques (> 10 kWc).

² Communiqué de presse de la Commission européenne de 5 novembre 2013, « des orientations pour l'intervention publique dans le secteur de l'électricité »

CHAPITRE 3 – CARACTERISTIQUES DU PV ET FONDAMENTAUX ECONOMIQUES

La productivité des modules photovoltaïques dépend de contraintes géographiques, mécaniques et électriques, tandis que la rentabilité d'un projet varie en fonction de cette productivité et d'autres aspects financiers. Ce chapitre est, par conséquent, divisé en deux sections. La première partie porte sur le développement des caractéristiques des énergies renouvelables. Elle concerne, plus spécifiquement, le fonctionnement des systèmes PV et les éléments qui influencent leur production d'énergie. Quant à la deuxième partie du chapitre, elle couvre les fondamentaux économiques, ils peuvent être décrits comme les concepts de base requis pour réaliser des analyses financières et économiques. Cette partie concerne majoritairement l'évaluation des flux des trésoreries ou cash-flows, qui déterminent la valeur d'un projet. D'autres concepts importants permettant d'utiliser les cash-flows sous une forme appropriée, sont également développés. Cela inclut, entre autres, le traitement de l'inflation, du taux d'imposition et la méthode de dépréciation comptable.

3.1. Caractéristiques spécifiques du photovoltaïque

Les énergies renouvelables sont utilisées, en complément des énergies traditionnelles, dans le but de réduire les émissions de CO₂ et d'assurer la provision d'électricité en réduisant la dépendance au marché primaire (Edenhofer et al., 2013). Le PV est basé sur les caractéristiques physico-chimiques de matériaux semi-conducteurs, comme le silicium. L'irradiation de ces matériaux par le soleil génère directement en leur sein une différence de potentiel électrique, puis un courant (Hansen & Percebois, 2014). Un système photovoltaïque est composé de cellules PV, d'une structure de support, de câblage reliant l'installation au réseau et d'onduleurs. Les systèmes PV peuvent être ou non connectés au réseau. EPIA (2011) dans son rapport décrit les étapes de production d'électricité de ces systèmes :

- Les panneaux absorbent les rayons du soleil, l'énergie est transportée des modules aux onduleurs via des câbles ;
- Des onduleurs convertissent le courant direct en courant alternatif afin de pouvoir réinjecter l'électricité produite sur le réseau si la production est supérieure à la consommation du bâtiment ;
- Des structures de support sont présentes pour diriger les modules PV vers le soleil de manière à assurer leur efficacité.

Par définition, l'énergie solaire est illimitée dans le temps et est caractérisée par un potentiel considérable. Cependant, cette énergie est reçue de manière diffuse et intermittente du fait des contraintes climatiques et des cycles jours/nuits. L'énergie PV est, de plus, aléatoire puisqu'il est impossible de prédire avec certitude et précision sa production. Ce qui signifie que pour pouvoir répondre à la demande à tout moment, d'autres sources doivent être disponibles en complément des énergies renouvelables pour pouvoir palier les creux de production (Méritet & Vaujour, 2015).

La production annuelle d'un système PV, ou la quantité d'électricité produite chaque année par le système, est estimée en utilisant la méthode recommandée par l'IBGE (2010). Cette méthode consiste à multiplier la puissance crête de l'installation par le facteur de correction et la durée d'utilisation. Lors du calcul de la production annuelle, il est primordial de tenir compte du ratio de dégradation de la performance des modules. La production d'électricité photovoltaïque est, par conséquent, variable et principalement influencée par la durée de vie de l'installation, l'irradiation solaire et la durée d'ensoleillement, le coefficient de performance, le taux de dégradation et le taux d'autoconsommation.

3.1.1. *Période analysée et durée de vie*

La période analysée correspond à la longueur de temps sur laquelle on considère les coûts et bénéfices d'un projet lors de l'évaluation économique. Cette période diffère selon que l'on considère la durée de vie d'utilité d'un projet ou sa durée de vie économique. La durée de vie d'utilité d'un projet correspond à la période durant laquelle l'investissement continue à produire de l'électricité. Tandis que sa durée de vie économique correspond à la période durant laquelle l'investissement produit à un coût minime compte tenu des exigences demandées (Hoffmann, 2014). Dans le cas d'un projet photovoltaïque, la Cwape (2015) recommande d'utiliser une durée de vie économique de 20 ans pour calculer la rentabilité du projet. Le calcul de la VAN peut s'effectuer sur l'ensemble de la durée de vie économique même si celle-ci excède la durée d'octroi des CV, fixée à 10 ans, pour la filière n'utilisant pas de combustibles (Cwape, 2015).

Composants	Durée de vie
1. Modules (technologie mature)	30 ans
2. Onduleurs	30 ans (Avec un taux de remplacement de 10% tous les 10 ans) ³
3. Structure métallique au sol	30-60 ans
4. Câblage	30 ans

Tableau 4 - Durée de vie des différents composants d'un système PV recommandée par IEA (2016).

Source : Réalisation par Lobet, L. à partir des données de IEA (2016).

Le tableau 4 mentionne les durées de vie recommandées par l'IEA (2016) lors de la réalisation de l'évaluation du cycle de vie d'un système photovoltaïque. Les recommandations concernent non seulement les modules PV mais également les autres composants du système. Cependant, compte tenu de l'aspect peu réaliste de l'hypothèse 2, la durée de vie prise en considération quant à l'analyse du cycle de vie de l'onduleur sera celle recommandée par la CWaPE : 10 ans.

³ Manson & al., 2006

3.1.2. *Irradiation solaire et durée d'ensoleillement*

Le rendement d'un panneau PV est fortement influencé par l'irradiation solaire et la durée d'ensoleillement et, par conséquent, par leur localisation et leur orientation (Cengiz & Mamis, 2015 ; IEA, 2016). Si on considère la répartition de l'ensoleillement sur une année, chaque mètre carré de sol reçoit en moyenne une quantité d'énergie solaire égale à 1000 kWh/an en Belgique. Même si les technologies actuelles permettent d'atteindre une capacité moyenne de production égale à 1200 kWh/m², la production annuelle d'électricité par kWc en Belgique pour un système fixe orienté de manière optimale, est d'environ 900 kWh/m² (Hufty, 2001), voire 960 kWh/m² (Suri & al., 2007). Afin de maximiser la production d'électricité d'une installation photovoltaïque, il convient d'orienter les modules de façon optimale (35° sud) dans le but de capter un maximum du rayonnement solaire. De manière générale, la majorité des installations PV sont orientées entre le sud-est et le sud-ouest avec une inclinaison comprise entre 15° et 50°.

3.1.3. *Coefficient de performance et taux de dégradation*

Le coefficient de performance correspond à la différence entre le taux de performance des modules, produit de l'irradiation et du rendement des modules, et la génération actuelle d'énergie⁴. Un coefficient par défaut égal à 0,80 pour les installations au sol est recommandé (Alsema et al. 2008). Cette valeur prend en compte la dégradation des modules due à l'âge. Dans le cas de la production d'électricité renouvelable, le taux de dégradation correspond à la diminution du rendement de l'installation tout au long de sa durée de vie. La détermination et la prise en considération de ce taux sont essentielles pour prédire avec le plus de précision possible la production d'électricité d'un système PV. Financièrement, ce taux est également très important puisqu'un taux de dégradation élevé implique une production d'énergie inférieure, et par conséquent, une réduction des cash-flows. Une mauvaise évaluation de ce taux peut donc mener à une augmentation des risques financiers (Jordan & Kurtz, 2013). Des règles spécifiques concernant la dégradation annuelle de certains types de système de production d'ER sont donc prescrites par des institutions publiques. Pour une technologie PV mature, un taux de dégradation linéaire égal à 0,5% par an est souvent recommandé (CWaPE, 2015 ; IEA, 2016). L'étude menée par Jordan & Kurtz (2013), confirme cette recommandation en concluant que la valeur médiane du taux est de 0,5%/an.

3.1.4. *Taux d'autoconsommation*

Le taux d'autoconsommation annuel correspond au pourcentage d'électricité PV qui est directement consommé dans le bâtiment où elle a été produite durant l'année (HEPSUL, 2013). Le taux d'autonomie est le pourcentage de la consommation électrique du bâtiment qui est directement alimenté par l'installation PV durant l'année. L'autoconsommation permet de réaliser des économies sur la facture d'électricité. Si la production PV n'est pas suffisante pour couvrir l'entièreté de la

⁴ Le coefficient de performance est décrit dans « The international Standard IEC 61724 »

consommation en électricité, de l'électricité est achetée en complément sur le réseau public. De même, si le système PV produit plus d'électricité par rapport à ce qui est consommé, l'électricité PV sera réinjectée/vendue sur le réseau. Le taux a un impact significatif sur la rentabilité d'un système PV du fait que l'électricité réinjectée sur le réseau est évaluée et vendue à un prix inférieur au prix d'achat de l'électricité. Le profil de consommation, c'est-à-dire la manière dont l'électricité est consommée durant la journée et durant l'année, a également une réelle importance sur la rentabilité d'un projet PV. La rentabilité d'une installation $> 10 \text{ kW}$ est directement influencée par son taux d'autoconsommation et par le profil de consommation.

3.1.5. *Unités de référence*

Les principales unités utilisées lors de l'étude d'installations PV peuvent être divisées en deux catégories : les unités de référence et les unités de fonctionnement. Pour un système PV, l'unité de fonctionnement recommandée est le kilowattheure (kWh), qui correspond à l'énergie consommée par un appareil d'une puissance d'un kilowatt qui a fonctionné pendant une heure. Tandis que les unités de référence utilisées sont :

- Le kilowatt : un watt est la puissance d'un système énergétique dans lequel est transférée uniformément une énergie d'un joule pendant une seconde ;
- Le kilowatt-crête (kWc) : La puissance crête d'un système photovoltaïque correspond à la puissance électrique délivrée par ce même système dans des conditions standards d'ensoleillement (1000 W/m^2), de température (25°C) et de standardisation du spectre de la lumière (AM 1,5). En Wallonie, la puissance crête correspond à la notion de puissance maximale ;
- Le kilovoltampère (kVA) : Le kilovoltampère mesure la puissance apparente qui est le produit de la tension par le courant. Dans le cas d'un système PV, la puissance apparente correspond à la puissance maximale à la sortie de l'onduleur.

3.2. Aspects économiques et financiers

3.2.1. *Cash-flows*

Dans les filières technologiques telles que la filière photovoltaïque, plusieurs mois, voire plusieurs années peuvent s'écouler entre la décision d'investir et la mise en service de l'installation. La date de référence pour l'actualisation des cash-flows doit correspondre à la date de mise en service de l'installation. Ces derniers peuvent être répartis en trois catégories qui sont définies par Ayompe & al. (2015) :

- Les flux de trésorerie liés à l'investissement sont des flux non-répétitifs résultant des investissements/achats initiaux. Ces coûts sont présents au début du projet lorsque les matériaux nécessaires à l'installation du système PV sont achetés. Les subsides sont considérés comme des flux d'investissement négatifs ;
- Les cash-flows entrants d'un projet énergétique correspondent à la revente de l'électricité et à l'électricité autoconsommée. En d'autres termes, il s'agit des produits réalisés grâce à l'énergie produite (ou évitée) et à l'octroi des certificats verts. Ce sont les produits de l'installation PV (taux de dépréciation inclus) ;

- Les cash-flows sortants d'un projet énergétique comprennent les coûts de carburant, de maintenance, de travail (main-d'œuvre) et d'exploitation. Dans le cas de la production d'énergie renouvelable, comme pour l'énergie photovoltaïque, les coûts de carburant sont inexistant.

La somme des cash-flows sortants et des flux d'investissement correspond aux charges du projet. La différence entre les flux monétaires entrants et sortants donne les flux de trésorerie nets d'exploitation et la différence entre les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation et les flux liés à l'investissement donne les flux de trésorerie nets. Ces flux sont représentés par les formules suivantes :

$$F_{no,n} = F_{i,n} - F_{o,n}$$

$$F_{n,n} = F_{i,n} - F_{o,n} - F_{c,n} = F_{no,n} - F_{c,n} \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

Où :

- $F_{no,n}$: flux de trésorerie nets liés à l'exploitation net à l'année n ;
- $F_{i,n}$: flux de trésorerie entrants à l'année n ;
- $F_{o,n}$: flux de trésorerie sortants à l'année n ;
- $F_{n,n}$: flux de trésorerie nets à l'année n ;
- $F_{c,n}$: flux de trésorerie liés à l'investissement à l'année n.

Les flux de trésorerie peuvent être exprimés en termes de prix réels ou de prix nominaux. Les prix nominaux sont ceux utilisés dans la vie courante. Ce sont les valeurs exprimées en unités monétaires qui augmentent d'une année à l'autre compte tenu du taux d'inflation. Tandis que les prix réels enlèvent l'effet d'inflation des prix nominaux en les convertissant en « année de référence » (Ruegg & Short, 2014). En général, l'année de référence correspond à la première année du projet et les flux de trésorerie nominaux et réels sont reliés par la formule suivante :

$$F_{r,j} = \frac{F_{n,i}}{(1+e)^{i-j}} \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

Où :

- $F_{r,j}$: flux de trésorerie réel équivalent à l'année de référence j ;
- $F_{n,i}$: flux de trésorerie nominaux à l'année i ;
- e : taux d'inflation.

3.2.2. Taux d'actualisation et facteur d'actualisation

La plupart ou l'entièreté des coûts d'investissement de l'installation d'un système photovoltaïque sont dus au début du cycle de vie du projet, tandis que les bénéfices s'accumulent tout au long du cycle de vie du projet sous la forme d'électricité produite ou économisée. Pour comparer ces coûts et ces bénéfices à différentes périodes, il est nécessaire d'exprimer tous les cash-flows en unités de temps équivalentes. En effet, la valeur de la monnaie dépend du temps; un montant en euro donné aujourd'hui vaudra plus que cette même quantité d'euros donnée un an plus tard. Ceci s'explique d'une part, par le fait que l'inflation ou la déflation peut changer le pouvoir d'achat des individus et d'autre part, que la monnaie peut être investie dans le temps dans le but de

générer un rendement supérieur ou inférieur à l'inflation (Ruegg & Short, 2014). En général, les individus préfèrent recevoir de l'argent aujourd'hui plutôt que dans le futur. C'est pourquoi, il est important de distinguer la valeur présente et la valeur future, qui sont liées par le taux d'actualisation annuel :

$$F_{pv,n} = \frac{F_{fv,n}}{(1+r)^n} \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

Où :

- $F_{pv,n}$: valeur présente des cash-flows futurs, $F_{fv,n}$, à l'année n ;
- $F_{fv,n}$: cash-flows futurs à l'année n ;
- r : taux d'actualisation.

Le taux d'actualisation est une mesure de la valeur monétaire temporelle. Le ratio représente le montant du rendement qui peut être atteint grâce à un investissement. Il s'agit d'un élément clé à déterminer. Ainsi, plus les risques et les incertitudes associés à l'investissement seront élevés, plus le niveau du taux d'actualisation requis sera élevé (primes de risque) afin de limiter le poids des années lointaines, et par conséquent plus incertaines (Ayompe & al., 2015).

Le facteur d'actualisation est le facteur par lequel les cash-flows futurs doivent être multipliés pour obtenir leur valeur actualisée. Il dépend du taux d'actualisation et de la période durant laquelle les cash-flows surviennent :

$$DF_{n,r} = \frac{1}{(1+r)^n} \quad F_{pv,n} = F_{fv,n} \times DF_{n,r} \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

Où :

- DF_n : facteur d'actualisation à l'année n pour le taux d'actualisation r ;

3.2.3. Taux d'inflation et taux d'indexation

L'inflation représente l'augmentation globalisée du niveau des prix. Comme le changement futur des prix est inconnu, on suppose fréquemment que les prix vont augmenter à un certain taux, au taux d'inflation. L'inflation concerne donc la diminution du pouvoir d'achat lié à l'augmentation des prix dans une économie. Sachant que la politique monétaire de la Banque Centrale Européenne vise un taux d'inflation proche ou égal à 2%, ce taux est généralement utilisé. Par conséquent, les valeurs qui ont été retenues pour les paramètres d'indexation⁵ sont :

- Indexation prix de l'électricité injectée + 2%/an
- Indexation prix de l'électricité autoconsommée + 2%/an ;
- Indexation prix des combustibles fossiles + 2%/an ;
- Indexation prix des combustibles renouvelables + 2%/an ;
- Inflation des coûts de maintenance et autres frais + 2%/an.

⁵ Ces valeurs sont conformes à celles retenues dans la note au Gouvernement relative à une « Méthodologie pour le calcul des nouveaux taux d'octroi de certificats verts » du 3 avril 2014.

CHAPITRE 4 : FISCALITE WALLONNE EN MATIERE DE PHOTOVOLTAIQUE : MECANISMES DE SOUTIEN, SUBSIDES & TAXATION

Dans le chapitre 2, le rôle des gouvernements au sein du marché énergétique et les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ont été développés d'un point de vue théorique. Il a également été mis en avant que les politiques énergétiques actuelles de la plupart des économies développées visent à parvenir à une durabilité environnementale et à la sécurité d'approvisionnement d'énergie tout en maintenant un coût compétitif. Ces politiques doivent augmenter le bien-être de la société tout en restant équitables. Ce chapitre, quant-à-lui plus concret, se focalise sur la fiscalité et les politiques énergétiques mises en place en Wallonie en matière de grandes installations photovoltaïques (>10 kW). Le chapitre porte principalement sur le régime de soutien k_{ECO} , le régime de taxation et les différentes aides fiscales relatives au photovoltaïque.

4.1. Mécanisme des certificats verts et régime de soutien k_{ECO}

L'article 4 de l'AGW du 3 avril 2014 définit le nombre de certificats verts octroyés pour chaque filière de production d'électricité verte. Pour la filière solaire PV, de plus de 10 kW, la réglementation prévoit une révision semestrielle des coefficients k_{ECO} . Le régime de soutien du k_{ECO} entré en vigueur le 1^{er} juillet 2015, concerne toutes les nouvelles unités de production de puissance supérieure à 10 kW dont la visite de conformité (RGIE) est postérieure au 1^{er} juillet 2015. La visite de conformité a lieu une fois l'installation de production d'énergie renouvelable terminée. Le nombre de certificats verts octroyés, sur une période de 10 ans, se calcule à partir des formules suivantes :

$$\begin{aligned} (1) \quad & CV = E_{enp} \times t_{cv} & [CV] \\ (2) \quad & t_{cv} = \rho \times k_{CO2} \times k_{ECO} & [CV/MWh] \\ (3) \quad & t_{cv} = \min(2,5; \rho \times k_{CO2} \times k_{ECO}) & [CV/MWh] \\ (4) \quad & CV \text{ octroyés} = E_{enp} \times \rho \times k_{CO2} \times k_{ECO} & \text{(Cwape, 2015)} \end{aligned}$$

Où :

- E_{enp} : électricité nette produite, exprimée en MWh ;
- ρ : coefficient correcteur qui compense les fluctuations du prix de l'électricité ;
- k_{CO2} : taux d'économie de CO₂ ;
- k_{ECO} : coefficient économique tel que prévu à l'article 38, §6bis du décret, appliqué de la première à la dernière année d'octroi.
- t_{cv} : le taux de certificats verts (actuellement plafonné à 2,5 CV/MWh).

Pour la filière photovoltaïque, le taux d'économie de CO₂ appliqué de la première à la dernière année d'octroi en fonction des performances réelles de l'installation, est toujours égal à l'unité. Dans ce cas, le coefficient k_{ECO} , qui prend en considération des paramètres techniques, économiques et financiers, donne directement le taux d'octroi qui sera appliqué à ces installations. Pour chaque filière, le coefficient est calculé de façon à annuler la VAN

calculée pour une installation de référence retenue par la CWaPE et jugée représentative de la filière. Le calcul utilise comme taux d'actualisation, le taux de rentabilité de référence⁶, 7% pour la filière PV, fixé par le Gouvernement wallon. Le coefficient économique étant révisé tous les semestres par la CWaPE, le tableau 5 représente les valeurs du k_{ECO} pour le 3e et le 4e semestre de l'année 2015 :

Classe de puissance	CV/MWh
10 à 250 kWc	2,4
250 à 500 kWc	2,1
500 à 750 kWc	2,0
750 à 1000 kWc	1,9

Tableau 5 - k_{ECO} appliqué du 01/07/15 au 31/12/15. Source :
Cwape (2015)

La méthodologie appliquée pour le calcul du coefficient k_{ECO} est conforme à celle publiée par la CWaPE dans sa proposition CD-14b11-CWaPE-861 du 13 février 2014 relative à une « méthodologie pour le calcul des nouveaux taux d'octroi des certificats verts » mais adaptée suite aux modifications réglementaires et méthodologiques adoptées par le Gouvernement wallon le 3 avril 2014.

4.2. Dépréciation comptable

La dépréciation comptable doit impérativement être prise en compte lors de l'évaluation financière d'un projet d'investissement comme les projets énergétiques puisqu'elle peut avoir un impact non-négligeable sur les flux de trésorerie. La dépréciation d'un projet d'investissement peut être définie comme la perte de valeur de l'actif tout au long de la vie d'utilisation. La valeur d'un système photovoltaïque va diminuer chaque année jusqu'à ne plus avoir aucune valeur comptable à la fin de sa vie opérationnelle, c'est-à-dire après approximativement 20 ans (Ayompe & al., 2015). Ce taux dépend de la législation en vigueur dans le pays étudié. Les méthodes comptables utilisées peuvent être divisées en deux catégories : dépréciation linéaire ou dépréciation accélérée. Dans la première méthode, la valeur comptable de l'actif diminue par montants identiques jusqu'à être égale à zéro, sur une période comptable appropriée. Tandis que la deuxième méthode implique de soustraire une partie de la valeur de l'actif plus importante au cours des premières années et moins importante au cours des années suivantes (Hoffmann, 2014). Il est important de bien considérer la dépréciation comptable, car cette dernière peut être déduite des profits de la société et de ce fait réduire le montant imposé.

4.3. Régime de taxation et taux d'imposition

Les installations photovoltaïques sont soumises à la TVA selon que l'installateur soit assujetti ou non. La TVA s'élève à 21% pour les nouvelles constructions et à 6% lors de la rénovation

⁶ Les taux de rentabilité de référence retenus par le Gouvernement wallon proviennent de l'annexe 7 de l'AGW-PEV du 30 novembre 2006

d'un logement privé, si le bâtiment a plus de 10 ans. Pour bénéficier du taux réduit de 6%, les travaux doivent être effectués par un entrepreneur enregistré. Ce taux n'est pas applicable lors de constructions professionnelles. En Belgique, l'impôt des sociétés est généralement prélevé sur les profits réalisés par les sociétés à un taux fixe de 33,99%. Le taux d'imposition doit être pris en compte lors du calcul des cash-flows après taxation. Trois remarques importantes doivent être mentionnées :

- Les revenus liés à la vente des certificats verts sont repris dans la base imposable afin d'assurer le calcul réel de rentabilité « post-taxé » ;
- Depuis l'exercice 2014, c'est-à-dire pour les dépenses payées en 2013, la réduction d'impôts pour toutes les dépenses permettant d'économiser l'énergie, comme la production d'énergie renouvelable, a été supprimée ;
- En vertu de l'article 180 du « Code des impôts sur les revenus » du 12 juin 1992, les intercommunales ne sont pas assujetties à l'impôt des sociétés.

4.4. Déductions fiscales et autres aides

L'avis relatif à la déduction pour investissement du 26 avril 2014 mentionne que : « les investissements qui répondent aux conditions légales donnent droit à une déduction pour investissement égale à un certain pourcentage de la valeur d'investissement ou de revient de ces investissements ». Les investissements pour lesquels cette déduction s'applique, doivent être des immobilisations amortissables, (in)corporelles et affectées en Belgique à l'exercice de l'activité professionnelle. Concernant les sociétés, la déduction pour les investissements effectués pendant la période imposable qui se rattache à l'exercice d'imposition 2015 est de 13,5 % en ce qui concerne les investissements économiseurs d'énergie, etc. La quotité déductible est calculée sur la valeur d'investissement et la déduction pour investissement est opérée sur les bénéfices de la période imposable au cours de laquelle vous avez acquis les immobilisations visées. La déduction s'applique après toute imputation et autre déduction dans le cas de l'impôt des sociétés. La déduction reportée sur les bénéfices de chacune des périodes imposables suivantes ne peut toutefois excéder, par période imposable, 943.760 euros⁷ ou, lorsque le montant total de l'exonération reportée à la fin de la période imposable précédente excède 3.775.060 euros⁸. Il s'agit donc d'une possibilité de déduire de la base imposable une quantité du montant des investissements effectués au cours de la période imposable dont la demande d'intervention doit être réalisée après l'investissement.

D'autres types d'aides tels que la réduction d'impôt, l'aide à l'investissement et la compensation existent, cependant ces aides ne sont pas applicables aux grandes installations photovoltaïques. La réduction d'impôt est valable seulement pour les habitations, le taux d'intervention de l'aide à l'investissement pour la filière photovoltaïque est de 0% et le principe de la compensation n'est pas applicable pour une installation d'une puissance supérieure à 10 kW.

⁷ Montants indexés applicables pour l'exercice d'imposition 2015

⁸ Montants indexés applicables pour l'exercice d'imposition 2015

CHAPITRE 5 - ANALYSE DES DIFFERENTS MOYENS DE FINANCEMENT

Le photovoltaïque s'est fortement développé ces dernières années suite à la volonté croissante des individus et des organisations de diminuer leur impact carbone. Par ailleurs, les projets de production d'énergies renouvelables sont caractérisés par un investissement initial conséquent avec des bénéfices répartis tout au long de la durée de vie du système de production (Ruegg & Short, 2014). Le financement d'un investissement énergétique peut donc altérer sa viabilité économique. C'est pourquoi, il semble intéressant d'étudier les différents modes de financement possibles afin d'identifier ceux qui favorisent les investissements dans les économies d'énergie (Nerincx, 2011). Dans cette section, deux moyens de financement adaptés à l'installation d'un système photovoltaïque seront développés : les mécanismes basés sur les contrats d'énergie, appelés tiers-financement et les mécanismes standards d'investissement, via emprunt bancaire. Le choix du mode de financement est crucial dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet photovoltaïque. L'objectif de ce chapitre est donc d'identifier les avantages et les inconvénients de ces deux modes de financement et de déterminer lequel est le plus avantageux. Comme l'étude porte sur les grandes installations photovoltaïques (>10 kW) implantées au sein d'entreprises, le financement coopératif, plus favorable aux particuliers et aux communes, ne sera pas abordé.

5.1. Financement interne via l'emprunt

Dans le cas du financement interne, l'investisseur prend entièrement à sa charge le coût de l'investissement et garde, de ce fait, l'entièreté des économies réalisées (Nerincx, 2011). L'organisation a la possibilité de contracter un emprunt auprès d'une institution financière qui peut être défini comme une dette financière qui sera remboursée à long terme par une personne physique ou une entreprise. La dette se compose du montant emprunté et des intérêts. Elle permet de diluer le coût de l'investissement sur la durée de l'emprunt. Une fois que le prêteur a accordé l'octroi d'une certaine somme d'argent sous la forme d'un prêt, divers procédés de calcul vont être effectués pour déterminer combien l'emprunteur devra rembourser chaque mois et cela, durant une durée déterminée dans le contrat. Les crédits peuvent être à taux fixe ou variable, le taux d'un crédit à taux fixe sera constant pendant toute la durée du prêt, en revanche, le taux variable va changer au cours du temps en fonction du l'évolution de l'Euribor. Le type d'emprunt choisi est le crédit à annuités constantes. Ce crédit consiste à rembourser chaque année ou chaque mois le même montant à la banque. Au début, on aura une part d'intérêt importante et une faible part de capital et au fil des années, la tendance va s'inverser (Devolder & al., 2015). L'annuité constante de remboursement est calculée via la formule mathématique suivante :

$$a = V_0 * \frac{i}{1-(1+i)^{-n}} \quad (\text{Devolder \& al., 2015})$$

Où :

- V_0 : Valeur initiale du prêt/de l'investissement ;
- i : Taux d'intérêt et n : Durée de l'emprunt

Les avantages et les inconvénients du tiers-investissement se basent sur l'étude réalisée par APERE (2012). Un inconvénient majeur du financement interne est que les prêts sont accordés, par les organismes financiers, seulement sous certaines conditions. Le prêteur exige toujours des garanties qui lui permettent de se protéger dans le cas où celui à qui il a emprunté de l'argent refuse de payer ses échéances de remboursement. De plus, la totalité du risque repose sur l'investisseur, contrairement au principe de tiers-financement. Néanmoins, cette méthode de financement présente également certains avantages. D'une part, l'emprunteur bénéficie de la possibilité de souscrire une durée de remboursement s'étalant sur plusieurs années avec une mensualité fixe. Et d'autre part, contrairement au tiers-investissement, il n'y a aucun frais supplémentaire, aucune redevance à payer à un tiers-investisseur.

5.2. Tiers-financement

Le tiers-financement implique quatre acteurs : le client, l'installateur, le tiers-investisseur et la banque. Ce mode de financement permet à une organisation de financer des investissements énergétiques sans mobiliser de fonds propres et sans toucher à ses capacités d'endettement (Nerincx, 2011).

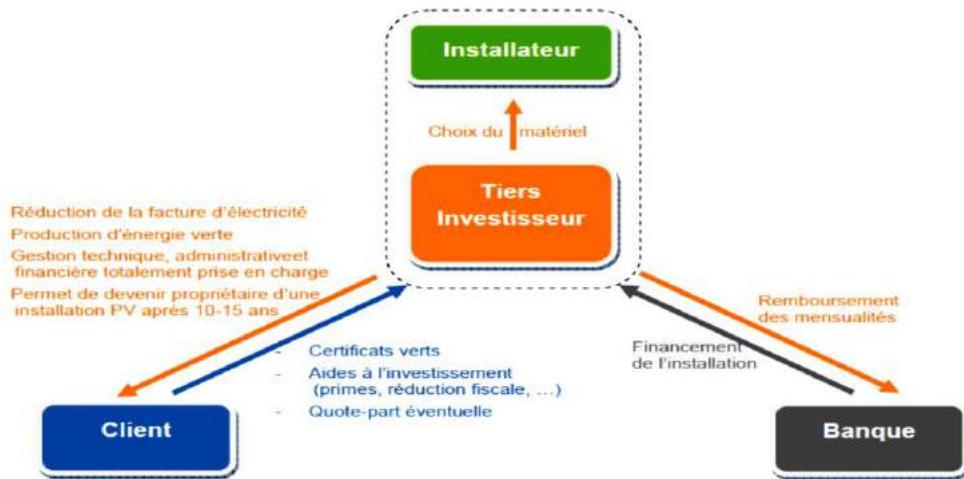


Figure 6 - Schématisation du principe de tiers-financement. Source : APERE (2012).

APERE (2012) définit ce type d'investissement de la manière suivante : « Un tiers-investisseur offre ses services à un client désireux de devenir producteur d'énergie verte. Il garantit, via une banque ou une institution financière, le financement d'une installation photovoltaïque. Le client bénéficie alors d'une réduction directe de sa facture d'électricité grâce à la production électrique du système photovoltaïque et le tiers-investisseur récupère le montant investi et rémunère son service, selon le type de contrat, en récupérant une partie ou l'entièreté des certificats verts ainsi que les aides à l'investissement ». Dans ce type de financement, selon le contrat, le client peut devoir une redevance au tiers-investisseur. Cette redevance est, en général, une somme due en fonction de la puissance du système PV et est, par conséquent, exprimée en €/kWc. Il s'agit d'une intervention forfaitaire sur le coût d'investissement demandée au client. Le tiers-investissement est un principe de financement win-win qui permet à une organisation d'améliorer sa performance, mais l'organisation doit céder une part de ses gains au tiers-investisseur.

APERE (2012) définit également précisément les services et les tâches dont le tiers-investisseur a le devoir de gérer au nom de son client. Ces tâches sont reprises dans le tableau 6. Le tiers-investisseur est responsable de la gestion technique pendant les dix premières années. Cette durée correspond à la période d'attribution des certificats verts en Wallonie pour une grande installation PV. En cas de modification du statut du client durant la période contractuelle, le contrat peut être repris par une autre personne. Dans ce cas, le nouveau client devient propriétaire de l'installation et les conditions prévues par le contrat restent valables. A la fin du contrat, le client peut donc bénéficier de la réduction de sa facture d'électricité sur le reste de la durée de vie du système.

Services fournis	Exemples
Gestion administrative	-Etude de faisabilité ; -Choix de l'installateur ; -Demande d'aides à l'investissement ; -Demande et vente des certificats verts ; -Etc. ...
Gestion technique	-Maintenance de l'installation ; -Suivi de l'installation ; -Etc. ...

Tableau 6 - Services fournis par le tiers-investisseur. Source : Réalisation par Lobet, L. à partir des données de APERE (2012)

Les avantages et les inconvénients du tiers-investissement se basent sur l'étude réalisée par APERE en 2012. Le principal avantage du tiers-financement pour un particulier ou une entreprise est le gain de temps. Grâce à cette démarche, le client ne perd pas de temps à s'occuper des étapes nécessaires à l'installation de panneaux et ne doit pas se préoccuper de la gestion technique et administrative du système PV. De plus, via ce mécanisme de financement, la majorité des risques seront supportés par le tiers-investisseur. Néanmoins, ce mode de financement n'est pas parfait. Le but du tiers-investisseur est bien entendu de faire du profit, qu'il cherchera à maximiser au travers des différentes clauses du contrat. Une analyse minutieuse du contrat proposé par le tiers-investisseur est de ce fait conseillée.

5.3. Conclusion : Financement interne VS Tiers-investissement

Afin d'établir une conclusion objective sur ces deux types de financement applicables aux installations photovoltaïques, une analyse comparative est nécessaire. Celle-ci prendra la forme d'un tableau comparatif, le tableau 7, reprenant les différents points évoqués ci-dessus.

Dans ce tableau, il apparaît clairement qu'une installation photovoltaïque, qu'elle soit réalisée par financement interne ou par tiers-investissement, permet d'une part, une économie sur la facture d'électricité et, d'autre part, une économie des émissions de CO₂. Selon les cas et selon les personnes concernées, certains en concluront qu'il est préférable de s'adresser directement à une institution financière et de réaliser les démarches nécessaires par soi-même afin de maximiser la rentabilité financière. D'autres estimeront les démarches trop complexes et estimeront justifié le fait de dédommager financièrement à un coût « raisonnable » le tiers-investisseur afin de bénéficier de services offerts par ce type d'organisme.

	Aucun investissement	Financement interne	Tiers-investissement
ECONOMIQUE			
Facture d'électricité	--	++	++
Coût de l'installation	Inexistant	+	-
Risque sur l'emprunt	Inexistant	Nul	--
Temps de retour	Inexistant	++	Nul
Revenus globaux	--	++	Nul
GESTION			
Gestion technique	Inexistante	Nul	++
Gestion administrative	Inexistante	Nul	+
Suivi de l'installation	Inexistant	Nul	++
ENVIRONNEMENTAL			
Economie de CO ₂	--	++	++

Tableau 7 - Comparaison des avantages et des inconvénients du tiers-financement et de l'investissement propre. Source : APERE, 2012

CHAPITRE 6 – METHODE ECONOMIQUE ET ANALYSE FINANCIERE

L’analyse financière représente le processus qui permet d’établir la valeur économique d’un investissement. Cette méthode d’évaluation économique facilite les comparaisons entre les investissements parmi différentes technologies énergétiques. De plus, l’analyse de cette catégorie de projet revêt une importance stratégique aux yeux des investisseurs pour deux raisons majeures. Premièrement, la plupart des projets énergétiques sont, dans la grande majorité des cas, des projets à forte intensité en capital et basés sur le long-terme. Deuxièmement, la décision d’investir dans de tels projets requiert l’utilisation et l’exploitation de ressources limitées, pouvant être allouées à d’autres projets. Revenir sur de tels investissements étant très coûteux, une analyse financière initiale rigoureuse est essentielle. La première étape consiste à réaliser un plan de financement prévisionnel et un bilan économique afin de voir si le projet énergétique est rentable. La deuxième étape de l’évaluation d’un investissement consiste à calculer des mesures financières qui peuvent être utilisées pour évaluer et comparer des projets énergétiques. Cette section se focalise sur des théories et des méthodes d’évaluation microéconomiques afin de mesurer le rapport coût-efficacité de projets définis. L’analyse financière va permettre d’estimer les flux de trésorerie d’un projet, qui déterminent sa valeur. Ces valeurs pourront par la suite être comparées entre-elles, ce qui permettra de déterminer la désirabilité du projet.

6.1. Plan de financement et bilan économique prévisionnels

Le plan de financement prévisionnel est un outil qui permet de s’assurer de l’adéquation entre les besoins que génère un projet et les ressources dont l’entreprise dispose. Il donne une première indication sur la viabilité à long-terme d’un projet. Pour être rentable, le prix auquel les producteurs vont produire, consommer et vendre leur électricité doit couvrir à la fois les frais liés à l’investissement initial et les frais liés à la production. A ce titre, les énergies renouvelables telles que le photovoltaïque bénéficient d’un avantage important par rapport aux centrales traditionnelles. En l’absence de frais d’approvisionnement, leur coût variable de production est quasiment nul. Néanmoins, leur coût total au MWh reste, sauf exception, supérieur. Le plan financier se compose de deux grandes catégories : les charges et les produits. Le résultat, positif (profit) ou négatif (perte), est simplement calculé en soustrayant l’ensemble des charges dues à l’ensemble des produits générés par le projet.

Les éléments passifs comprennent l’investissement initial et les coûts auxquels l’entreprise doit faire face tout au long du projet. L’investissement initial correspond à tous les frais occasionnés lors l’installation et de la mise en service du système PV :

- Le prix d’achat des matériaux composants l’installation solaire ;
- Les frais d’ingénierie et d’installation du système photovoltaïque ;
- Les coûts de raccordement comprenant les frais d’étude et de réinjection.

L’investissement initial peut être soit financé par un emprunt auprès d’une institution financière, soit par les fonds propres de l’entreprise ou par une combinaison des deux.

Lorsqu'un projet est financé par un organisme financier des intérêts doivent être comptabilisés selon les termes du contrat de prêt. A ces frais doivent être ajoutés les coûts de maintenance pour compléter le passif du projet. Selon le rapport de la CWaPE (2015), les frais annuels de maintenance correspondent à 1,5% du montant de l'investissement et aux frais de remplacement des onduleurs. Tous ces frais peuvent être amortis de manière linéaire ou dégressive.

Afin de compenser les coûts liés à l'investissement et l'entretien de l'installation, l'investissement génère des recettes qui comprennent deux éléments majeurs : la valeur de l'électricité verte produite et la revente des certificats verts. La valeur moyenne de l'électricité produite par l'installation PV dépend de trois facteurs :

- Le prix de revente de l'électricité produite vendue/injectée sur le réseau ;
- Le coût évité grâce à l'électricité autoconsommée ;
- Le pourcentage d'électricité produite par le système qui est autoconsommé.

Le coût évité de l'électricité autoconsommée est fortement variable d'un projet à l'autre et cela pour une même puissance. Il varie en fonction du site d'implantation, de la taille de l'installation, du tarif en vigueur, etc. Le prix que paie une société / une personne physique lors de l'achat d'électricité, varie en fonction du plan tarifaire choisi et de sa consommation annuelle et du type de compteur installé. Le compteur électrique peut être un compteur mono-horaire ou bi-horaire. Les tarifs sont différents selon que la consommation d'électricité soit faite durant les heures pleines (hp) ou les heures creuses (hc). En général, les heures pleines correspondent aux heures de journée (+/- de 7 à 22h) hors week-end et les heures creuses correspondent aux heures de nuit (+/- 22 à 7h) de la semaine et aux heures de week-end. Le coût évité correspond à la production de l'installation multipliée par le prix d'achat indexé et pondérée par le ratio hp/hc et par le taux d'autoconsommation :

$$\text{Coût électricité autoconsommée} = \text{Production électrique (MWh)} * \text{Tarif électricité (\$/MWh)} * \text{hp/hc} * \text{Taux autoconsommation}$$

(Cwape, 2015)

Lorsque l'électricité produite par l'installation n'est pas à 100% autoconsommée, le surplus d'électricité est alors réinjecté sur le réseau. Le producteur d'électricité doit dès lors s'inquiéter de la vente de son électricité et signer un contrat de vente avec un fournisseur disposant d'une licence. Il n'y a pas de prix minimum garanti pour l'électricité injectée sur le réseau, le prix est déterminé entre les deux parties et spécifié dans un contrat.

Le gain réalisé grâce à la revente des certificats verts dépend du nombre de CV auquel l'installation donne droit et du prix auquel ces CV sont revendus sur le marché des CV. Les informations quant à la méthode de calcul du nombre de CV reçus et au prix de revente de ceux-ci sont explicitées dans le point précédent relatif au « le mécanisme des certificats verts ». Le gain réalisé est calculé grâce à la formule suivante :

$$\text{Production annuelle (MWh)} * \text{Coefficient keco} * \text{Prix de vente CV}$$

(Cwape, 2015)

Comme les systèmes photovoltaïques varient en coûts et en taille, calculer le coût économique de tels systèmes est la clé pour déterminer si l'investissement est approprié ou non à l'entreprise (Hay, 2013). Il convient donc de réaliser le bilan économique du projet. Pour un projet énergétique renouvelable, le bilan économique exprime la durée d'exploitation du système durant laquelle on calcule le coût d'investissement par kWh de combustible économisé. Les principales composantes économiques décrites lors de cette opération sont l'investissement initial, le retour sur investissement et l'analyse coûts-bénéfices (ACB). Afin de déterminer le coût total d'un système PV installé, tous les coûts doivent être pris en considération. Les principales hypothèses formulées pour la réalisation du bilan économique concernent :

- Le prix d'achat des matériaux composants l'installation solaire ;
- Les frais d'ingénierie et d'installation du système photovoltaïque ;
- Les coûts de raccordement comprenant les frais d'étude et de réinjection ;
- Les coûts de maintenance comprenant les frais de maintenance et le remplacement des onduleurs ;
- Les coûts liés au financement de l'installation.

Le bilan économique permet de connaître le coût économique d'un projet, ainsi que le coût marginal de production d'électricité. Le coût marginal est le coût de production d'une unité supplémentaire d'électricité. Il correspond à toutes les dépenses nécessaires à la production de cette quantité additionnelle. En général, ce coût est décroissant : le coût du premier kWh sera très élevé puisque pour le produire il aura fallu construire l'installation, les suivants seront plus faibles puisqu'ils ne couvriront que les frais variables. Un effet seuil apparaît néanmoins lorsque la capacité maximale est atteinte puisqu'il est nécessaire d'investir à nouveau pour produire un kWh supplémentaire (Méritet & Vaujour, 2015). Il sera ainsi possible de calculer le coût de production au MWh de l'électricité produite par les installations photovoltaïques.

6.2. Mesures financières

Lors de l'évaluation d'un investissement, l'administration du projet a besoin d'un moyen pour identifier si le projet est ou non rentable afin de prendre la décision d'accepter ou de refuser le projet. Pour cela, il existe une large palette de mesures financières qui peuvent être utilisées pour évaluer et comparer des projets énergétiques. Ceux-ci comprennent des ratios financiers (RoI), des mesures temporelles (TRA), des taux de rendement (TRI), des indicateurs de coût (CAE) et des valeurs monétaires agrégées (VAN). Ces différentes mesures financières doivent être utilisées comme une aide plutôt que comme une base de décision unique. Les projets énergétiques sont, en général, complexes et impliquent bien plus qu'une simple analyse financière. Plus d'un paramètre financier seront de ce fait utilisés lors du processus de prise de décision, en gardant à l'esprit que les indicateurs les plus utiles et représentatifs restent la valeur ajoutée nette, le taux de rentabilité interne et le coût actualisé de l'énergie. Pour plus de clarté, toutes les formules de ce chapitre reprennent les notations d'Ayompe & al. (2015).

6.2.1. Temps de retour (TR) et temps de retour actualisé (TRA)

Le temps de retour représente la période de temps nécessaire pour rembourser le coût de l'investissement, pour récupérer en cash-flows l'investissement initial d'un projet (Hay, 2013). Il indique le nombre d'années à partir desquelles l'investissement est rentable, c'est-à-dire, durant lesquelles l'investisseur court un risque. Cette période est atteinte lorsque les cash-flows nets cumulés égalent les flux nets d'investissement. Le temps de retour est généralement exprimé en années. Pour les projets qui ont des flux annuels constants de trésorerie entrants et sortants, la période de remboursement est donnée par :

$$TR = \frac{Fc}{F_{no}}, \text{ for } F_{no} > 0 \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

Où :

- F_c : capital initial lié à l'investissement (subsidies non compris) ;
- F_{no} : cash-flows annuels nets d'exploitation (réels et non-actualisés)

Cependant, la plupart des projets n'ont pas de cash-flows nets d'exploitation constants. Dans ce cas, la période de remboursement est la période de temps, n , où la somme des cash-flows nets d'investissement est égale à la somme des cash-flows nets entrants :

$$\sum_n F_{c,n} = \sum_n F_{no,n}$$

$$\sum_n F_{n,c} - \sum_n F_{no,n} = 0 \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

Où :

- $F_{c,n}$: cash-flows liés à l'investissement à la période n
- $F_{no,n}$: cash-flows nets d'exploitation à la période n .

Un inconvénient non négligeable de cette méthode est qu'elle ne prend en compte ni la valeur temporelle de l'argent, ni le taux d'inflation. Ce qui implique des résultats incorrects en ce qui concerne les longues périodes de remboursement. Or, les projets énergétiques sont en règle générale des projets à long terme. Afin de surmonter ce problème, le temps de retour actualisé (TRA) sera utilisé lors de notre analyse. Cette mesure a pour effet d'augmenter la période de remboursement. Le TR(A) est donc une mesure de liquidité qui mesure la vitesse à laquelle l'actif pourra être converti en cash en remboursant l'investissement initial, et non une mesure de rentabilité.

6.2.2. Retour sur investissement (RoI)

Le retour sur investissement est le ratio du bénéfice annuel après taxation divisé par le montant de l'investissement. Différentes approches existent afin de calculer ce ratio, mais la manière la plus simple implique de diviser le cash-flow net moyen annuel d'exploitation par le total des cash-flows d'investissement :

$$RoI = \left(\frac{F_{n,o}}{F_i} \right) \times 100 \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

Où :

- RoI : retour sur investissement ;
- $F_{n,o}$: CF moyens nets d'exploitation (non-actualisés et après taxation) ;
- F_i : CF initiaux nets liés à l'investissement (hors subsides en capital).

6.2.3. Valeur actuelle nette (VAN)

La valeur actuelle nette chiffre le gain de l'investissement après une durée fixée, en tenant compte des investissements et gains annuels du projet (APE, 2012). La VAN d'un projet d'investissement est calculée sur base des flux de trésorerie d'exploitation et son calcul permet de prendre en considération l'ensemble des estimations de flux de trésorerie. Un taux d'actualisation est appliqué afin de connaître la « valeur actuelle » des montants perçus ou déboursés à des périodes de temps différentes (CWaPE, 2014). Lorsque la VAN est égale ou supérieure à 0, le projet va générer un retour égal ou supérieur au taux d'actualisation requis. Le projet sera donc attractif. Si l'indice est négatif, le projet doit être refusé car il ne produit pas le retour minimum exigé. Le calcul de la valeur actuelle nette est donné par la formule suivante :

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{(B_n - C_n)}{(1+d)^n}$$

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_{n,n}}{(1+d)^n} \quad (\text{CWaPE, 2014})$$

Où :

- B_n : recettes de l'année n (flux de trésorerie entrants année n) ;
- C_n : coûts de l'année n (flux de trésorerie sortants année n) ;
- $F_{n,n}$: cash-flow net à l'année n (flux de trésorerie année n) ;
- N : durée de vie économique du projet ;
- d : taux d'actualisation annuel.

La valeur actuelle nette est souvent considérée comme la mesure la plus représentative de la performance financière d'un investissement. L'indicateur prend en compte la valeur temporelle de la monnaie et la taille de l'investissement. Elle est donc particulièrement adaptée aux décisions basées sur une rentabilité à long-terme, telles que les projets énergétiques.

6.2.4. Taux de rentabilité interne (TRI)

Le taux de rentabilité interne évalue le rendement et la rentabilité de l'investissement, en supposant que chaque gain financier est placé à un taux fixe (APE 2012). Il s'agit du taux de croissance qu'un projet est supposé atteindre (Hay, 2013). Le TRI correspond au taux d'actualisation qui permet d'annuler la valeur actuelle nette des flux entrants et sortants. Sous cette condition, la somme des flux monétaires actualisés entrants est donc égale à la somme des flux monétaires nets sortants sur la durée de vie du projet. Le TRI est exprimé comme suit :

$$\sum_{n=0}^N \frac{F_{i,n}}{(1+IRR)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{F_{o,n} + F_{c,n}}{(1+IRR)^n} \quad (\text{Ayompe & al., 2015})$$

Où :

- $F_{n,n}$: flux de trésorerie entrants de l'année n ;
- $F_{o,n}$: flux de trésorerie sortants de l'année n ;
- $F_{c,n}$: flux de trésorerie d'investissement de l'année n ;
- N : durée de vie économique ;
- irr : le taux d'actualisation qui satisfait l'égalité.

Lorsqu'on applique le TRI à l'étude d'installations photovoltaïques, les flux de trésorerie entrants dépendent notamment du taux d'octroi des certificats verts (CWaPE, 2014). La formule peut donc être adaptée de la manière suivante :

$$VAN (TRI, tcv) = \sum F_{n,n}(tcv)_n / (1 + TRI)^n = 0 \quad (CWaPE, 2014)$$

Où :

- $F_{n,n}$: flux de trésorerie de l'année n, et dépendant du taux d'octroi, tCV ;

Le taux interne de rentabilité est un moyen de comparer le retour d'un projet par rapport à d'autres types d'investissement. Cependant, l'indicateur ne tient pas compte de la taille de l'investissement et, comme pour la VAN, il suppose que les cash-flows additionnels générés par le projet sont réinvestis au même taux d'actualisation sur l'entièreté de la durée de vie du projet.

6.2.5. *Coût du cycle de vie (CCV)*

Le coût du cycle de vie d'un projet représente la somme de tous les coûts actualisés sur la durée de vie du projet. Le CCV comprend les flux monétaires sortants liés à l'investissement, les coûts d'installation et d'exploitation, les coûts de maintenance, ainsi que les subsides et autres coûts monétaires liés au projet. Par contre, l'indicateur ne prend pas en compte les flux monétaires entrants (vente et économie d'énergie) et le coût de l'énergie. La valeur temporelle de la monnaie doit être prise en compte pour tous les montants, et ceux-ci doivent être pris en compte sur la période adéquate. Le coût du cycle de vie est donné par l'équation suivante :

$$CCV = \frac{\sum_{n=0}^N (f_{c,n} + f_{o,n})}{(1+d)^n} \quad (Darling \& al., 2011)$$

Où :

- CCV : la valeur actuelle du coût du cycle de vie ;
- $f_{c,n}$: coût de l'investissement sur la période n ;
- $f_{o,n}$: flux monétaires sortants sur la période n.

Cette méthode est particulièrement utile pour prendre des décisions basées sur un rapport coût-efficacité, comme dans le cas présent pour analyser si l'utilisation d'énergies renouvelables va diminuer les coûts totaux et sera rentable. La méthode peut également servir à définir la combinaison optimale pour minimiser les coûts d'une installation donnée.

6.2.6. Coût actualisé de l'énergie (CAE)

Le coût actualisé de l'énergie est le coût qui, lorsque qu'il est assigné de manière identique à chaque unité d'énergie produite (ou économisée) par le système PV tout au long de sa durée de vie, sera égal au coût du cycle de vie actualisé à l'année de référence. C'est la valeur qui doit être reçue pour chaque unité d'énergie produite afin d'assurer que tous les coûts et un profit raisonnable soient réalisés. La méthode du coût actualisé de l'énergie est similaire à celle du coût du cycle de vie. L'indice considère tous les coûts associés à un investissement alternatif et prend en compte la valeur temporelle de la monnaie pour la période analysée. Cependant, les coûts de financement sont ignorés. Le coût actualisé de l'énergie est donné par l'équation suivante :

$$\sum_{n=1}^N CAE * \frac{Q_t}{(1+d')^n} = \sum_{n=0}^N \frac{C_t}{(1+d)^n}$$

$$\frac{\sum_{n=0}^N (F_{c,n} + f_{o,n})}{(1+d)^n} = \frac{\sum_{n=0}^N (F_{i,n})}{(1+d)^n} \quad (\text{Darling \& al., 2011})$$

Où :

- Q_t : quantité d'énergie produite durant la période n ;
- $F_{c,n}$: coût d'investissement sur la période n ;
- $f_{o,n}$: flux monétaires sortants sur la période n ;
- $f_{i,n}$: flux monétaires entrants sur la période n.

$$CEA = \frac{CCV}{\sum_{n=1}^N (E_n / (1+d)^n)} \quad (\text{Ayompe \& al., 2015})$$

CHAPITRE 7 - ANALYSE ENVIRONNEMENTALE ET ENERGETIQUE

La production d'électricité issue du photovoltaïque est présumée renouvelable, propre et verte, à un niveau local et voire même global. La production d'électricité photovoltaïque n'émet pas de gaz à effet de serre et n'est pas limitée par des ressources finies. Le PV est même considéré, par certains, parmi les moyens les plus efficaces de réduction de l'utilisation des moyens de production d'électricité conventionnels et de leurs impacts négatifs sur l'environnement. Cependant, aucune énergie n'est à 100% verte. Avant de produire de l'électricité, la production et l'installation des systèmes photovoltaïques, ainsi que plus tard leur démantèlement et leur recyclage nécessitent une dépense d'énergie qui doit être « remboursée » avant que le photovoltaïque ne soit considéré comme renouvelable et vert (IEA, 2006). Les différentes phases du cycle de vie de systèmes photovoltaïques impliquent donc la production d'externalités négatives dues à la pollution de l'air qui provoque des dommages considérables à la santé humaine, florale et à la faune. Ces externalités engendrent des coûts qui ne sont pas reflétés dans le prix de l'électricité produite. Dès lors, pendant la prise de décision, ces coûts externes doivent être pris en considération et peuvent être internalisés via des taxes, des permis ou d'autres régulations environnementales (Rabl & Spadaro, 1999), comme mentionné au chapitre 2. Dans ce chapitre, l'impact de la technologie PV sur l'environnement, d'un point de vue carbone et énergétique, est évalué en utilisant diverses méthodologies d'évaluation de leur cycle de vie.

7.1. Evaluation du cycle de vie (ECV)

Toute activité humaine engendre directement ou indirectement une dépense énergétique et des émissions de GES. Cependant, bien que le PV soit considéré comme une énergie propre, l'énergie solaire est à l'origine de pollution lorsque tout le cycle de vie du produit est pris en compte (HEPSUL, 2009). Une analyse complète doit inclure l'évaluation du cycle de vie, autrement dit, un inventaire complet des besoins énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre sur l'entièreté de la chaîne de processus impliquée par l'activité. Il s'agit donc d'une méthode quantitative structurée des flux de matériaux et d'énergie et de leurs émissions (IEA, 2016). L'objectif de l'ECV d'un système PV est d'estimer les besoins énergétiques et les émissions de CO₂ de l'ensemble du cycle de vie afin de déterminer l'impact environnemental de ce système (Ito, 2011). Par ailleurs, comme le cycle de vie dépend d'une large palette de variables, il est difficile d'estimer l'impact avec exactitude compte tenu des résultats obtenus. C'est pourquoi, la transparence des paramètres utilisés est essentielle lors de la réalisation de l'ECV d'un système PV.

Comme les zones géographiques, les caractéristiques du système et l'approche de modélisation peuvent affecter les résultats de manière significative (IEA, 2016), il est primordial que le cadre d'étude soit bien défini et que les paramètres tels que la technologie PV, le type de système, la durée de vie des composants du système, la localisation de l'installation, l'irradiation annuelle, l'orientation et l'inclinaison (etc.) des modules soient mentionnés. D'autres informations telles que les étapes de cycle de vie incluses dans l'ECV,

les pays de production des composants et la base de données utilisée doivent également être déterminées. En règle générale, les étapes suivantes doivent être incluses dans l'évaluation carbone et énergétique du cycle de vie :

- La phase de production qui comprend les matières premières, l'énergie fournie et la production des différents composants du système photovoltaïque ;
- La phase de construction qui comprend le transport de marchandises jusqu'au site d'exploitation et la construction et l'installation du système ;
- La phase d'exploitation qui comprend la maintenance et le remplacement des composants défectueux ;
- La phase de fin de vie qui comprend le démantèlement, le transport, le traitement des déchets et le recyclage du système PV.

L'évaluation du cycle de vie est décomposée de l'évaluation carbone du cycle de vie, également appelé bilan carbone et de l'évaluation énergétique du cycle de vie, aussi appelé bilan énergétique. Ces deux bilans serviront à calculer, respectivement, le temps de retour carbone et le temps de retour énergétique d'un système PV.

7.1.1. *Evaluation carbone et énergétique du cycle de vie*

Premièrement, le principe d'un bilan carbone est d'estimer les émissions de gaz à effet de serre liées à une activité. Les gaz pris en compte pour la réalisation du bilan carbone sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (MH₄), les gaz fluorés (HFC et PFC) et l'oxyde nitreux (N₂O). Le CO₂ est l'unité de mesure des gaz à effet de serre, de ce fait, le bilan carbone est exprimé en tonnes ou kilogrammes équivalents CO₂ (Hepsul, 2009). Comme le rejet dans l'atmosphère d'un kilogramme de GES n'a pas le même impact quel que soit le gaz, la conversion des GES est normalisée en « équivalent dioxyde de carbone » en utilisant le facteur de conversion du potentiel de réchauffement de la planète, également appelé « pouvoir de réchauffement global (PRG). Par convention, le PRG du CO₂ vaut toujours 1 (IPCC, 2007).

Gaz à Effet de Serre	PRG relatif à 100 ans
Dioxyde de carbone	1
Méthane	23
Protoxyde d'azote	296
Hydrofluorocarbures	12 à 12.000
Perfluorocarbures	5.700 à 11.900
Chlorofluorocarbures	4.600 à 14.000

Tableau 8 - Potentiels de réchauffement planétaire des gaz à effet de serre utilisés dans le calcul des valeurs équivalentes en dioxyde de carbone. Source : Réalisation par Lobet, L. à partir des données de IPCC (2007).

Deuxièmement, un bilan énergétique présente la décomposition de la consommation totale d'énergie par postes et par composants, pour un bien ou un service donné (Méritet & Vaujour, 2015). Le bilan énergétique permet de déterminer l'efficacité énergétique d'une installation PV qui est le rapport entre l'énergie produite d'un système dans un but précis et l'énergie consommée. L'analyse et la mesure de

l'impact environnemental du solaire photovoltaïque et particulièrement celles de son coût et de ses bénéfices du point de vue de l'énergie primaire nécessaire sur tout le cycle de vie du produit, constituent un sujet clé sous le triple angle écologique, économique et technologique. Le bilan énergétique est basé sur la notion d'énergie grise d'un matériau, qui est définie par l'ICEB comme « l'énergie primaire totale consommée tout au long du cycle de vie d'un produit et qui inclut au moins l'extraction, la production et le transport ». Selon l'ICEB, l'énergie grise d'un matériau ou service est composée de l'énergie procédée, nécessaire pour transformer la matière, et de l'énergie matière, contenue dans la matière. L'énergie grise est exprimée en kWh ou en MJ. Nous privilégierons le joule, qui est la seule unité légale d'énergie reconnue sur le plan international.

7.1.2. *Méthodologie de calcul relative à l'évaluation carbone et énergétique du cycle de vie*

La dette carbone et la dette énergétique totale par kWh d'électricité doit comprendre tous les impacts en aval, ainsi qu'en amont de l'installation photovoltaïque. La méthodologie d'évaluation du coût carbone, basée sur la méthodologie déposée par ADEME, consiste à comptabiliser les émissions émises de l'extraction des matières premières au recyclage des éléments composant l'installation. Une analyse carbone systématique s'appuyant sur quatre phases a été mise en place :

- Calcul de la dette carbone due à la fabrication / production ;
- Calcul de l'empreinte carbone du transport routier (fret) ;
- Calcul des émissions carbone liées à la pose et à l'installation ;
- Estimation carbone du démantèlement et du recyclage de l'installation

Ces quatre phases sont appliquées à tous les éléments composant le système.

De même, les dépenses en énergie d'une installation sont calculées comme la somme des énergies grises des matériaux qui la composent à laquelle on ajoute l'énergie :

- Nécessaire au déplacement des matériaux entre l'usine et le chantier ;
- Consommée complémentaire sur le chantier (phase de travaux) ;
- Liée au renouvellement des matériaux à plus faible durée de vie ;
- Nécessaire au démantèlement et au recyclage de l'installation.

L'énergie grise relative à l'entretien, au nettoyage et aux petites réparations n'est pas incluse dans le bilan énergétique

a. *Phase de production*

Tout d'abord, l'ECV implique l'évaluation de la chaîne d'approvisionnement des matériaux et produits utilisés, en comptabilisant les activités directes et indirectes. Ces activités doivent être quantifiées dans l'unité de mesure appropriée (t, t/km, t/kWc, ...). Deux méthodes ont été utilisées en fonction des composants analysés.

D'une part, l'évaluation des modules PV se base sur la formule suivante :

$$GES = \sum GES_i = \sum Q_i * (\sum x_{ij} * CED_{ij} * \frac{EM_j}{F_j}) \quad (\text{IEA ,2016})$$

Où :

- GES : Quantité de gaz à effet de serre émise lors de la fabrication d'un kWc de module (eq-CO₂/kWc). GES s'obtient par l'addition des GES_i ;
- GES_i : Valeurs d'émissions de gaz à effet de serre de chaque composant i du module rapporté à un kWc de puissance (eq-CO₂/kWh) ;
- Q_i : Quantité du composant i nécessaire à la fabrication d'un kWc de module.
- x_{ij} : Fraction de répartition des sites de fabrication du composant i ;
- CED_{ij} : Quantité d'énergie primaire nécessaire à la fabrication du composant i par unité de quantification du composant dans le site de fabrication j (MJ)
- EM_j : Contenu CO₂ de l'électricité du pays de fabrication j du composant i (g eq-CO₂/kWh) ;
- F_j : Quantité d'énergie primaire nécessaire à la production d'un kWh d'électricité par pays (MJ/kWh) ;

D'autre part, l'évaluation relative à la fabrication des autres composants se base sur une méthode, qui correspond à la méthode simplifiée prescrite par l'ADEME. Dans cette méthode, les données liées aux activités sont combinées à leur intensité d'émission (dépenses en énergie primaire) et sont ensuite additionnées pour obtenir les émissions (dépenses en énergie primaire) totales d'un produit particulier. La somme de ces valeurs donne le coût carbone par élément, exprimé en kg-eq CO₂ ou en t-eq CO₂ ou le coût énergétique par élément, exprimé en MJ.

$$\begin{aligned} \text{GES} &= \sum \text{GES}_{a,i} * Q_{x,a} && \text{(Alyompe, 2015)} \\ \text{E} &= \sum \text{EI}_{a,i} * Q_{x,a} \end{aligned}$$

Où :

- GES_{a,i} : Intensité d'émissions de l'activité a (kg CO₂-eq par kg, kWh, km) ;
- E : Quantité d'énergie primaire dépensée lors de la fabrication d'un kWc de module (MJ).
- EI_{a,i} : Intensité de dépenses en énergie primaire de l'activité a (MJ par kg, kWh) ;
- Q_{x,a} : Quantité activité utilisée pour produire le bien (kg, kWh, km)

b. Fret / Transport des marchandises

Il existe un grand nombre d'études et de rapports portant sur l'évaluation des impacts des divers modes de transport sur l'environnement qui mettent en évidence le fait que les effets dus à l'exploitation et l'utilisation des moyens de transports sont principalement relatifs à la consommation d'énergie et à la pollution atmosphérique. En 2013, la consommation totale d'énergie finale de la Wallonie atteignait 129 TWh avec une consommation totale des transports de 36,0 TWh, soit 27,9 % de la consommation wallonne totale. Le transport des marchandises consomme une quantité significative d'énergie, qui pèse lourd dans les bilans énergétiques et carbonés. Ces coûts externes doivent impérativement être inclus dans l'évaluation environnementale. La méthode de calcul des émissions de CO₂ liées au transport des marchandises se base sur le rapport de la RW (2013) :

$$\begin{aligned}
 \text{Coût CO}_2 &= \text{Consommation carburant (l/100km)} * \text{Distance (km)} * \\
 \text{Facteur émission CO}_2 \text{ carburant (2,66kg CO}_2\text{-eq/l)} & \quad (\text{RW, 2013})
 \end{aligned}$$

La distance, exprimée en km, est évidemment calculée du lieu de départ des camions de livraison au site d'exploitation. Le nombre de véhicules nécessaires au transport des divers éléments fait également partie du calcul.

c. Démantèlement/ Collecte & Recyclage

Le démantèlement d'une installation PV consiste à démonter tous les éléments constitutifs du système, depuis les modules jusqu'aux câbles électriques en passant par les structures de support. Soit, la durée de vie du système peut être prolongée par le renouvellement des modules (échange standard de matériel), soit la totalité des éléments sera démontée pour recyclage et l'installation cessera sa production. Or, le traitement et le recyclage de l'installation photovoltaïque peuvent fortement influencer leur impact environnemental. Fraunhofer IBP (2012) conclut que le processus de recyclage de modules PV polycristallins mène à une réduction carbone de 16 kg CO₂-eq par panneau. L'étude prend en compte tous les procédés utilisés sur le site de recyclage, tous les matériaux composant les modules PV, et le transport des matériaux comme l'aluminium vers les entreprises de recyclage spécialisées. Ce processus a donc le potentiel de réduire le profil environnemental du cycle de vie de modules PV. Un autre élément critique est l'onduleur dont la durée de vie est courte (environ 10 ans). Cette courte durée de vie implique de remplacer les batteries plusieurs fois au cours de la vie d'un panneau PV. Les substances chimiques issues de la fabrication sont variables selon les procédés industriels utilisés mais on retrouve les émissions classiques de construction d'éléments électroniques. Malheureusement, jusqu'à présent, peu d'études ont été publiées sur ce sujet. Les structures métalliques en acier galvanisé sont, quant à elles, recyclables à 100% et n'ont pour ainsi dire pas de fin de vie. Il n'y a donc aucune émission supplémentaire de CO₂ liée au recyclage des structures, bien au contraire.

7.2. Indicateur du ECV

L'impact environnemental de l'installation PV peut être quantifié par l'utilisation d'indicateurs environnementaux dont il existe deux types : unidimensionnels et multidimensionnels (Albrecht & al., 2013). Cette étude d'évaluation du cycle de vie se focalise sur des indicateurs unidimensionnels, plus simples à interpréter. La majorité de la littérature concernant l'évaluation énergétique de systèmes photovoltaïques se concentre sur les émissions de gaz à effet de serre (Varun & al., 2009) et sur le temps de retour énergétique (Ito & al., 2003 ; Manso & al., 2006). Cependant, l'utilisation exclusive de ces deux indicateurs a l'inconvénient significatif de laisser d'autres paramètres inexplorés. C'est pourquoi cette section évalue plusieurs indicateurs du cycle de vie : le temps de retour carbone, la demande cumulée d'énergie, le temps de retour énergétique et le coefficient de performance énergétique.

7.2.1. Taux CO₂ ou Temps de retour carbone (TRC)

Le taux CO₂ est un indicateur utile afin de déterminer à quel point un système photovoltaïque est efficace en termes de réchauffement climatique. « Comme un système PV ne fonctionne pas de la même manière qu'un arbre, il n'y a pas de retour carbone, à proprement dit » (Ito, 2011). Néanmoins, on peut se servir du temps de retour carbone comme d'une mesure. Les systèmes PV sont vus dans ce cas comme une alternative aux énergies fossiles et, par conséquent, comme un moyen de réduire les émissions carbone.

$$\text{Taux CO}_2 [\text{kg-CO}_2/\text{kWh}] = \frac{\text{Emissions totales de CO}_2 \text{ sur le cycle de vie [kg CO}_2]}{\text{Production d'électricité annuelle} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{an}}\right] * \text{durée de vie [années]}}$$

(Ito, 2011)

Le temps de retour carbone est calculé sur l'ensemble du cycle de vie d'une installation photovoltaïque. Cet indicateur environnemental indique, d'une part, l'impact carbone évité grâce à la production d'électricité via un système PV dans un contexte économique et géographique donné et, d'autre part, l'impact carbone provoqué par la livraison des matières premières, la fabrication des matériaux, etc (IEA, 2016). Le temps de retour carbone est donné par la formule suivante :

$$\text{TRC} = (\text{CC}_{\text{agen}}/\gamma_G) - (\text{CC}_{\text{mat}} + \text{CC}_{\text{manuf}} + \text{CC}_{\text{trans}} + \text{CC}_{\text{inst}} + \text{CC}_{\text{EOL}} + \text{CC}_{\text{O\&M}})$$

(IEA, 2016)

Où :

- CC_{mat} : impact réchauffement climatique (kg CO₂-eq) lié à la production des matériaux ;
- CC_{manuf} : impact réchauffement climatique (kg CO₂-eq) lié à la fabrication ;
- CC_{trans} : impact réchauffement climatique (kg CO₂-eq) lié au transport ;
- CC_{inst} : impact réchauffement climatique (kg CO₂-eq) lié à l'installation du système ;
- CC_{EOL} : impact réchauffement climatique (kg CO₂-eq) lié à la fin de vie ;
- CC_{agen} : production électrique sur l'ensemble du cycle de vie (kWh) ;
- CC_{O&M} : impact réchauffement climatique (kg CO₂-eq) lié à la maintenance ;
- γ_G : impact réchauffement climatique (kg CO₂-eq) lié à la demande.

Plus simplement, l'IEA (2006) définit le temps de retour carbone comme la quantité d'émissions de gaz à effet de serre qui sera évitée grâce à un système photovoltaïque. Il est calculé en multipliant la production d'énergie par la teneur moyenne en CO₂ du mix énergétique pris au niveau national. Les émissions estimées de gaz à effet de serre, compte tenu du mix énergétique belge, sont égales à 0,248 kg CO₂-eq/kWh (IEA, 2006). Dans cette analyse, les émissions de CO₂ évitées seront également calculées en soustrayant la dette carbone de l'installation photovoltaïque du total des émissions de gaz à effet de serre basé sur le mix énergétique belge.

7.2.2. Demande cumulée d'énergie (DCE)

La demande d'énergie cumulée est une méthode ECV très populaire, particulièrement dans les recherches concernant les énergies renouvelables (Jungbluth & al., 2008 ; Alsema, 2000). Cet indicateur a pour but de quantifier toute l'énergie consommée (ou perdue) tout au long du cycle de vie d'un produit (Albrecht & al., 2013). La demande cumulée d'énergie est exprimée en termes d'énergie primaire (MJ_{prim}).

7.2.3. Temps de retour énergétique (TRE)

Avant de produire de l'électricité, la fabrication, l'installation et plus tard le démantèlement et le recyclage des équipements en fin de vie demandent une certaine quantité d'énergie, qui doit d'abord être remboursée pour que l'électricité du photovoltaïque puisse être considérée comme renouvelable et propre. Par conséquent, pour qu'une énergie soit qualifiée de « renouvelable », celle-ci doit produire plus d'énergie que celle dont elle a besoin au cours de son cycle de vie. Le temps de retour énergétique correspond, donc, au temps nécessaire (exprimé en nombre d'années) au système photovoltaïque complet pour produire une quantité d'énergie solaire égale au contenu énergétique (énergie grise) nécessaire à sa fabrication et à son installation (IEA, 2011).

$$\text{TRE [année]} = \frac{\text{Energie primaire totale utilisée par le système PV sur son cycle de vie [kWh]}}{\text{Production annuelle d'électricité [kWh/an]}}$$

(Ito, 2011)

Le temps de retour énergétique est un paramètre fréquemment utilisé car il s'agit d'un ratio input-output et est très facile à interpréter. Le temps de retour énergétique est donné par la formule suivante :

$$\text{TRE} = (\text{E}_{\text{mat}} + \text{E}_{\text{manuf}} + \text{E}_{\text{trans}} + \text{E}_{\text{inst}} + \text{E}_{\text{EOL}}) / ((\text{E}_{\text{agen}} / \text{n}_G) - \text{E}_{\text{O\&M}})$$

(IEA-PVPS, 2016)

Où :

- E_{mat} : quantité énergie primaire pour produire les matériaux ;
- E_{manuf} : quantité énergie primaire utilisée lors de la fabrication ;
- E_{trans} : quantité énergie primaire utilisée lors du transport ;
- E_{inst} : quantité énergie primaire utilisée lors de l'installation du système ;
- E_{EOL} : quantité d'énergie primaire consommée en fin de vie ;
- E_{agen} : production annuelle d'électricité ;
- $\text{E}_{\text{O\&M}}$: quantité annuelle d'énergie primaire utilisée lors de la maintenance ;
- n_G : rendement.

Le temps de retour énergétique est relativement compliqué à calculer. Il correspond au ratio entre l'énergie totale consommée au cours de la fabrication de l'installation photovoltaïque, de son transport, de son installation, de son recyclage et l'énergie produite annuellement. Les formules utilisées pour le calculer sont décrites ci-dessus selon la méthode utilisée par Jungbluth et al. (2007) et Pacca et al. (2007).

La première étape consiste à calculer le rendement énergétique annuel (REA) de l'installation photovoltaïque, autrement dit sa production annuelle, qui est exprimé en kWh/an. Il existe deux manières pour le faire :

1. La première méthode est basée sur le ratio output (OR) :

$$\text{REA} = \text{OR} * \text{P} \quad (\text{Albrecht \& al., 2013})$$

Où :

- OR : output ratio, exprimé en kWh/kWc/an ;
- P : puissance totale installée, exprimée en kWc.

2. La deuxième méthode est basée sur l'irradiation solaire (R), la surface active de modules PV (A), l'efficience (θ) le ratio de performance (p) :

$$\text{REA} = \text{R} * \text{A} * \theta * \text{p} \quad (\text{Albrecht \& al., 2013})$$

Où l'irradiation solaire est exprimée en kWh/m²/an, la surface active en m² et l'efficience de l'installation photovoltaïque et le ratio de performance sont exprimés en pourcentage (%).

Le temps de retour énergétique peut ensuite être calculé en divisant la demande cumulée énergétique (DCE) par le rendement énergétique annuel (REA), à condition que ces deux composants soient exprimés dans la même unité (kWh ou MJ d'énergie primaire) :

$$\text{Temps de retour énergétique} = (\text{DCE} / \text{REA}) * \text{C}$$

(Albrecht & al., 2013)

Où :

- DCE : demande cumulée d'énergie, exprimé en MJ_{prim} ;
- REA : rendement énergétique annuel, exprimé en MJ_{el}/an ;
- C : coefficient de conversion, exprimé en MJ_{el}/MJ_{prim}.

Pour convertir le rendement énergétique annuel d'énergie électrique (kWh/an), en énergie électrique (MJ_{el}), il suffit de multiplier le premier terme par 3,6. Il faut ensuite convertir l'énergie électrique (MJ_{el}) en énergie primaire (MJ_{prim}). Pour cela, il faut inclure l'efficience de la production électrique de la région étudiée. Le coefficient de conversion (C) indique à quel point la production d'électricité est efficiente, en moyenne, pour une énergie dans une région donnée (Alsema and Nieuwlaar, 2000). Pour l'analyse du projet, un coefficient de conversion de 2,5 est utilisé.

L'Agence Internationale de l'Energie a publié, en 2006, une étude portant sur les filières du silicium polycristallin. Cette étude va notamment évaluer le temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque complet. Selon les chiffres de l'étude de l'IEA (2006), ce taux se situe entre 1,6 et 4,7 années en fonction de l'irradiation solaire du lieu où le système photovoltaïque est installé.

7.2.4. Le coefficient de performance énergétique (CPE)

Le facteur de retour est défini comme le ratio entre l'énergie totale générée durant le cycle de vie opérationnelle du système et l'énergie « input » totale de son cycle de vie (IEA, 2006). Il définit le nombre de fois qu'un système photovoltaïque peut rembourser son contenu énergétique (énergie grise) sur sa durée de vie.

$$\mathbf{CPE = Durée\ de\ vie / TRE}$$

(Albrecht & al., 2013)

Le coefficient de performance énergétique est calculé comme le rapport de la durée de vie productive de l'installation (numérateur) et le temps de retour énergétique du système (dénominateur). Cet indicateur est exprimé par un nombre sans unité. Lorsque que le ratio est inférieur à 1, la technologie est, par définition, non-renouvelable, puisque plus d'énergie a été produite que consommée (Albrecht, 2013).

ETUDE CAS : WALLONIE DATA CENTER

L'étude analyse le cas du système photovoltaïque installé au Wallonie Data Center (WDC)⁹. Le WDC a une consommation électrique annuelle de 4.000 MWh et est situé à Villers-le-Bouillet, en Belgique. Ce dernier a investi, en 2015, dans un système photovoltaïque composé de 10 tables de 116 panneaux PV, soit une installation de 1160 panneaux de 260 Wc d'une puissance totale de 301,6 kWc. Il s'agit d'un système relié au réseau et fabriqué à base de composants disponibles sur le marché, plus particulièrement de modules polycristallins. Pour une production optimale, le système a été installé sur une structure au sol où les modules sont inclinés à 15° et orientés vers le sud/sud-ouest. Un taux de dégradation de performance de 0,5%/an est pris en compte durant l'ensemble du cycle de vie de l'installation. Le chantier de ce projet a commencé le 14 septembre 2015, la phase de travaux a duré 32 jours et le système photovoltaïque a été mis en service le 15 octobre de la même année. Le WDC achète son électricité au tarif décrit dans le tableau 10. On suppose un taux d'indexation annuelle du prix de l'électricité de 2%, égal à celui prescrit par la CWaPE¹⁰.

Plan tarifaire de l'électricité du WDC	
Type de tarif	Bi-horaire
Tarif heure pleine (hp)	142 €/MWh
Tarif heure creuse (hc)	98 €/MWh
Tarif de revente ¹¹	40 €/MWh
Rapport hp/hc	71,43%

Tableau 9 - Caractéristiques du plan tarifaire (électricité) du WDC.

Source : Réalisation par Lobet, L.

Les données précédentes ont été fournies par Nethys Energy, responsable du projet du Wallonie Data Center. Compte tenu de ces informations, il a été calculé que le système du WDC produit 292.592 kWh la première année de mise en service, soit seulement 7% de la consommation annuelle en électricité du bâtiment. Le taux d'autoconsommation de l'électricité produite est donc de 100%. En prenant en considération un taux de dégradation de 0,5%, l'installation aura produit 5.582,04 MWh sur 20 ans et 6.892,28 MWh sur 25 ans.

Les sections suivantes ont pour but d'évaluer les performances financières et économiques et l'impact environnemental de ce système PV. Afin d'évaluer quelle solution aurait été la plus appropriée et plus avantageuse pour le WDC, plusieurs hypothèses seront testées. L'étude permettra également de mesurer et d'analyser l'impact de la modification de différents facteurs, qui théoriquement influence la rentabilité et l'impact environnemental du système photovoltaïque.

⁹ Description du projet en "Annexe 2 - Plan et photos du système photovoltaïque installé au WDC.

¹⁰ Le tarif tenu de ce taux est détaillé en « Annexe 4 : Coût indexé de l'électricité selon le plan tarifaire en vigueur pour le WDC »

¹¹ Le prix auquel le WDC vend la partie de son électricité réinjectée sur le réseau (électricité produite non autoconsommé) au fournisseur comprend les redevances payées pour l'utilisation du réseau.

Hypothèses et résultats de l'étude économique et financière

H.1. Le WDC souhaite installer des modules PV afin de réduire sa consommation électrique. Pour ce faire, l'entreprise fait appel à une intercommunale, Nethys Energy, pour gérer et financer le projet; on parle ici de tiers-financement. Nethys Energy finance l'ensemble du projet et reçoit en échange les CV auxquels l'installation donne droit et une redevance annuelle de 75 €/kWc versée par le WDC. Tandis que le WDC bénéficie d'une réduction directe de sa facture d'électricité grâce à la production électrique du système. Ce mécanisme est représenté par la figure 7.

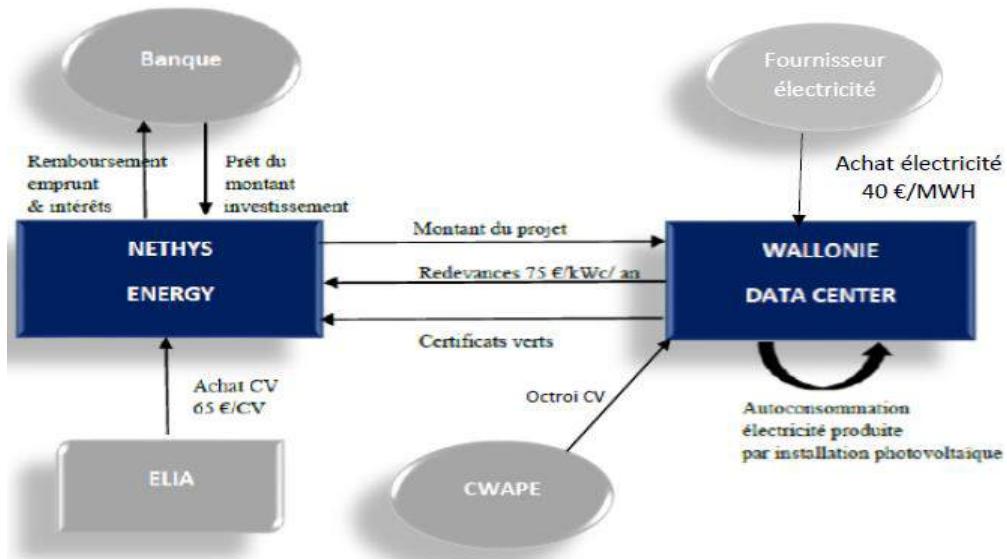


Figure 7- Schématisation des flux entre le WDC et Nethys Energy. Source : Réalisation par Lobet, L.

Pour la réalisation du projet, Nethys Energy a fait appel à une société, SRMGT, spécialisée dans la pose de centrales photovoltaïques. SRMGT a facturé le matériel, la pose et la mise en service du système pour un montant de 334.740 €¹² et des câbles servant au raccordement du transformateur au disjoncteur pour un montant de 17.287 €¹³. Les coûts relatifs à l'élaboration des plans, à l'ingénierie civile et les frais de personnel sont compris dans ces montants. Nethys Energy, étant une intercommunale, n'est pas soumise à la TVA. A ces coûts, ont été ajoutés les coûts de raccordement au réseau facturés par RESA pour un montant de 12.820 €. La facture totale s'élève à 364.847 €.

Nethys Energy présente le projet énergétique aux banques, qui lui accordent un financement à 100% à un taux d'intérêt égal à 3% sur 10 ans. Elle choisit un financement sur 10 ans pour correspondre à la durée d'octroi des CV, source majeure de revenus de l'intercommunale sur ce projet. Le coût de financement du système PV revient donc à 62.684,99 €¹⁴. L'addition du coût d'installation et du coût de financement donne le flux de trésorerie d'investissement, qui est égal à 427.711,99 €. Les coûts de maintenance, composés des coûts d'entretien et des coûts de remplacement des onduleurs s'élèvent à 153.939,24 €. Ces coûts ne comptabilisent

¹² Facture en « Annexe 5 – Factures SRMGT »

¹³ Facture en « Annexe 6 – Tarif de raccordement (RESA) »

¹⁴ Calculé via la formule décrite en section 5.1.

pas les frais de management, d'assurances, juridiques et comptables. Le coût total du projet s'élève à 578.243,63 €, comme détaillé dans le tableau 10.

	Montant (€)	Pourcent.
Coût installation (Matériaux, pose, ingénierie)	352.027,00	60,52%
Coût de raccordement au réseau	12.820,00	2,20%
Coûts de financement	62.684,99	10,81%
Coûts de maintenance	153.939,24	26,47%
TOTAL	578.243,63	100%

Tableau 10 - Synthèse des coûts facturés pour le système PV du WDC (H.1. à H.4.). Source : Réalisation par Lobet, L.

La décomposition des coûts¹⁵ par poste montre que le coût prédominant est le coût relatif à l'installation du système photovoltaïque, qui représente plus de la moitié du coût total, suivi par les coûts de maintenance et par les coûts de financement. Parmi les coûts d'installation, les modules représentent 50% de la facture. Les résultats du tableau 11 correspondent à l'étude d'EPIA (2011). Par contre, les coûts par kWc des composants du système PV du WDC sont supérieurs aux résultats de l'étude de Fraunhofer ISE (2015) et Hansen & Percebois (2014). Cette différence s'explique par les différentes hypothèses des études.

Composants	Coût (€)	Coût / kWc (€/kWh)	Pourcentage (%)
Modules PV	184.440,00	611,24	50,55
Onduleurs	29.900,00	99,14	8,20
Structure	98.500,00	326,59	27,00
Câblage	13.852,00	45,93	3,80
Autres frais	38.155,00	126,51	10,46
TOTAL	364.847,00	1.209,70	100,00

Tableau 11 - Répartition des coûts (€/kWh) du système PV par composants (H.1. à H.3). Réalisation : Lobet, L.

La recette résultant du projet est la somme des cash-flows entrants qui se compose des recettes relatives à la revente des CV, à l'autoconsommation de l'électricité produite et à la revente du surplus d'électricité. Comme le WDC consomme 100% de l'électricité produite, la recette due à la revente du surplus d'électricité sera nulle. La revente des 6.008 CV, au prix plancher de 65€ garanti par ELIA, rapportera 390.520,62 € sur la période légale d'obtention, soit 10 ans. Tandis que l'autoconsommation de l'électricité produite permettra, au bout de 20 ans, une économie de 874.830,34 €.

Les résultats du bilan économique, présent en annexe 10, ont été synthétisés :

	Puissance	Énergie économisée (sur 20 ans)	Coût TTC	Coût/MWh TTC	Coût/kWh TTC	Coût/kWc TTC
Unité	<i>kWc</i>	<i>kWh</i>	<i>€</i>	<i>€/MWh</i>	<i>€/kWh</i>	<i>€/kWc</i>
WDC	301,6	5.582.042,1	578.243,6	104,20	0,104	1.928,5

Tableau 12 - Synthèse des résultats concernant le bilan économique de l'installation du WDC (H.1.1.). Source : Réalisation par Lobet, L.

¹⁵ Voir « Annexe 9 – Répartition des coûts d'installation facturés au WDC ».

Le système permet au WDC de faire des économies sur une partie de l'électricité consommée. Le coût de l'électricité produite par le système PV est de 104,20 €/MWh, ce prix est inférieur au tarif moyen indexé d'heures pleines, 172,51 €, période pendant laquelle le système produit de l'électricité. Le coût du système PV par kWc est de 1.928,55 €/kWc, ces résultats sont supérieurs à ceux estimés par Fraunhofer (2013) et par Hansen et Percebois (2014). Le coût par kWh du système est également supérieur à celui estimé par Fraunhofer (2015). L'analyse coût-bénéfice, tableau 13, montre que le gain du projet du WDC est de 683.699,74 €.

	Montant dettes (€)		Montant recettes (€)
Coût Installation	352.027,00	Recette CV	390.520,62
Coût Raccordement	12.820,00	Recette Autoconso.	874.830,34
Coût Financement	62.864,99	Recette Réinjection	0,00
Coût Maintenance	153.939,24	Subsides	0,00
TOTAL	581.651,23	TOTAL	1.265.350,97
RESULTAT FINAL :			683.699,74

Tableau 13 - Analyse coût-bénéfice de l'installation PV du WDC (H.1.1.). Source : Réalisation par Lobet, L.

Le projet énergétique du WDC semble être économiquement viable. Afin de mesurer la performance et la rentabilité du système PV, certains ratios financiers ont été calculés, pour l'ensemble du projet, puis séparément pour le tiers-investisseur (Nethys Energy) d'une part, et pour le client (WDC) d'autre part.

La dépréciation comptable est calculée linéairement sur 20 ans avec une diminution annuelle de la valeur comptable de 5%. Comme la firme responsable du projet est une intercommunale, celle-ci est exemptée d'impôt. Les gains issus du projet ne sont pas taxés et rendent inexiste la possibilité de procéder à une déduction des investissements. Dans le tableau en annexe 13, ont été calculés les cash-flows nominaux actualisés. Les flux de trésorerie entrants, sortants et d'investissement ont été utilisés pour calculer :

- Les cash-flows sortants actualisés et cumulés qui donnent le coût du cycle de vie (CCV) jusqu'à une année donnée ;
- Les cash-flows actualisés et cumulés (après imposition) qui donnent la valeur actualisée nette (VAN) du projet pour chaque année.

Les calculs sont réalisés avec plusieurs hypothèses concernant le taux d'actualisation et la durée de vie opérationnelle du système PV :

Hypothèses	Facteurs testés	Taux actualisation	Durée de vie
H.1.1.	/	5%	20 ans
H.1.2.	Taux actualisation	3% ; 10%	20 ans
H.1.3.	Durée de vie	5%	25 ans

Tableau 14 - Hypothèses testées concernant le taux d'actualisation et la durée de vie opérationnelle du système PV. Source : Réalisation par Lobet, L.

L'hypothèse de base suppose un taux d'actualisation nominal de 5% et une durée de vie opérationnelle égale à 20 ans (H.1.1.). Ensuite, les calculs seront effectués à nouveau en faisant varier le taux d'actualisation nominal (H.1.2.) et la durée de vie opérationnelle du système (H.1.3.). Compte tenu de ces hypothèses, on obtient :

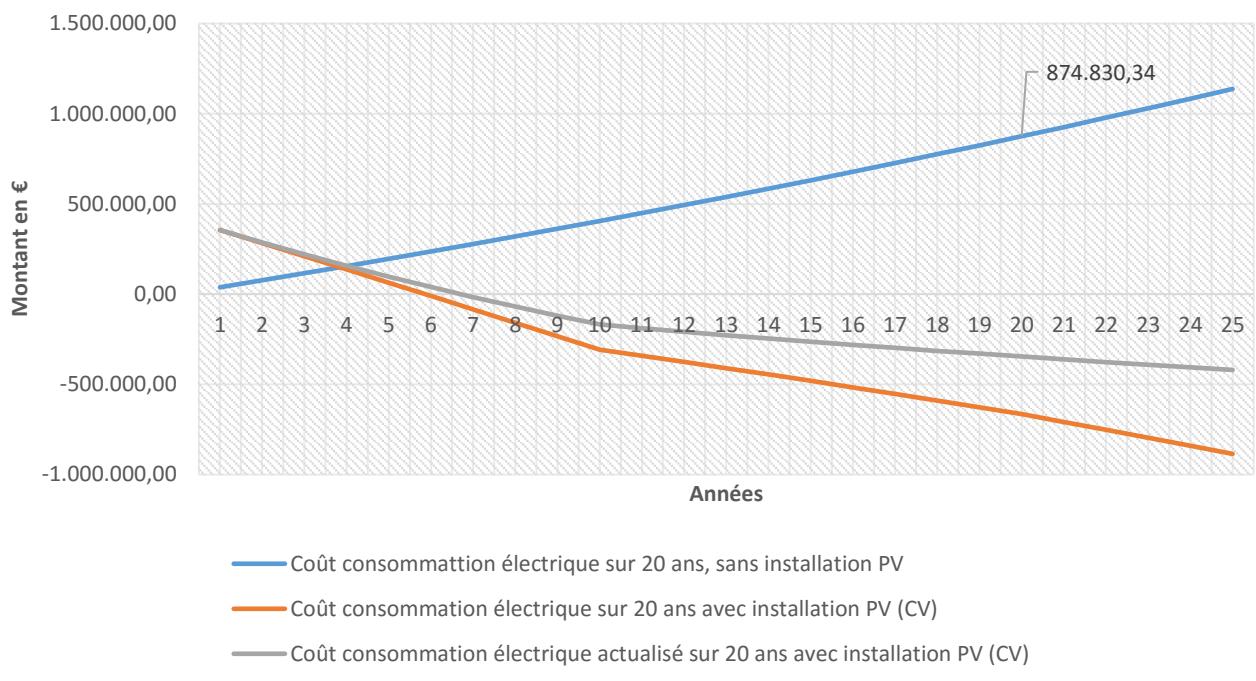
Ratio	Unités	20	21	22	23	24	25
Temps de retour	Années	3,91	3,77	3,63	3,50	3,37	3,26
Temps de retour actualisé	Années	5,54	5,42	5,32	5,22	5,13	5,05
Retour sur investissement	%	12,78	12,65	12,53	12,43	12,35	12,28
Valeur actuelle nette	€	344.814,43	360.935,04	376.501,87	391.533,86	406.049,31	420.065,88
-VAN 3%	€	450.979,03	474.661,28	497.974,04	520.922,96	543.513,58	565.751,36
-VA N 10%	€	160.256,03	166.613,93	172.474,35	177.876,20	182.855,32	187.444,77
Taux de rentabilité interne	%	16,25	16,36	16,44	16,52	16,59	16,64
Coût du cycle de vie	€	200.273,37	191.836,67	183.719,40	175.912,50	168.406,90	161.193,51
-CCV 3%	€	306.291,61	299.790,85	293.386,12	287.078,23	280.867,81	274.755,34
-CCV 10%	€	82.229,17	75.362,22	69.058,86	63.273,91	57.965,68	53.095,73
Coût actualisé de l'énergie	€/kWh	0,095	0,091	0,088	0,085	0,082	0,079
-CAE 3%	€/kWh	0,099	0,095	0,096	0,093	0,090	0,087
-CAE 10%	€/kWh	0,099	0,095	0,092	0,089	0,086	0,083

Tableau 15 - Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.1.2. et H.1.3. Source : Réalisation par Lobet, L.

Le tableau 15 montre plusieurs résultats intéressants. D'abord, les résultats de l'hypothèse H.1.1. indiquent que la valeur actuelle nette du projet au taux de 5% est de 344.814,43 € après 20 ans, avec un TRI de 16,25%. Le coût du cycle de vie, à l'année 20, est de 200.273,37 €, qui une fois divisé par la quantité cumulée d'énergie produite par le système PV, donne un coût actualisé de l'énergie égale à 0,095 €/kWh. Le coût actualisé de l'énergie est cohérent à l'étude de la Commission Européenne (2013) qui a estimé le CAE du PV à 0,085 €/kWh et à l'étude de Fraunhofer (2013) qui conclut que le CAE d'installation PV varie entre 0,078 et 0,142 €/kWh en fonction du type de système utilisé et de l'ensoleillement. Ensuite, les résultats H.1.2. confirment que l'augmentation du taux d'actualisation a pour impact de diminuer la VAN et le CCV. Finalement, les résultats de l'hypothèse H.1.3. indiquent que, par rapport à H.1.1., la VAN augmente de 21,82% en 5 ans, le TRI s'accroît de 16,25 à 16,64 %, pendant que le CAE diminue de 0,099 à 0,079 €/kWh. Chaque année opérationnelle additionnelle est profitable, ajoutant 4,36% en moyenne à la valeur actuelle nette.

La figure 8 illustre la rentabilité du système PV. En reprenant l'hypothèse H.1.1. et en imaginant que le WDC ne s'équipe pas d'un système PV, la société aurait déboursé, au bout de 20 ans, 874.830 € pour sa consommation électrique (indexation du coût de l'électricité de 2%). Par comparaison, le WDC, en investissant dans un système PV en 2015, rentabilise son investissement en 5,54 ans. En supposant, l'extension de la durée de vie, le WDC aurait déboursé 1.137.053,64 € sur 25 ans et rentabilise en 5,05 ans son investissement. Ce qui correspond avec les résultats d'APERE (2012) qui estimait le temps de retour sur investissement du photovoltaïque, en Wallonie, à environ 6 ans. La VAN est positive à partir de la fin de la sixième année.

Cash-Flows Nets Non Actualisés



De plus, en analysant le tableau 16, on voit que les VAN de Nethys et du WDC sont toutes positives, avec un TRI respectivement égal à 7,31 % et 17 %. Ce qui est synonyme de rentabilité. On remarque toutefois, qu'à hypothèses identiques, la VAN et le TRI dégagés par le WDC sont supérieurs à ceux de Nethys Energy. Quoi qu'il en soit, ces résultats confirment la relation win-win du tiers-financement entre les deux acteurs.

Il est raisonnable de se demander pourquoi Nethys exige le versement d'une redevance annuelle de 75 €/kWc à son client et si cette redevance est nécessaire. L'hypothèse H.1.4. reprend les conditions précédentes, à l'exception près que la redevance due à Nethys Energy a été supprimée. Comme l'indique le plan de financement présent en annexe 14, Nethys Energy réalise des pertes chacune des 10 années d'investissement s'il ne demande pas le versement d'une redevance en échange de ces services. La revente des CV ne suffit pas à compenser l'investissement initial et les coûts d'exploitation. Sans la réception de redevances, Nethys aurait perdu 97.115,96 € en 10 ans.

H.2. L'hypothèse 2 évalue l'impact du taux d'autoconsommation sur la rentabilité du projet, en reprenant les hypothèses initiales (H.1.1.), à une exception près. On suppose désormais que le taux d'autoconsommation est de 70% (H.2.1.), puis de 50% (H.2.2.). Dans ce cas, l'électricité produite qui n'est pas autoconsommée est vendue/réinjectée sur le réseau. Le fournisseur achète l'électricité du WDC à 40 €/MWh. Les indicateurs financiers de cette hypothèse sont repris dans le tableau 17.

Ratio	Unités	H.1.1.	H.1.2.	H.1.3.
Taux autoconsommation	%	100	70	50
Temps de retour	Années	3,91	4,69	5,41
Temps de retour actualisé	Années	5,54	6,51	7,38
Retour sur investissement	%	12,78	10,66	9,25
Valeur actuelle nette	€	344.814,43	228.955,34	151.715,94
Taux de rentabilité interne	%	16,25	13,70	11,86
Coût du cycle de vie	€	200.273,37	200.273,37	200.273,37
Coût actualisé de l'énergie	€/kWh	0,095	0,095	0,095

Tableau 17 - Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.2.1. & H.2.2. Source : Réalisation par Lobet, L.

Le tableau 17 indique qu'une diminution du taux d'autoconsommation implique une baisse plus que proportionnelle de la VAN. Une diminution de 30% (50%) du taux induit une baisse de 33% (56%) de la VAN. Un taux d'autoconsommation plus faible implique également un temps de retour sur investissement plus élevé et un retour sur investissement plus faible. De plus, le taux de rentabilité interne chute de 27%. Ces résultats sont confirmés par le bilan économique (annexe 11) qui montre clairement une diminution des gains réalisés grâce au projet, lorsque le taux d'autoconsommation baisse. Dans l'hypothèse de tiers-financement, seul le WDC est avantagé ou lésé par le changement du taux d'autoconsommation, qui influence son niveau de revenu. Nethys Energy, rémunéré via la vente des CV et via les redevances, n'est pas affecté par la modification du taux, comme le montre le plan de financement, en annexe 15.

H.3. L'hypothèse 3 reprend les hypothèses initiales (H.1.1.), à une exception près.

L'hypothèse H.3.1. suppose une baisse du prix de rachat des CV garantis par Elia de 65€ à 45€ et l'hypothèse H.3.2. admet une baisse du coefficient k_{ECO} de 2,1 à 1,9.

Ratio	Unités	H.1.1.	H.3.1.	H.3.2.
Temps de retour	Années	3,91	4,40	4,05
Temps de retour actualisé	Années	5,54	6,34	5,76
Retour sur investissement	%	12,78	11,37	12,34
Valeur actuelle nette	€	344.814,43	247.194,84	314.598,84
Taux de rentabilité interne	%	16,25	13,43	15,37
Coût du cycle de vie	€	200.273,37	200.273,37	200.273,37
Coût actualisé de l'énergie	€/kWh	0,095	0,095	0,095

Tableau 18 - Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.3.1. & H.3.2. Source : Réalisation par Lobet, L.

Selon les résultats de l'hypothèse H.3.1., une diminution du prix de vente des CV de 30% implique une diminution de la VAN de 28%, une baisse du TRI de 16,25% à 13,43% et une augmentation du temps de retour. L'hypothèse H.3.2. donne des résultats similaires. Dans l'hypothèse de tiers-financement, seul Nethys est avantage ou lésé par le changement des prix de revente des CV et du coefficient k_{ECO} . En observant l'annexe 17, on voit qu'une diminution du prix de vente des CV affecte fortement la rentabilité du projet du côté de Nethys Energy qui voit ses gains cumulés sur 10 ans diminuer de 129.084,04 € à 8.923,85 €. Suite à la baisse de son revenu majeur, le projet n'est plus suffisamment rentable pour Nethys.

Ratio	Unités	H.1.1.	H.4.1.	H.4.2.
Temps de retour	Années	3,91	3,47	3,46
Temps de retour actualisé	Années	5,54	5,05	5,04
Retour sur investissement	%	12,78	14,43	14,46
Valeur actuelle nette	€	344.814,43	419.738,72	421.368,64
Taux de rentabilité interne	%	16,25	17,22	17,24
Coût du cycle de vie	€	200.273,37	200.273,37	200.273,37
Coût actualisé de l'énergie	€/kWh	0,095	0,095	0,095

Tableau 20 - Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.4.1. & H.4.2. Source : Réalisation par Lobet, L.

H.4. L'hypothèse 4 reprend les hypothèses initiales (H.1.1.), à une exception près.

L'hypothèse H.4.1. suppose une augmentation du taux d'indexation de 2% à 3,5% et l'hypothèse H.4.2. admet une augmentation du tarif de l'électricité de 1,5%. Le tableau 19 donne les résultats des calculs.

Selon l'hypothèse H.4.1., une augmentation du taux d'indexation de l'électricité de 2% à 3,5%, implique une augmentation du taux de rentabilité et de la VAN de 21,72%.

L'hypothèse H.4.2. donne des résultats similaires. De nouveau, seul le WDC est avantage ou lésé par le changement des prix de l'électricité et du taux d'indexation. Les résultats de l'hypothèse H.4.1. et H.4.2. indiquent donc que la VAN du projet est fortement sensible aux variations de revenus résultant d'une variation du prix de l'électricité, ce qui implique un risque important vis-à-vis de la rentabilité du projet.

H.5. L'hypothèse H.5. reprend les hypothèses initiales, H.1.1., à une exception près. On suppose désormais que le WDC ne fait plus appel à un tiers-investisseur pour gérer et financer le projet, mais gère le projet lui-même. Les coûts facturés par SRMGT sont identiques à ceux de l'hypothèse initiale, à l'exception que le WDC est soumis à une TVA de 21%. Le projet du WDC ne remplit pas les conditions qui permettent de bénéficier du taux réduit. Le coût facturé par SRMGT est de 425.952,67 €, tandis que les coûts de raccordement au réseau sont de 12.820 €. La facture totale s'élève, par conséquent, à 438.772,67¹⁶.

Le WDC présente son projet d'installation de panneaux PV aux banques, qui lui accordent un financement à 100% à un taux d'intérêt égal à 3% sur 10 ans. Le coût de financement du système photovoltaïque revient donc à 102.194,30 €¹⁷, ce qui donne des flux de trésorerie liés à l'investissement égal à 540.966,97 €. En additionnant, les coûts de maintenance de 203.330,13 €, le coût total du projet s'élève à 744.297,10 €. En comparant avec les résultats de l'hypothèse H.1.1., on voit que le coût total du projet est désormais plus élevé. Cette hausse est due à la TVA.

	Montant (€)	Pourcentage
Coût installation (Matériaux, pose, ingénierie)	425.952,67	57,23%
Coût de raccordement au réseau	12.820,00	1,72%
Coûts de financement	102.194,30	13,73%
Coûts de maintenance	203.330,13	27,32%
TOTAL	736.762,30	100%

Tableau 20 - Répartition des coûts (€) du système PV par composants H.5. Réalisation : Lobet, L.

Les rentrées financières du projet sous l'hypothèse H.5.1. sont identiques à celles de l'hypothèses H.1.1. Le fait que le projet soit financé par investissement interne ou par tiers-investissement n'a pas d'impact sur les produits générés par le système PV. Par conséquent, les résultats du bilan économique de l'annexe 10 ont été synthétisés dans le tableau 21.

	Puissance	Énergie économisée (sur 20 ans)	Coût TVAC	Coût/MWh TTC	Coût/kWh TTC	Coût/kWc TTC
Unité	<i>kWc</i>	<i>kWh</i>	€	€/MWh	€/kWh	€/kWc
WDC	301,6	5.582.042,07	744.297,10	133,34	0,133	2.467,83

Tableau 21 - Synthèse des résultats concernant le bilan économique de l'installation du WDC (H.5.). Source : Réalisation par Lobet, L.

Comme dans l'hypothèse H.1., le système PV permet au WDC de réaliser une économie sur une partie de l'électricité consommée. Néanmoins le coût/MWh de l'électricité, sous financement propre, est supérieur à celui obtenu lors de l'étude du tiers-financement par une intercommunale. De plus, le gain du projet est inférieur au gain de l'hypothèse H.1.1. Cela s'explique par la fiscalité moins avantageuse du WDC par rapport à Nethys Energy, qui n'est pas soumis à la TVA.

¹⁶ Voir « Annexe 8 : Détails des coûts d'installation TVAC facturés au WDC ».

¹⁷ Calculé via la formule décrite en section 5.1.

	Montant dettes (€)		Montant recettes (€)
Coût Installation	425.952,67	Recette CV	390.520,62
Coût Raccordement	12.820,00	Recette Autoconso.	874.830,34
Coût Financement	102.194,30	Recette Réinjection	0,00
Coût Maintenance	203.330,13	Subsides	0,00
TOTAL	744.297,10	TOTAL	1.265.350,97
RESULTAT FINAL :			521.053,87

Tableau 22 - Analyse coût-bénéfice (ACB) de l'installation PV du WDC (H.5.). Source : Réalisation par Lobet, L.

Le projet économique du WDC semble être économiquement viable. Néanmoins, afin de mesurer la performance et la rentabilité, des ratios financiers ont été calculés.

Le WDC est soumis à un taux d'imposition de 33,99% (ISOC) mais il est éligible à une déduction pour investissements sur économies d'énergie de 13,5% (section 4.4.). Comme le recours à un emprunt est souvent incontournable, le choix de la durée du prêt a un impact sur la rentabilité du projet. Plusieurs hypothèses ont, par conséquent, été testées. L'hypothèse H.5.1. assume que l'investissement est financé à 100% par une banque à un taux de 3% sur une durée de prêt égale à 10 ans. L'hypothèse H.5.2. suppose un taux d'intérêt de 4%, un amortissement et une durée d'emprunt sur 20 ans. Les tableaux en annexes 26 et 28, donnent les cash-flows nominaux actualisés des hypothèses H.5.1. et H.5.2. et le tableau 23 indique les résultats des calculs des différents indices financiers (taux de 5% sur une durée de 20 ans).

Ratio	Unités	H.1.1.	H.5.1.	H.5.2.
Temps de retour	Années	3,91	6,18	7,38
Temps de retour actualisé	Années	5,54	8,76	10,46
Retour sur investissement	%	12,78	8,09	6,78
Valeur actuelle nette	€	344.814,43	76.272,87	-28.473,38
Taux de rentabilité interne	%	16,25	11,69	8,73
Coût du cycle de vie	€	200.273,37	248.812,63	288.290,39
Coût actualisé de l'énergie	€/kWh	0,095	0,118	0,137

Tableau 23 - Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.5.1. & H.5.2. Source : Réalisation par Lobet, L.

La première observation est que, via le financement propre, la rentabilité du projet diminue par rapport au projet financé par un contrat de tiers-investissement avec une intercommunale. Le temps de retour passe de 5,54 à 8,76 ans, la VAN chute de 344.814 € à 76.272 € et ne devient positive qu'à partir de la quinzième année. Le TRI diminue de 16,25% à 11,69%. Le CAE, passant de 0,095 à 0,118 €/kWh, est devenu moins attractifs pour les investisseurs. La seconde observation concerne l'impact de la modification des conditions de financement. Le fait de financer l'investissement en 20 ans plutôt qu'en 10 affecte significativement et négativement la rentabilité du projet. En effet, sous ces conditions, le temps de retour sur investissement passe de 8,76 à 10,46 années, avec une VAN négative sur l'ensemble de la durée de vie du projet et un TRI de 8,73%. La VAN négative indique que, sous ces conditions, le projet n'est pas rentable et le WDC ne devrait pas investir dans ce projet. Le coût du cycle de vie est désormais de 288.290,39 € et le CAE de 0,137 €/kWh, ce qui est largement supérieur aux résultats précédents.

Synthèse et conclusions de l'étude économique et financière

Premièrement, nous pouvons conclure que le système PV de 301,6 kWc installé au WDC constitue un investissement rentable tant pour le tiers-investisseur que pour le producteur d'électricité verte. En effet, le système PV permet à son propriétaire d'économiser sur sa facture d'électricité en payant une partie de son électricité d'heures pleines, en moyenne 280 MWh/an, à un prix inférieur à celui du marché. Au terme de 20 années, l'installation PV aura généré un gain de plus 680.000 €, qui a été réparti entre le tiers-investisseur et le WDC. La rentabilité de l'installation pour les deux acteurs est confirmée par le plan financier, qui met en évidence un profit positif dès la première année, que ce soit pour Nethys Energy ou pour le WDC. Après 20 ans, le gain cumulé du WDC sera supérieur à 500.000 € et celui de Nethys Energy sera de plus de 100.000 €. D'un point de vue global, le projet sera rentabilisé en 5 ans. De plus, la VAN largement positive, le temps de retour sur investissement relativement faible et le TRI élevé confirment la rentabilité du projet.

Deuxièmement, les différentes hypothèses testées ont mis en évidence quelques observations intéressantes. Tout d'abord, les résultats de l'hypothèse H.1.3. indiquent que le projet est toujours rentable après 25 ans. Au minimum jusque-là, chaque année supplémentaire est profitable, ajoutant en moyenne 4,36% à la VAN. La rentabilité de grandes installations n'est, par conséquent, pas limitée aux normes de durée de vie économique prescrites par la CWaPE (20 ans), mais peut être étendue à 25 ans, voire même plus. Les résultats H.2. concluent que plus le taux d'autoconsommation de l'électricité produite est élevé, plus un projet énergétique sera rentable (Hepsul, 2013). Ceci s'explique par le fait que l'électricité supplémentaire produite est achetée par les fournisseurs d'électricité aux producteurs d'énergie verte à un prix inférieur à celui du marché. Ensuite, les résultats H.3. montre que les mécanismes de soutien ont joué un rôle crucial dans le développement des ER (IPCC, 2011). Alors que la variabilité des politiques a un effet néfaste la prise de décision d'investissement dans des projets énergétiques et sur leur rentabilité. Ce résultat est cohérent avec les études de l'IEA (2007) et Aflaki & al., (2013) qui soulignaient le fait que l'incertitude politique menace le développement des technologies à faible émission. L'hypothèse H.4. montre, quant-à-elle, que la VAN du projet est fortement sensible aux variations de revenus résultant d'une variation du prix de l'électricité, ce qui implique un risque important vis-à-vis de la rentabilité du projet. Pour cette raison, il est favorable pour le producteur d'énergie verte (WDC) de contracter un contrat garantissant un prix fixe par MWh à long terme, plutôt que de se reposer sur la volatilité des marchés de l'énergie.

Finalement, l'hypothèse H.5. a permis de tirer des conclusions concernant le choix de financement et l'impact de la fiscalité sur la rentabilité d'un projet énergétique. En comparant à paramètres identiques, l'hypothèse de tiers-investissement (H.1.1.) et l'hypothèse de financement propre (H.5.1.), il ressort que le tiers-investissement est la stratégie de financement la plus avantageuse pour le WDC, comme le montre le tableau 24. En choisissant de financer leur projet grâce au tiers-investissement, le projet du WDC bénéficie d'une meilleure rentabilité, tout en laissant le soin au tiers-investisseur de s'occuper de la gestion technique et administrative (APERE, 2012). Ce double avantage est dû au fait que le WDC a

engagé une intercommunale comme tiers-investisseur. La fiscalité avantageuse de l'intercommunale, qui n'est ni soumise à la TVA, ni à l'ISOC permet au WDC de bénéficier d'une rentabilité supérieure, en plus des avantages classiques du tiers-investissement. Tandis que les résultats de l'hypothèse 5.2. indiquent qu'il est préférable de financer l'emprunt sur une durée de 10 ans, plutôt que sur une durée de 20 ans. En choisissant un prêt sur 20 ans au lieu de 10, les intérêts à payer seront plus élevés rendant le projet non rentable. L'hypothèse 5 permet de conclure que la fiscalité, le mode et les conditions de financement jouent un rôle important dans la rentabilité d'un projet énergétique.

WDC	Tiers-financement	Financement propre
Gain cumulé sur 20 ans	536.295,00	528.588,67
VAN 5% sur 20 ans	304.823,55	76.22,87
TRI sur 20 ans	17 %	11,69 %

Tableau 24 - Comparaison de la rentabilité entre le tiers-investissement et le financement propre pour le WDC. Source : Réalisation par Lobet, L.

En conclusion, les hypothèses les plus pertinentes de l'étude concernent les hypothèses 3 et 4, qui mettent en évidence le rôle primordial des gouvernements dans le développement du photovoltaïque et des énergies renouvelables, que ce soit vis-à-vis de la fiscalité ou des mécanismes de soutien mis en place.

Hypothèses et résultats de l'étude environnementale

L'étude environnementale prend, dans un premier temps, en considération une durée de vie du système photovoltaïque égale à 20 ans. Le cadre de l'étude sera ensuite étendu à une durée de vie du système égale à 25 ans, puis à 30 ans. Les paramètres-clé de l'étude sont décrits dans le tableau 25. Les détails concernant le type de matériel utilisé, les fournisseurs et la provenance des matériaux relatifs à l'installation du système PV sont décrits en annexe 29.

Technologie photovoltaïque	Modules polycristallins
Type de système	Structure au sol
Taux de dégradation	0,5%
Durée de vie PV et BOS	Modules : 30 ans Onduleurs : 10 ans Structure : 45 ans Câblage : 30 ans
Localisation	Villers-le-Bouillet
Inclinaison	15°
Orientation	Sud / sud-ouest

Tableau 25 - Paramètres-clé de l'étude environnementale portant sur le système PV installé au WDC. Source : Réalisation par Lobet, L.

Le bilan carbone et le bilan énergétique ont été calculés uniquement sur la phase de production des matériaux et sur la phase de construction du projet, qui sont prédominantes dans l'évaluation des émissions de GES. Les émissions liées à la fabrication des divers matériaux ont été prises en compte pour l'évaluation carbone et l'évaluation énergétique, de l'extraction des matières premières jusqu'au produit fini.

Le bilan carbone et le bilan énergétique ont été réalisés en s'appuyant sur la base de données de l'ADEME et sur l'étude de Hammond & Jones (2011).

Phase de fabrication

L'ECV de la phase de fabrication est décomposé en deux parties, d'une part l'ECV des modules PV et d'autre part, l'ECV des composants BOS du système PV.

Modules : L'évaluation carbone et énergétique d'un module BISOL polycristallins 260Wc porte sur les composants suivants : polysilicium, lingots-wafers, cellules, modules, verre, EVA et PET. Le cadre en aluminium des modules est exclu du calcul. Comme le montre en détails le tableau 26, un module BISOL polycristallins 260 Wc a un coût carbone de 553,30 kg CO₂-eq/kWc

	Qté/kWc	GES (kg CO ₂ -eq/kWc)	Besoin E _{prim} (MJ/kWc)
PolySi (kg)	2,5	100,60	1.230,78
Wafer (wafer)	230,77	154,40	7.067,36
Cellule (cellule)	230,77	164,50	1.649,36
Module (m²)	6,21	74,00	1.101,46
Verre (kg)	49,85	34,40	904,53
EVA (kg)	5,96	22,70	604,06
PET (kg)	2,46	3,30	212,06
PVF (kg)	0	0,00	0,00
TOTAL GES (kg-eq CO₂/kWc)	/	553,90	12.769,61

Tableau 26 - GES émis et besoins en énergie primaire de la phase de fabrication des modules PV BISOL 260. Source : Réalisation par Lobet, L à partir de Hammond et Jones (2008) et des info. communiquées par le fournisseur BISOL disponible sur : http://www.bisol.com/files/BISOL_Carbon_footprint_EN.pdf.

Pour 1kWc de modules fabriqués en Slovénie, 0,5539 tonnes-équivalent CO₂ est émis et 12.769,61 MJ sont utilisés. Le projet du WDC a une puissance de 301,6 kWc, soit une dette carbone de 167 t CO₂-eq et une dette énergétique de 3.851.314,38 MJ pour la fabrication des panneaux solaires qui seront installés sur le site. Comme le montre la figure 9, les émissions carbonées et les dépenses énergétiques proviennent en majorité de l'extraction et du traitement des cellules en silicium et des wafers.

Structure de support : La structure de support est composée d'environ 38 tonnes d'acier galvanisé. En multipliant cette quantité, exprimée en kg, par le coût carbone de l'acier galvanisé, soit 6,15 kg CO₂-eq/kg, et par le besoin en énergie primaire, soit 56,70 MJ/kg, on obtient le coût carbone total, soit 235.422 kg CO₂-eq, et les besoins en énergie primaire, soit 2.170.476 MJ, liés à la fabrication de la structure du système. Ces résultats sont synthétisés dans le tableau 27 :

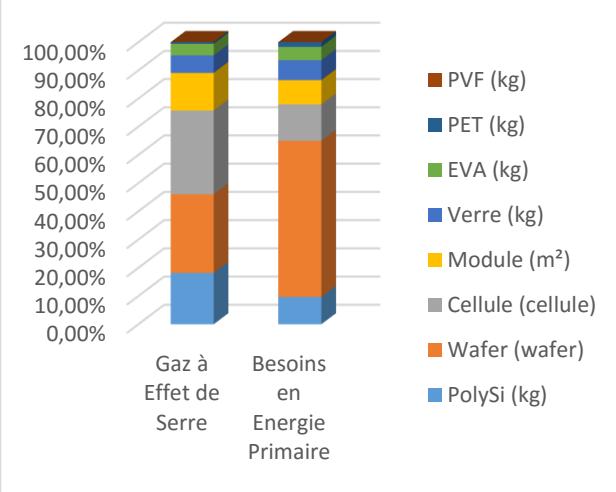


Figure 9 – Part de chaque composant des modules PV dans l'évaluation carbone et énergétique. Source : Réalisation par Lobet, L..

	GES	Besoin E _{prim}	
Par kg d'acier galvanisé	6,15 kg CO ₂ -eq/kg	56,70 MJ/kg	
Pour l'ensemble de la structure	kg CO ₂ -eq	t CO ₂ -eq	MJ
	235.422	235,42	2.170.47

Tableau 27 - GES émis et besoins en énergie primaire de la phase de fabrication de la structure de support (système Flex III) en acier galvanisé. Source : Réalisation par Lobet, L à partir de Hammond & Jones (2008).

Câblage : Lors de l'installation du système PV, SRMGT a utilisé deux types de câbles fournis par la société française Nexans : des câbles monobrins et des câbles de terre rigides. Les câbles souples monobrins sont utilisés pour raccorder les panneaux PV à l'onduleur et sont composés de cuivre étamé et de polyoléfine. Tandis que les câbles de terre rigide sont utilisés pour la protection contre les surtensions provoquées par le foudroiement ou des courts-circuits et sont composés de cuivre et d'une enveloppe isolante en PVC. Le système PV du WDC se compose de 2,15 km de câblage monobrin et de 0,60 km de câblage de terre. Le tableau 28 montre que la fabrication des câbles nécessaires au bon fonctionnement du système PV représente un coût carbone d'environ 28 t CO₂-eq et un coût énergétique de 424.280 MJ.

	Poids (kg)	GES (kg CO ₂ -eq/kg)	GES (kg CO ₂ -eq)	Besoin E _{prim} (MJ/kg)	Besoin E _{prim} (MJ)
Cuivre étamé	6.027,53	3,83	23.085,42	52,1	314.034,05
Cuivre	875,76	2,74	2.399,58	45,4	39.759,50
PVC	108,24	2,41	260,86	77,2	8.356,13
Polyoléfine	744,97	3,15	2.346,67	83,4	62.130,92
TOTAL	7.756,5	/	28.092,53	/	424.280,60

Tableau 28 - GES émis et besoins en énergie primaire de la phase de fabrication des câbles monobrins et des câbles de terre. Source : Réalisation par Lobet, L à partir de Hammond & Jones (2008).

Onduleurs : Les onduleurs utilisés lors de l'installation du système PV sont des onduleurs SMA Tripower 20.000TL/ 25.000TL de 10 kVA, car ceux-ci conviennent parfaitement pour des grandes installations PV. Ces derniers se composent d'environ 60% d'acier, 18% d'aluminium, 12% de cuivre et 10% de plastique comme indiqué en annexe 30. Les onduleurs utilisés lors de l'installation du système PV du WDC sont fournis par la société SMA, qui a investi en 2009 dans une usine neutre en CO₂. L'usine ne rejette aucune émission de CO₂, rendant la production d'onduleurs neutres en carbone¹⁸. Il reste cependant nécessaire de calculer les besoins énergétiques de la production de ces derniers.

	Poids (kg)	Besoins E _{prim} (MJ/kg)	Besoins E _{prim} (MJ)
Acier	915,68	24,4	22.342,59
Aluminium	269,63	155,0	41.792,65
Cuivre	188,50	45,4	8.557,90
Plastique	146,28	80,5	11.775,54
TOTAL	1.520,09	/	84.468,68

Tableau 29 - Besoins en énergie primaire de la phase de fabrication des onduleurs SMA Tripower 20.000TL/25.000TL. Source: Réalisation par Lobet, L à partir de Hammond & Jones (2008)

¹⁸ www.sma-france.com/entreprise/production-neutre-en-co2

La fabrication des onduleurs nécessaires au bon fonctionnement du système PV a un coût énergétique de 424.280 MJ. Ce résultat a été obtenu en additionnant le produit du poids de chaque composant des onduleurs par leur besoin en énergie primaire respectif.

Phase de construction

Le bilan carbone de la phase de construction a été évalué selon la méthode « bilan carbone simplifié » préconisé par l’ADEME. Ce dernier a été réalisé d’après les données du projet : surface, puissance, phasage des travaux, techniques employées, lieu de production des matériaux, trajets, etc. Les calculs de la phase de construction ont porté sur les émissions relatives au transport des personnes, au transport des marchandises et à l’utilisation de l’énergie (carburant). Les déchets directs liés au chantier ont été négligés dans l’évaluation carbone, car ceux-ci sont minimes et insignifiants.

	GES (kg CO₂-eq)	Besoin E_{prim} (MJ)
Fret	95,16	35.817,46
Phase de travaux	15.404,56	90.660,86
- <i>Trajets sous-traitants</i>	487,42	3.777,54
- <i>Energie utilisée sur le site</i>	14.917,14	86.883,32
TOTAL	19.099,72	126.478,32

Tableau 30 - GES émis et besoins en énergie primaire de la phase de construction. Source : Réalisation par Lobet, L à partir de Hammond & Jones (2011).

Synthèse et conclusions de l’étude environnementale

Les tableaux 31 et 32 représentent la répartition par postes et par composants des coûts carbones et des dépenses énergétiques du système PV.

	Capteurs	Onduleurs	Câbles	Structure	Total	%
Fabrication	167.056,24	0,00	28.092,53	235.422,00	430.570,77	99,15
Fret	2.043,13	355,13	92,27	1.225,63	3.695,16	0,85
Travaux		15.404,56			15.404,56	3,55
Total	169.098,4	335,1	28.184,8	236.647,6	434.265,9	100
%	38,94	0,08	6,49	54,49	100	/

Tableau 31 - Synthèses des coûts carbones du système PV du WDC. Source : Réalisation par Lobet, L.

	Capteurs	Onduleurs	Câbles	Structure	Total	%
Fabrication	3.851.314,38	84.468,68	424.280,60	2.170.476,00	6.530.539,66	98,10
Fret	23.662,23	150,15	3.814,22	8.190,86	35.817,46	0,54
Travaux		90.660,86			90.660,86	1,36
Total	3.874.976,60	84.618,83	428.094,82	2.178.666,86	6.657.017,97	100
%	58,21	1,27	6,43	32,73	100	/

Tableau 32 - Synthèses des dépenses énergétiques du système PV du WDC. Source : Réalisation par Lobet, L.

En se basant sur une durée de vie opérationnelle de 20 ans, le coût carbone total du système PV du WDC est de 434,57 tonnes équivalent CO₂, soit pour 1 kWc de système PV installés, 1,44 t CO₂-eq (dont 1,42 pour la fabrication) sont émises. Ce résultat est fort proche de l’étude de Yue & al. (2014) qui concluait que la quantité moyenne de CO₂ émise par kWc pour la fabrication d’une installation PV polycristalline européenne est de 1,32 t CO₂-eq. Le coût

carbone total et le coût carbone par kWc ne varient pas du fait que la durée de vie de l'ensemble des éléments du système PV est supérieure ou égale à 30 ans, à l'exception des onduleurs qui ont un coût carbone neutre. L'empreinte carbone, qui correspond à la quantité de GES émise lors de la fabrication du système divisé par sa production sur l'ensemble de sa durée de vie, décroît au fil des années passant de 77,80 g CO₂-eq/kWh pour une durée de vie de 20 ans à 53,15 g CO₂-eq/kWh pour une durée de vie de 30 ans, soit une diminution de 31,7 %. Le coût énergétique total du système PV est de 6.657.017 MJ sur une durée de vie de 20 ans et de 6.699.252 MJ sur une durée de vie allant de 21 à 30 ans. Ce changement est dû au remplacement des onduleurs, qui ont une faible durée de vie.

	Unités	20 ans	25 ans	30 ans
Coût CO₂ total	t CO ₂ -eq		434,57	
Coût CO₂/kWh	g CO ₂ -eq/kWh	77,80	63,01	53,15
Coût CO₂/kWc	t CO ₂ -eq/kWc		1,44	
Coût énergétique total	MJ _{prim}	6.657.017		6.699.252
Coût énergétique/kWc	MJ _{prim} /kWc	22.072		22.212

Tableau 33 – Synthèse des coûts carbones et des dépenses en énergie primaire du système PV du WDC pour une durée de vie de 20, 25 et 30 ans. Source : Réalisation par Lobet, L.

Ces résultats sont proches de l'analyse du cycle de vie de HEPSUL (2009). L'étude concluait que, sur une durée de vie de 30 ans, « l'énergie est l'impact majeur, avec environ 30.000 MJ d'énergie primaire par kWc » (HEPSUL, 2009). L'étude a également mesuré le temps de retour énergétique à en moyenne 2 à 3 ans et le coût carbone à 70 g CO₂-eq/kWh. Les légères différences entre les résultats obtenus pour le système du WDC et ceux de HEPSUL peuvent s'expliquer par les avancées technologiques entre 2009 et 2016 et le fait que l'étude de HEPSUL a été réalisée pour la France et non pour la Belgique.

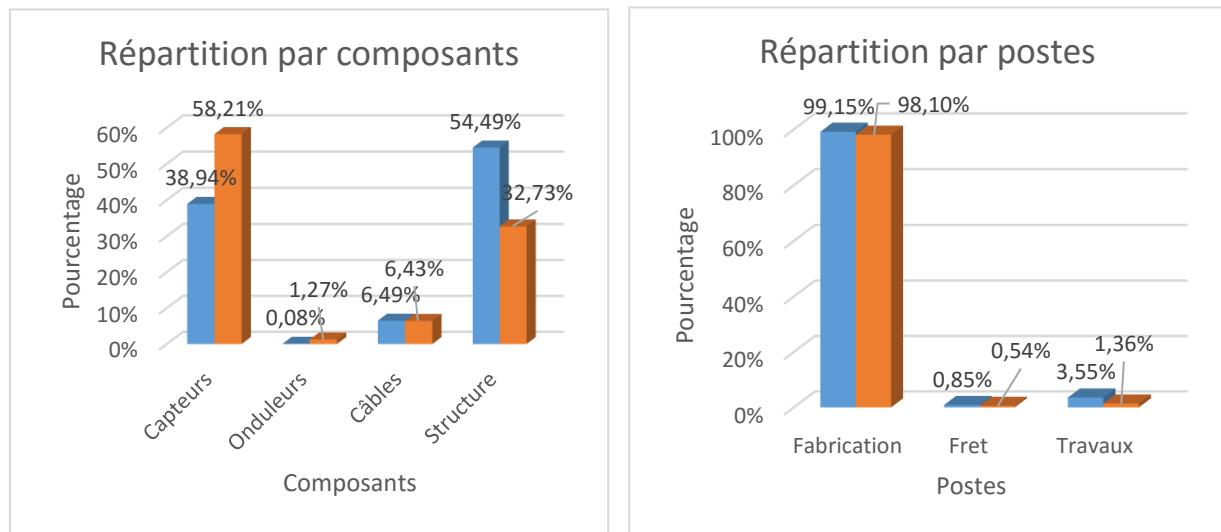


Figure 12 - Répartition des coûts carbones et des dépenses en énergie primaire a) par composants, b) par postes.

Le poste le plus énergivore et le plus polluant est la fabrication des éléments et surtout la production des panneaux PV et de la structure au sol, comme le montre la figure 9.

Le tableau 34 reprend les résultats concernant les divers indicateurs ECV. Le temps de retour carbone de ce système PV est d'environ 5,01 années. C'est-à-dire qu'en 5 ans il aura fait économiser plus de CO₂ de par sa production d'électricité sans rejet qu'il n'en a consommé pour sa construction et celle de ses matériaux. En imaginant que le WDC n'ait pas installé un système photovoltaïque, la production de l'électricité utilisée aurait eu une dette carbone égale à 1.384 tonnes CO₂-eq. L'installation PV a permis d'éviter l'émission d'environ 950 tonnes de CO₂-eq. Compte-tenu de l'ensemble de son cycle de vie, le système sera donc positif d'un point de vue carbone.

	Unités	20 ans	25 ans	30 ans
Emissions CO₂ mix énergétique	kg CO ₂ -eq	1.384.346	1.709.286	2.026.183
Emissions de CO₂ évitées	kg CO ₂ -eq	950.080	1.275.020	1.591.917
Temps de retour carbone (TRC)	Année	5,01	5,01	5,01
Total production électricité	kWh	5.582.030	6.892.283	8.170.094
Production annuelle moyenne	MJ _{prim}	2.511.919	2.481.222	2.451.028
Demande cumulée d'énergie (DCE)	MJ _{prim}	6.657.018	6.699.252	6.699.252
Temps de retour énergétique (TRE)	Année	2,65	2,70	2,73
Coefficient de performance énergétique (CPE)	/	7,55	9,26	10,98

Tableau 34 - Indicateurs environnementaux pour une durée de vie de 20, 25 et 30 ans. Source : Réalisation par Lobet, L.

Le remboursement de la dette énergétique varie entre 2,65 et 2,73 en fonction de la durée de vie du système PV, tandis que le coefficient de performance énergétique varie en 7,55 et 10,98. Ce ratio est logiquement supérieur à l'unité, puisque le photovoltaïque est une technologie renouvelable : plus d'énergie a été produite que consommée au cours du cycle de vie de l'installation. Le CPE signifie que le système photovoltaïque du WDC peut rembourser son contenu énergétique, 7,55 fois sur une durée de vie de 20 ans à 10,98 fois sur une durée de vie de 30 ans.

CONCLUSIONS

A travers ce travail, de nombreux aspects du photovoltaïque ont été abordés et des conclusions ont pu être tirées de l'étude de cas. L'étude nous permet de conclure que les grandes installations photovoltaïques permettent à leur propriétaire d'économiser sur leur facture d'électricité et que leur durée de vie économique peut aisément dépasser les 25 ans. La VAN largement positive, le temps de retour relativement faible et le taux de rentabilité élevé sont les preuves que les grandes installations PV wallonnes sont économiquement et financièrement rentables. Cependant, la rentabilité de système PV est dépendante des choix réalisés par l'investisseur. Lors de la prise de décisions en matière d'investissement dans un projet énergétique, il est conseillé de favoriser :

- Un projet avec un taux d'autoconsommation élevé ;
- Un contrat garantissant un prix fixe par MWh à long-terme, plutôt qu'un contrat à prix variable basé sur la volatilité des marchés de l'énergie ;
- Un financement du projet sur une « courte » durée (10 ans), plutôt que sur une « longue » période (20 ans).

De plus la décision d'investir dans ce type de projet est également fortement influencée par la politique énergétique et l'environnement fiscal du pays concerné. L'étude montre clairement que les mécanismes de soutien ont joué un rôle crucial dans le développement du marché photovoltaïque wallon. Et que la variabilité du marché de l'électricité, de la politique énergétique et de l'environnement fiscale a un effet néfaste sur la rentabilité de projets PV et, par conséquent, sur la décision d'investissement dans de tels projets.

Ensuite, l'étude nous permet de conclure que les grandes installations photovoltaïques peuvent être considérées comme un mode de production propre. Le temps de retour carbone d'une grande installation photovoltaïque est d'approximativement 5 ans et son temps de retour énergétique est d'en moyenne 2 à 3 ans. Sur une durée de vie de 30 ans, le système photovoltaïque aura remboursé 10-11 fois son contenu énergétique. De nouveau, les résultats de l'étude environnementale dépendent du cadre de l'étude et des composants du système PV. C'est pourquoi, afin de diminuer l'empreinte carbone et l'empreinte énergétique, il est conseillé de favoriser les circuits courts et, par conséquent, d'acheter les matériaux composant le système auprès de fournisseurs/fabricants locaux. L'étude conclut également que le poste le plus polluant et le plus énergivore est le poste de production des éléments du système qui représente plus de 98% des émissions carbonées et des dépenses en énergie primaire.

En conclusion, ces particularités économiques et environnementales font du photovoltaïque l'une des filières les plus prometteuses et les mieux adaptées à moyen et long terme pour la production mondiale d'électricité. Ces éléments, combinés à la diminution du coût des systèmes, expliquent la croissance fulgurante du photovoltaïque en Wallonie, mais également dans le monde, en termes de capacité installée. Les perspectives de croissance restent encourageantes dans les prochaines années.

Références

1) Ouvrages

- Ayompe, L., Duffy, A. & Rogers, M. (2015). *Renewable energy and energy efficiency : Assessment of projects and policies*. Oxford, UK : Wiley Blackwell.
- Devolder, P., Fox, M., & Vaguener, F. (2012). *Mathématiques financières*. London, UK : Pearson Edition
- Gruber, J. (2011). *Public Finance and Public Policy, 5th edition*. New-York, USA : Worth Publishers.
- Hansen, J. & Percebois, J. (2014). *Energie Economie et Politique, 2^e édition*. Bruxelles, Belgique : De Boeck.
- Hoffmann, W. (2014). *The Economic Competitiveness of Renewable Energy : Pathways to 100% Global Coverage*. Berwery, USA : Wiley.
- Huftu, A. (2001). *Introduction à la climatologie : le rayonnement et la température, l'atmosphère, l'eau, le climat et l'activité humaine*. Quebec, Canada : De Boeck Université.
- Méritet, S. & Vaujour, J.B. (2015). *Economie de l'énergie*. Paris : France : Dunod.
- Ruegg, R. & Short, W. (2014). Economics Methods. In Kreith, F. & Goswami, D.Y. (Eds.), *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy* (pp.3-1-3-23). New-York, USA : CRC Press.

2) Articles scientifiques

- Albrecht, J., Dewulf, J. & Laleman, R. (2013). Comparing various indicators for the LCA of Residential Photovoltaic Systems. *Green Energy and Technology*, 211-239.
- Alsema, E.A. (2000). Energy pay-back time and CO₂ emissions of PV systems. *Prog Photovoltaics Res Appl*, 8(1), 17-25.
- Alsema, E.A., Fthenakis, V.M. & Kim, H.C. (2008). Emission from photovoltaic life cycles. *Environ. Sc. Technol.*, 42(6). Retrieved from <http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es071763q>.
- Alsema, E.A. & Nieuwlaar, E. (2000). Energy viability of photovoltaics systems. *Energy Policy* 28(14), 999-101.
- Boccard, N. & Gautier, A. (2015). Le coût de l'énergie verte en Wallonie. *Reflets et Perspectives de la Vie Economique*, 71-85.
- Boulanger, P.-M. & Bréchet, T. (2005). Models for policy-making in sustainable development: the state of art and perspectives for research. *Ecological Economics*, 55(3), 337-350.
- Cengiz S.M., & Mammis, S.M. (2015). Price-efficiency relationship for photovoltaic systems on a global basis. *International Journal of Photoenergy*, 12, 31-43.
- Collard, F. (2014). Quel avenir pour le photovoltaïque ? *Les énergies renouvelables*. Retrieved from http://www.crisp.be/crisp/wp-content/uploads/analyses/2014-05-06_ACL-Collard_F-2014-Quel_avenir_pour_le_photovoltaïque.pdf
- Darling, S.B., Velosa, A., Veselka, T. & You, F. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environment Science*, 4, 3133-3139.

Darling, S.B., You, F. & Yue, D. (2014). Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis. *Solar Energy*, 105, 669-678.

Diner, F. (2011). The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 15, 713-720.

Edenhofer, O., Hirth, L., Knopf, B., Pahle, M., Schloemer, S., Schmid, E. & Ueckerdt, F. (2013). On the Economics of Renewable Energy Source. *Energy Economics*, 40(1), S12-S23.

EREF (2009). Prices for Renewable Energies in Europe for 2007/2008: Feed in tariffs versus Quota Systems - a comparison. *EREF Report*. Retrieved from http://erecgandi.semaforce.eu/fileadmin/erec_docs/Documents/EREF%20Prices%20for%20Renewable%20Energies%20in%20Europe%20-%20Report%202009.pdf

Fraunhofer IBP, & Department Life Cycle Engineering (2012). Life cycle assessment screening of the Maltha recycling process for Si-PV modules. *Fraunhofer IBP Publication*. Retrieved from http://www.pvcycle.org/wp-content/uploads/Fraunhofer_3rd-RC_2013.pdf

Fraunhofer ISE. (2013). Levelized cost of electricity renewable energy technologies. *Fraunhofer ISE Publication*. Retrieved from <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>

Fraunhofer ISE. (2015). Current and future cost of photovoltaics : long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale PV systems. *Fraunhofer ISE Publication*. Retrieved from https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf

Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M. (2008). Germany's Solar Cell Promotion: Dark Clouds on the Horizon. *Energy Policy*, 36 (11), 4198-4202. Gürzenich, D., & Wagner, H.J. (2004). Cumulative energy demand and cumulative emissions of photovoltaics production in Europe. *Energy*, 29(12), 2297-2303.

Hamida, R.B. (2015). L'énergie entre les opportunités de développement et les risques de la dégradation de la qualité de l'environnement. *CERDI Publication*. Retrieved from <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01168588/document>

Hammond, G., & Jones, G. (2011). Inventory of carbon & energy (ICE). Bath, *University of Bath Publication*. Retrieved from http://www.appropedia.org/images/5/56/ICE_Version_1.6a.pdf

Hearps, P. & McConnell, D. (2015). Renewable energy technology cost review. *Energy Research Institute*. Retrieved from <http://www.garnautreview.org.au/update-2011/commissioned-work/renewable-energy-technology-cost-review.pdf>

Ito, M. (2011). Life Cycle Assessment of PV Systems, Crystalline Silicon – Properties and Uses. *Tech*. Retrieved from <http://www.intechopen.com/books/howtoreference/crystalline-silicon-properties-and-uses/life-cycle-assessment-of-pv-systems>

Ito, M., Kato, K., Sugihara, H., Kichii, T., Song, J. & Kurokawa, K. (2003). A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints. *Sol Energy Mater Sol Cells*, 75 (3-4), 507-517.

Jordan, D. & Kurtz, S.R. (2013). Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. *Prog. In Photov. : Res. And Appl.*, 21(1), 12-29.

Jungbluth, N., Dones, R. & Frischknecht, R. (2007). Life cycle assessment of photovoltaics : update of the ecovent database. *Materials research Society*, 33-42.

- Manson, J.E., Fthenakis, V.M., Hansen, T. & Kim, H.C. (2006). Energy payback and life-cycle CO₂ emissions of the BOS in an optimized 3,5 MW PV installation. *Prog Photovoltaics*, 14(2), 179-190.
- Marschinski, R. & Quirion, P. (2014). Tradable Renewable Quota vs. Feed-In Tariff vs. Feed-In Premium under Uncertainty. *Science Social Research*. Retrieved from http://faere.fr/pub/Conf2014/58_Marschinski%20Quirion%20May%202014.pdf
- Mennel, T., Romano, T. & Scatasta, S. (2013). Comparing feed-in tariffs and renewable obligation certificates – the case of repowering wind farms. *European Economic Research*. Retrieved from <ftp://ftp.unibocconi.it/pub/RePEc/bcu/papers/iefewp57.pdf>
- Pacca, S., Sivaraman, D. & Keoleian, G.A. (2007). Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. *Energy Policy*, 35(6), 3316-3326.
- Rabl, A. & Spadaro, J.V. (1999). Environmental damages and costs: An analysis of uncertainties. *Environment International*, 25, 29-46.
- Suri, M., Huld, T.A., Dunlop, E.D. & Ossenbrink, H.A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidates countries. *Sol Energy* 81(10), 1295-1305.
- Tamas, M.M., Shrestha, B. & Zhou, H. (2010). Feed-in tariff and tradable green certificate in oligopoly. *Energy Policy*, 38(8), 4040-4047.
- Varun, Prakash, R. & Bhat, I.K. (2009). Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems. *Renew Sustain Rev*, 13(9), 2716-272.

3) Articles non scientifiques

- Aflaki, S., Basher, S.A. & Masini, A. (2016). Does economic growth matter ? Technology-push, demand-pull and endogenous drivers of innovation in the renewable energy industry. Retrieved from <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/69773>
- Hay, F.J. (2013). Economics of solar photovoltaic systems. *University of Nebraska-Lincoln Extension*. Retrieved from <http://extensionpublications.unl.edu/assets/pdf/g2182.pdf>
- IBGE (2010). Le photovoltaïque : Facteurs influençant la production. Retrieved from http://documentation.bruxellesenvironnement.be/documents/Mod4_Facteurs_production_FR.PDF
- Percebois, J. (2014). Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives. Retrieved from <http://www.creden.univ-montp1.fr/downloads/cahiers/CC-14-03-107.pdf>
- Nerincx, Q. (2011). *Le financement des investissements liés à la performance énergétique des bâtiments et aux installations photovoltaïques* (Mémoire de master en sciences de gestion et de l'environnement). Université Libre de Bruxelles, Bruxelles, Belgique.

4) Rapports de recherche et documents de travail

APERE (2012). *Tiers-investissement : une solution pour votre installation photovoltaïque ?* Bruxelles, DC : Author. Retrieved from http://www.apere.org/adt/sites/default/files/files/doc/TiersInvest_Dossier_20121130.pdf

Commission Européenne (2013). *Photovoltaic Electricity Costs Maps*. Italy, DC : Author. Retrieved from [https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/JRC%2083366%20PV%20Electricity%20Cost%20Maps%202013%20\(rev\).pdf](https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/JRC%2083366%20PV%20Electricity%20Cost%20Maps%202013%20(rev).pdf)

EDORA (2009). *Dynamisme économique de secteur des énergies renouvelables en région wallonne*. Bruxelles, DC : Author. Retrieved from http://edora.org/doc/news_16/090923_DYSER_rapport%20final%20.pdf

EPIA (2011). *Global market outlook for photovoltaics until 2015*. Bruxelles, DC : Author. Retrieved from http://www.solarserver.de/fileadmin/user_upload/PDF/epia_market_outlook_photovoltaics_2015.pdf

HEPSUL (2009). *Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental*. Villeurbanne, DC : Author. Retrieved from http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/PV_Fab_Envt_final_26082009.pdf

HEPSUL (2013). *Autoconsommation : opportunité ou vraie fausse piste ?*. Lyon, DC : Author. Retrieved from <http://www.hespul.org/wp-content/uploads/2014/01/Note-de-positionnement-autoconsommation-HESPUL-janvier-2014.pdf>

IEA (2006). *Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities*. Villeurbanne, DC : Author. Retrieved from http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/report_IEA-PVPS_T10-01-2006.pdf

IEA (2007). *Climate policy uncertainty and investment risk. In support of the G8 Plan Action*. Paris, DC : Author. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Climate_Policy_Uncertainty.pdf

IEA (2014). *Technology Roadmap : Solar Photovoltaic Energy*. Paris, DC : Author. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf

IEA (2015). *Snapshot of Global PV (Report IEA PVPS T1-26:2015)*. Paris, DC : Author. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf

IEA (2016). *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic System (Report IEA-PVPS T12-04:2015)*. New-york, DC : Author. Retrieved from http://www.seas.columbia.edu/clca/Task12_LCI_LCA_10_21_Final_Report.pdf

IPCC (2007). *Climate change 2007 : Synthesis report. Contribution of Working Groups I, II, III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland : Cambridge University Press.

IPCC (2011). *IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK and New-York, USA : Cambridge University Press.

IPCC (2013). *Climate change 2013 : The physical science basis. Working Groups I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK : Cambridge University Press.

OECD (2015). *Aligning policies for the transition to a low-carbon economy*. Paris, DC : Author. Retrieved from <https://www.oecd.org/environment/Aligning-Policies-for-a-Low-carbon-Economy.pdf>.

Région Wallonne (2013). *Le transport : Optimisations dans l'industrie*. Namur, DC : Author. Retrieved from <http://www.mobilite-entreprise.be/sites/uwe-mobilite/files/Documents/dai-fichesureindustrie-transport-150dpi.pdf>.

Solar Power Europe (2015). *Global Market Outlook for solar power 2015-2019*. Bruxelles, DC : Author. Retrieved from : http://helapco.gr/pdf/Global_Market_Outlook_2015_-2019_lr_v23.pdf.

5) Support légaux

Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

CWaPE (2014). Communication CD-14b11-CWaPE-861 sur la « méthodologie pour le calcul des nouveaux taux d'octroi des certificats verts » mais adaptée suite aux modifications réglementaires et méthodologiques adoptées par le Gouvernement wallon le 3 avril 2014.

CWaPE (2014). Communication CD-14j24-CWAPE sur les « coefficients économiques k_{ECO} applicables pour les différentes filières de production d'électricité verte à partir du 1^{er} janvier 2015 ».

CWaPE (2015). Communication CD-15i28-CWAPE sur les « coefficients économiques k_{ECO} applicables pour la filière solaire photovoltaïque de plus de 10kW pour la période du 1er janvier au 30 juin 2016 ».

Directive 2009/28/CE du parlement européen et du conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir des sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE. *Journal officiel de l'Union Européenne*, 5 juin 2009.

Décision 406/2009/CE du parlement européen et du conseil relative à l'effort à fournir par les Etats membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020. *Journal officiel de l'Union Européenne*, 5 juin 2009.

International Organization for Standardization (ISO). (2006). Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines. *ISO 14044:2006*, First edition 2006-07-01, Geneva, Switzerland.

6) Sites Web

ADEME (n.d.). *Base de données bilan GES*. Retrieved from <http://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/basecarbone/donnees-consultez/choix-categorie>

ADEME (n.d.). *Méthodes de calcul de bilan GES*. Retrieved from <http://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil/contenu/index/page/m%C3%A9thodes+de+calcul/siGras/0>

APERE. (2015, May 21). *Observatoire belge des énergies renouvelables*. Retrieved from <http://www.apere.org/observatoire-belge-des-energies-renouvelables>

CWaPE (n.d.). *Producteurs : Marché des CV Mécanisme de Soutien*. Retrieved from <http://www.cwape.be/?dir=3.4.00>

Deloitte. (2015). *European Energy Market Reform. Country Profile : Belgium*. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-belgium.pdf>

EF4 asbl (n.d.). *Marché belge du photovoltaïque*. Retrieved from <http://www.ef4.be/fr/photovoltaïque/statistique-du-marché-pv/belgique.html>

SPF. (2016). *Déduction pour investissement. Finances.Belgium.be*. Retrieved from http://finance.belgium.be/fr/entreprises/impot_des_société/avantages_fiscaux/deduction_pour_investissement

SPF. (n.d.). *Taux de l'impôt des sociétés*. Retrieved from http://finances.belgium.be/fr/entreprises/impot_des_societes/calcul/taux

Table des annexes

ANNEXE 1 – Liste des abréviations, table des figures et table de tableaux	II
ANNEXE 2 – Plan et photos du système photovoltaïque installé au WDC	IV
ANNEXE 3 – Paramètres de calcul recommandés par la CWaPE et facteur de correction	V
ANNEXE 4 – Coût indexé de l'électricité selon le plan tarifaire en vigueur pour le WDC	VI
ANNEXE 5 – Factures SRMGT	VII
ANNEXE 6 – Tarif de raccordement (RESA)	IX
ANNEXE 7 – Détails des coûts d'installation HTVA facturés au WDC	X
ANNEXE 8 – Détails des coûts d'installation TVAC facturés au WDC	XI
ANNEXE 9 – Répartition des coûts d'installation facturés au WDC	XII
ANNEXE 10 – Bilan économique de l'installation du WDC pour les hypothèses H.1.1. et H.5.1	XIII
ANNEXE 11 – Bilan économique de l'installation du WDC pour l'hypothèse H.2... ANNEXE 12 – Plan de financement des hypothèses H.1.1. et H.1.3.	XIV
ANNEXE 13 – Cash-flows des hypothèses H.1.1. et H.1.3.	XV
ANNEXE 14 – Plan de financement de l'hypothèse H.1.4.	XVII
ANNEXE 15 – Plan de financement de l'hypothèse H.2.	XIX
ANNEXE 16 – Cash-flows de l'hypothèse H.2.	XXI
ANNEXE 17 – Plan de financement de l'hypothèse H.3.1....	XXIII
ANNEXE 18 – Cash-flows de l'hypothèse H.3.1.	XXV
ANNEXE 19 – Plan de financement de l'hypothèse H.3.2.	XXVII
ANNEXE 20 – Cash-flows de l'hypothèse H.3.2.	XXIX
ANNEXE 21 – Plan de financement de l'hypothèse H.4.1.	XXXI
ANNEXE 22 – Cash-flows de l'hypothèse H.4.1.	XXXV
ANNEXE 23 – Plan de financement de l'hypothèse H.4.2.	XXXVII
ANNEXE 24 – Cash-flows de l'hypothèse H.4.2.	XXXIX
ANNEXE 25 – Plan de financement de l'hypothèse H.5.1.	XLI
ANNEXE 26 – Cash-flows de l'hypothèse H.5.1.	XLIII
ANNEXE 27 – Plan de financement de l'hypothèse H.5.2.	XLV
ANNEXE 28 – Cash-flows de l'hypothèse H.5.2.	XLVII
ANNEXE 29 – Type de matériel utilisé, fournisseurs et provenance des matériaux relatifs à l'installation du système	XLIX
ANNEXE 30 – Inventaire matériel des composants BOS du système photovoltaïque	XLIX
ANNEXE 31 – Transport FRET et phase de travaux	L

ANNEXE 1 – Table des figures et table des tableaux

Table des figures

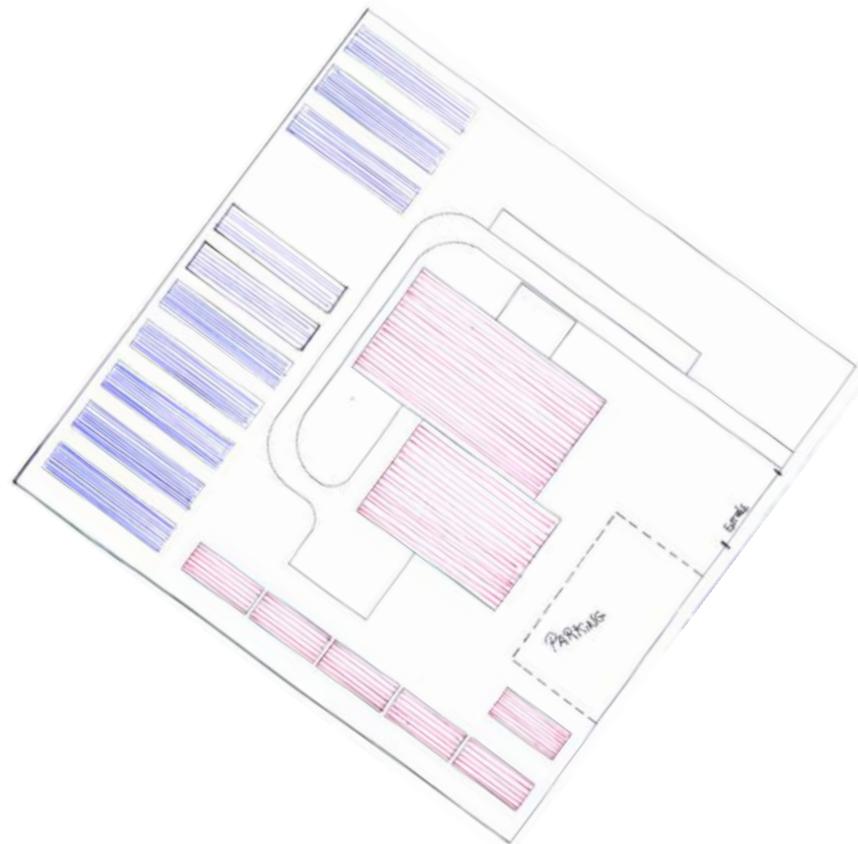
- Figure 1 – Prévision du marché mondial cumulée du PV solaire
- Figure 2 – Production nette d'électricité par source de production (2013)
- Figure 3 – Evolution de la capacité du marché PV belge par région (MW)
- Figure 4 – Réduction du prix des différentes technologies PV (\$/W)
- Figure 5 – Courbe d'apprentissage liée au prix des panneaux PV (€/kWc)
- Figure 6 – Schématisation du principe de tiers-financement
- Figure 7 – Schématisation des flux entre le WDC et Nethys Energy
- Figure 8 – Illustration de la rentabilité financière du système PV du WDC (cash-flows non actualisés)
- Figure 9 – Part de chaque composant des modules PV dans l'évaluation carbone et énergétique
- Figure 10 – Répartition des coûts carbone et des dépenses en énergie primaire a) par composants, b) par postes

Table des tableaux

- Tableau 1 – Synthèse des études concernant le coût du photovoltaïque en Europe
- Tableau 2 – Comparaison du coût (€/kWh) des différentes technologies énergétiques (2014)
- Tableau 3 – Coût/kWc des composants d'un système PV en 2014
- Tableau 4 – Durée de vie des différents composants d'un système PV recommandée par IEA (2016)
- Tableau 5 – k_{ECO} appliquée du 01/07/15 au 31/12/15
- Tableau 6 – Services fournis par le tiers-investisseur
- Tableau 7 – Comparaison des avantages et des inconvénients du tiers-financement et de l'investissement propre
- Tableau 8 – Potentiels de réchauffement planétaire des gaz à effet de serre utilisés dans le calcul des valeurs équivalentes en dioxyde de carbone
- Tableau 9 – Caractéristiques du plan tarifaire (électricité) du WDC
- Tableau 10 – Synthèse des coûts facturés pour le système PV du WDC (H.1. à H.4.)
- Tableau 11 – Répartition des coûts (€/kWh) du système PV par composants (H.1. à H.4.)
- Tableau 12 – Synthèse des résultats concernant le bilan économique de l'installation du WDC (H.1.1.)
- Tableau 13 – Analyse coût-bénéfice de l'installation PV du WDC (H.1.1.)
- Tableau 14 – Hypothèses testées concernant le taux d'actualisation et la durée de vie opérationnelle du système PV
- Tableau 15 – Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.1.2. et H.1.3.
- Tableau 16 – VAN et TRI réalisés par le WDC et Nethys Energy suite au projet photovoltaïque
- Tableau 17 – Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.2.1. et H.2.2.
- Tableau 18 – Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.3.1. et H.3.2.
- Tableau 19 – Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.4.1. et H.4.2.
- Tableau 20 – Répartition des coûts (€) du système photovoltaïque par composants (H.5.)
- Tableau 21 – Synthèse des résultats concernant le bilan économique de l'installation du WDC (H.5.)
- Tableau 22 – Analyse coût-bénéfice de l'installation PV du WDC (H.5.)

- Tableau 23 – Résultats financiers des hypothèses H.1.1., H.5.1. & H.5.2.
- Tableau 24 – Comparaison de la rentabilité entre le tiers-investissement et le financement propre
- Tableau 25 – Paramètres-clé de l'étude environnementale portant sur le système PV installé au WDC
- Tableau 26 – GES émis et besoins en énergie primaire de la phase de fabrication des modules PV BISOL 260
- Tableau 27 – GES émis et besoins en énergie primaire de phase de fabrication de la structure de support (système Flex III) en acier galvanisé
- Tableau 28 – GES émis et besoins en énergie primaire de la phase de fabrication des câbles monobrins et des câbles de terre
- Tableau 29 – Besoins en énergie primaire de la phase de fabrication des onduleurs SMA Tripower 20.000TL/25.000TL
- Tableau 30 – GES émis et besoins en énergie primaire de la phase de construction
- Tableau 31 – Synthèse des coûts carbones du système PV du WDC
- Tableau 32 – Synthèses des dépenses énergétiques du système PV du WDC
- Tableau 33 – Synthèse des coûts carbones et des dépenses en énergie primaire du système PV du WDC pour une durée de vie de 20, 25 et 30 ans
- Tableau 34 – Indicateurs environnementaux pour une durée de vie de 20, 25 et 30 ans

ANNEXE 2 - Plan et photos du système photovoltaïque installé au WDC



Le WDC a été créé en 2006, lorsque qu'un important plan d'investissements a été mis en place pour rénover et transformer le Data Center en un centre de données à la pointe de l'innovation. Le système photovoltaïque étudié, dans le chapitre, est représenté sur le plan par les zones hachurées en bleu. Il s'agit d'un système photovoltaïque composé de 10 tables de 116 panneaux PV de 260 Wc chacun. L'installation de 1160 panneaux PV a une puissance-crête de 301,6 kWc. Les zones hachurées en rouge représentent les panneaux PV installés en 2014. Cette première installation compte plus de 720 panneaux PV de 260 Wc, soit 6 tables de 64 panneaux PV installées au sol et plus ou moins 340 panneaux installés sur le toit, pour une puissance maximale d'environ 187,2 Wc.

ANNEXE 3 – Paramètres de calcul recommandés par la CWaPE et facteur de correction

Paramètres de calcul recommandés par la CWaPE :

Filière		Solaire photovoltaïque > 10 kW			
Période de réservation		01/01/2016 - 30/06/2016			
Méthodologie		CD-14/24-CWaPE			
Date publication		31/10/2014			
Paramètres	Unités	[10 - 250]	[250 - 500]	[500 - 750]	[750 - 1000]
Taux de rentabilité de référence	%	7%	7%	7%	7%
Durée de vie économique	Année	20	20	20	20
Durée d'octroi	Année	10	10	10	10
Première année de production	Année	2017	2017	2017	2017
Prix de l'électricité injectée - Année 1	Pe _{1, M, 1} EUR/MWh	41,66	41,66	41,66	41,66
Prix de l'électricité injectée - Année 2	Pe _{1, M, 2} EUR/MWh	41,57	41,57	41,57	41,57
Prix de l'électricité autoconsommée	Pe _{AC} EUR/MWh	131,90	130,00	130,00	130,00
Indexation du prix de l'électricité injectée	le _{EU} %/an	2%	2%	2%	2%
Indexation du prix de l'électricité autoconsommée	le _{AC} %/an	2%	2%	2%	2%
Indexation des coûts	ic _{AC} %/an	2%	2%	2%	2%
Taux d'imposition	Tax %	26%	26%	26%	26%
Puissance de référence	P _{ref} kWc	150	375	625	875
Investissement de référence	I _{ref} EUR/kWc	1.555	1.472	1.427	1.399
Coût du remplacement de l'onduleur	O&M ₀ EUR/kWc	150	150	150	150
Année de remplacement de l'onduleur	Année	10	10	10	10
Frais d'exploitation et de maintenance	O&M % _{ref} /an	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Durée d'utilisation	U kWh/kWc	950	950	950	950
Dégradation de la performance	p %/an	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Niveau d'autoconsommation	Ac %/an	70%	70%	70%	70%

Source : CWaPE (2015)

Facteur de correction pour une inclinaison et une orientation données :

FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNÉES					
INCLINAISON		0°	30°	60°	90°
ORIENTATION					
Est	■ →	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	■ ↗	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	■ ↓	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest	■ ↘	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest	← ■	0,93	0,90	0,78	0,55

: position à éviter si elle n'est pas imposée par une intégration architecturale

source Hespol

NB : ces chiffres n'incluent pas les possibles masques qui pourraient réduire la production annuelle.

Source : IBGE (2010)

ANNEXE 4 – Coût indexé de l'électricité selon le plan tarifaire en vigueur pour le WDC

Coût indexé de l'électricité selon le plan tarifaire en vigueur pour le WDC			
Année	Heure pleine (€/MWh)	Heure creuse (€/MWh)	Tarif réinjection (€/MWh)
Année 1	142	98	40
Année 2	144,84	99,96	40,80
Année 3	147,74	101,96	41,62
Année 4	150,69	104,00	42,45
Année 5	153,71	106,08	43,30
Année 6	156,78	108,20	44,16
Année 7	159,92	110,36	45,05
Année 8	163,11	112,57	45,95
Année 9	166,38	114,82	46,87
Année 10	169,70	117,12	47,80
Année 11	173,10	119,46	48,76
Année 12	176,56	121,85	49,73
Année 13	180,09	124,29	50,73
Année 14	183,69	126,77	51,74
Année 15	187,37	129,31	52,78
Année 16	191,11	131,90	53,83
Année 17	194,94	134,53	54,91
Année 18	198,83	137,22	56,01
Année 19	202,81	139,97	57,13
Année 20	206,87	142,77	58,27
Année 21	211,00	145,62	59,44
Année 22	215,22	148,54	60,63
Année 23	219,53	151,51	61,84
Année 24	223,92	154,54	63,08
Année 25	228,40	157,63	64,34
Tarif moyen sur 20 ans	172,51	119,06	48,59
Tarif moyen sur 25 ans	181,93	125,56	51,25
Tarif moyen sur 20 ans avec un ratio hp/hc = 71,43%			157,24
Tarif moyen sur 25 ans avec un ratio hp/hc = 71,443%			165,83

ANNEXE 5 – Factures SRMGT

SRM GT
Rue des Aireilles, 113
B-4100 SERAING



OFFRE

CLIENT : NETHYS SA
Monsieur Miguel Romero
Rue Sainte-Marie, 11
4000 LIEGE
Tél +32 (0) 468 381 736
miguel.romero@energy-lecteo.be

DATE :	18/06/2015
N° offre	14001.13

poste	DESCRIPTION	quantité	prix unitaire	MONTANT
	<u>Concernant:</u> WDC Extension PV+300kWc <u>Fourniture, pose et mise en service</u>			
1	Panneaux photovoltaïques type: poly 260Wc BenQ Solar	1160	159,00	184.440,00
2	Onduleurs SMA type: STP 25000TL-30	10	2990,00	29.900,00
3	Armoire de découplage et de protection sans compteur vert	1	9900,00	9.900,00
4	Structure à fondation à visser (Krinner)	ff	98500,00	98.500,00
5	Tranchées et chambre de visites + traversées de route	ff	3000,00	3.000,00
6	Câblage AC/DC +échelles à câbles	ff	4500,00	4.500,00
7	Réceptions RGIE-CGO	ff	1500,00	1.500,00
8	Dossier complet	ff	1500,00	1.500,00
9	<u>Garanties</u> <u>Modules:</u> 10 ans sur les panneaux et 25 ans sur le rendement <u>Structure (Krinner):</u> 10 ans <u>Onduleurs SMA :</u> 10ans <u>Tout autres matériels:</u> 2 ans	ff	1500,00	1.500,00
				SOUS-TOTAL
				€ 334.740,00
				TAUX DE T.V.A.
				0,00%
				T.V.A.
				-
				TOTAL
				€ 334.740,00


Nous vous souhaitons bonne réception de la présente et espérant être favorisés de vos ordres,
veuillez agréer, Monsieur, nos sincères salutations.

J. ALUNNI
Gérant

MERCI DE VOTRE CONFIANCE !



SRM GT
Rue des Aireilles, 113
B-4100 SERAING

BELFIUS:BE79 0682 5189 6933
ING:BE39 3630 0111 3419
TVA: BE 0888046678

WWW.srmgt.be
E-mail: contact@srmgt.be
Tél. +32(0)4336 65 36
Fax: +32(0)4336 95 36

SRM GT
Rue des Airelles, 113
B-4100 SERAING



OFFRE

CLIENT : NETHYS
Monsieur Miguel Romero
Rue Louvrex, 95
4000 LIEGE
Tél +32 (0) 468 36 17 36
miguel.romero@energy.nethys.be

DATE :	25/09/2015
N° offre	14001.19

poste	DESCRIPTION	quantité	prix unitaire	MONTANT
	Concerné: Fourniture, pose et mise en service Câbles monopolaires (Raccordement du transformateur jusqu'au disjoncteur TGBT).			
1	Câble souple monobrin 1x120mm ²	160	21,80	3.488,00
2	Câble souple monobrin 1x185mm ²	160	28,80	4.576,00
3	Câble de terre rigide K70 V/J	40	13,60	544,00
4	Câble de terre rigide KB5 V/J	40	18,60	744,00
5	Disjoncteur 250A Tétra + Micrologic 5.2 (Protection secondaire)	1	1280,00	1.280,00
6	Disjoncteur 400A Tétra + Micrologic 5.3 (Protection secondaire)	1	1765,00	1.765,00
7	Cache bornes	4	60,00	240,00
8	Coffret 1000x600x300	2	280	560,00
9	Accessoires souder de câble	#	330,00	330,00
10	Chemin de câble	#	400,00	400,00
11	Main d'œuvre	#	3360,00	3360,00
*	Délai de livraison ± 1 semaine			
				SOUS-TOTAL
				€ 17.287,00
				TAUX DE T.V.A.
				0,00%
				T.V.A.
				-
				TOTAL
				€ 17.287,00

Nous vous souhaitons bonne réception de la présente et espérant être favorisés de vos ordres,
veuillez agréer, Monsieur, nos sincères salutations.

J. ALUNNI
Gérant

MERCI DE VOTRE CONFiance !



SRM GT
Rue des Airelles, 113
B-4100 SERAING

Belfius:BE79 0682 5199 6933
ING:BE39 3630 0111 3419
TVA: BE 0888046678

WWW.srmgt.be
E-mail: contact@srmt.be
Tél: +32(04)336 66 36
Fax: +32(04)336 95 36

ANNEXE 6 – Tarif de raccordement (RESA)

RESA : ELECTRICITE --- TARIF 2015 ---

Tarif de raccordement : MT

Ce tarif de raccordement mentionne un tarif d'application pour les raccordements standard, conformes aux prescriptions techniques de RESA, pour autant que l'URD ne soit pas en dehors de l'aire de distribution ou que les travaux qui le sont n'aient pas été réalisés, et que les prix de raccordement soient confirmés par écrit par RESA.

MT	P maximum	P	R	C	D	Nbr de liaisons
	kVA	€/kVA	€	€	€/m	
	5.000	62	9.035	1.933	212	2

COUT DU RACCORDEMENT = P + R + C + D

P DROIT DE PRELEVEMENT OU D'INJECTION DE PUISSANCE

Comprend: Fourniture et pose de 2 câbles en domaine public, une tranchée de 400 m maximum incluse, suivant le trajet du GRD, sauf injection

Validité: Tension de 15 kV - prélevement

Un minimum de 100 kVA en prélevement sera facturé

R RACCORDEMENT

Comprend: Raccordement standard en entrée/sortie

Jointures et terminales dans la cabine de l'URD

Manœuvres HT standards

Câblage, test, mise en service

$$= 62 \times 150 = 7750$$

C COMPTAGE

Comprend: L'unité de comptage

Câblage coffret compteur, test, mise en service

Exclu: TC, TT, mise à disposition des impulsions de comptage, compteur, liaison TC&TT vers comptage

Position: L'unité de comptage est installée chez l'URD

D EXTENSIONS pour poses supérieures à 400 m de tranchée et pose en propriété privée

Comprend: Fourniture et pose de câbles en domaine public ou privé suivant le trajet du GRD dans une même tranchée
Câble PRC

Remarques

Tarif variable pour prélevement et/ou injection standard, sauf terme P

En cas d'injection, 50 % du terme P est facturé en supplément à concurrence de la puissance déjà aumise en prélevement

En cas d'injection, 150 % du terme P est facturé pour tout dépassement de la puissance déjà aumise en prélevement

Le tracé des câbles est défini par le GRD

Les différentes protections sont imposées par le GRD

Câbles dans une seule tranchée standard

Section et nombre de câbles en fonction de la demande de puissance

Raccordement autorisé à la signature d'un contrat

Validité pour travaux effectués simultanément aux travaux d'un nouveau raccordement standard

Pas d'application pour modification d'installation existante ou interventions isolées

Toute demande spécifique de l'URD est facturée sur base des prix unitaires standards

Le terme P ne comprend que les posées jusqu'au point du site le plus proche du réseau HT (max 400 m), le reste est facturé en terme D

Augmentation de puissance

Si le raccordement et l'unité de comptage sont suffisants, seul le terme P est facturé

Sinon, la demande est traitée comme un nouveau raccordement à l'exception du terme P où seul le complément de puissance sera exigé

Equipements et travaux non compris

TC et TT de comptage dans la cabine du client

Télécommande et télésignification des équipements

Mise à disposition des impulsions de comptage

Perçage et éanchetage

Coût des études

Forage si obstacle non inclus même dans les 400 premiers mètres (Pont, cours d'eau, chemin de fer, autoroute, ...)

Module de protection en cas d'injection

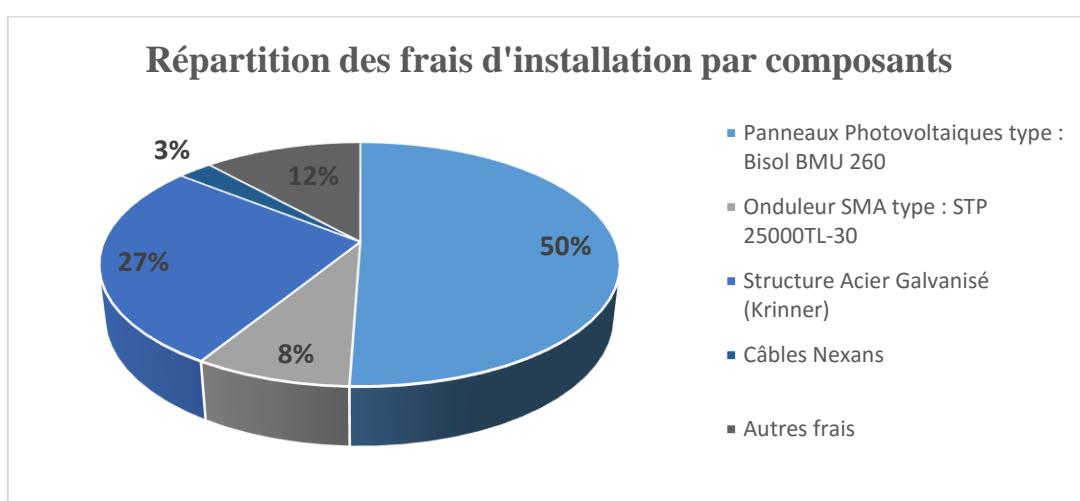
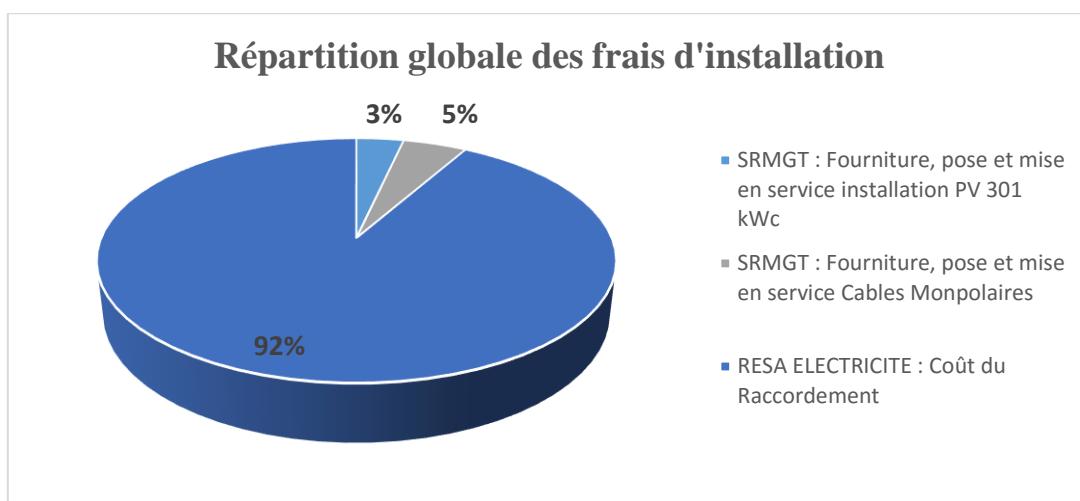
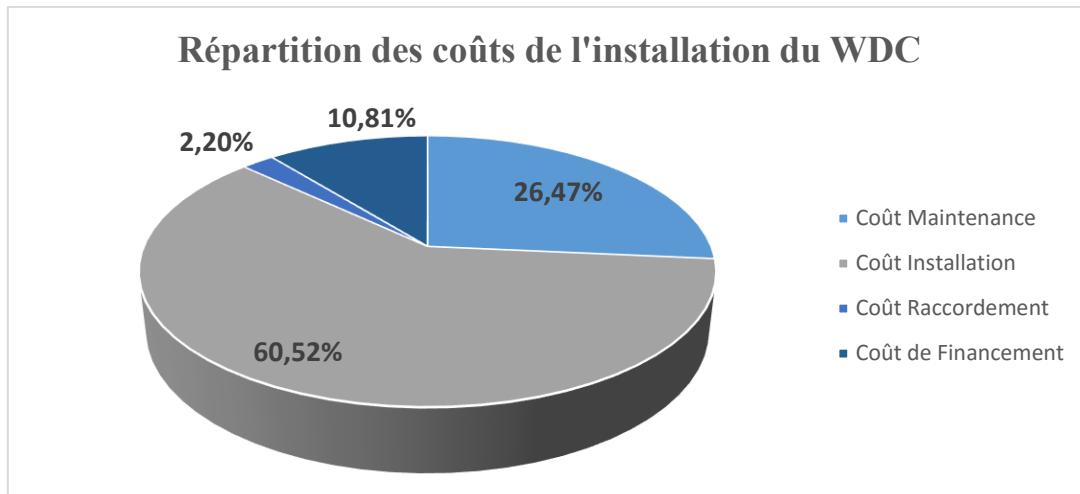
ANNEXE 7 – Détails des coûts d'installation HTVA facturés au WDC

LISTE DES COUTS			
SRMGT : Fourniture, pose et mise en service installation PV 301 kWc			
Description	Quantité	Prix Unitaire	Montant
Panneaux Photovoltaïques type : Bisol BMU 260	1160	159,00	184.440,00
Onduleur SMA type : STP 25000TL-30	10	2.990,00	29.900,00
Armoire de Découplage et de protection	1	9.900,00	9.900,00
Structure Acier Galvanisé (Krinner)	ff	98.500,00	98.500,00
Tranchée et ch. visites + traversées route	ff	3.000,00	3.000,00
Cablage AC/DC + échelle à cables	ff	4.500,00	4.500,00
Reception RGIE-CGO	ff	1.500,00	1.500,00
Dossier complet	ff	1.500,00	1.500,00
Garanties	ff	1.500,00	1.500,00
SOUS-TOTAL :			334.740,00
Taux de TVA :			0,00%
TVA			0,00
TOTAL :			334.740,00
SRMGT : Fourniture, pose et mise en service Cables Monopolaires			
Raccordement du transformateur jusqu'au disjoncteur TGBT			
Description	Quantité	Prix Unitaire	Montant
Cable souple monobrin 1x120mm ²	160	21,80	3.488,00
Cable souple monobrin 1x185mm ²	160	28,60	4.576,00
Cable de terre rigide K70 V/J	40	13,60	544,00
Cable de terre rigide K95 V/J	40	18,60	744,00
Disjoncteur 250A tétra + Micrologic 5.2	1	1.280,00	1.280,00
Disjoncteur 250A tétra + Micrologic 5.3	1	1.765,00	1.765,00
Cache bornes	4	60,00	240,00
coffret 1000x800x300	2	280,00	560,00
Accessoire soulier de cable	ff	330,00	330,00
Chemin de cable	ff	400,00	400,00
Main d'œuvre	ff	3.360,00	3.360,00
SOUS-TOTAL :			17.287,00
Taux de TVA :			0,00%
TVA			0,00
TOTAL :			17.287,00
RESA ELECTRICITE : Coût du Raccordement			
Description	Quantité	Prix Unitaire	Montant
	kVA	€/kVA	€
Tarif de racordement	250	62,00	7.750,00
Etude Production & Injection (kVA) Réseau MT	1	5.070,00	5.070,00
TOTAL :			12.820,00
COÛT TOTAL INSTALLATION ET RACCORDEMENT :			364.847,00

ANNEXE 8 – Détails des coûts d'installation TVAC facturés au WDC

LISTE DES COUTS			
SRMGT : Fourniture, pose et mise en service installation PV 301 kWc			
Description	Quantité	Prix Unitaire	HTVA
Panneaux Photovoltaïques type : Bisol BMU 260	1160	159,00	184.440,00
Onduleur SMA type : STP 25000TL-30	10	2.990,00	29.900,00
Armoire de Découplage et de protection	1	9.900,00	9.900,00
Structure Acier Galvanisé (Krinner)	ff	98.500,00	98.500,00
Tranchée et ch. visites + traversées route	ff	3.000,00	3.000,00
Cablage AC/DC + échelle à cables	ff	4.500,00	4.500,00
Reception RGIE-CGO	ff	1.500,00	1.500,00
Dossier complet	ff	1.500,00	1.500,00
Garanties	ff	1.500,00	1.500,00
SOUS-TOTAL :			334.740,00
Taux de TVA :			21,00%
TVA			70.295,40
TOTAL :			405.035,40
SRMGT: Fourniture, pose et mise en service Cables Monopolaires			
Raccordement du transformateur jusqu'au disjoncteur TGBT			
Description	Quantité	Prix Unitaire	HTVA
Cable souple monobrin 1x120mm ²	160	21,80	3.488,00
Cable souple monobrin 1x185mm ²	160	28,60	4.576,00
Cable de terre rigide K70 V/J	40	13,60	544,00
Cable de terre rigide K95 V/J	40	18,60	744,00
Disjoncteur 250A tétra + Micrologic 5.2	1	1.280,00	1.280,00
Disjoncteur 250A tétra + Micrologic 5.3	1	1.765,00	1.765,00
Cache bornes	4	60,00	240,00
coffret 1000x800x300	2	280,00	560,00
Accessoire soulier de cable	ff	330,00	330,00
Chemin de cable	ff	400,00	400,00
Main d'œuvre	ff	3.360,00	3.360,00
SOUS-TOTAL :			17.287,00
Taux de TVA :			21,00%
TVA			3.630,27
TOTAL :			20.917,27
RESA ELECTRICITE : Coût du Raccordement			
Description	Quantité	Prix Unitaire	Montant
	kVA	€/kVA	€
Tarif de racordement	250	62,00	7.750,00
Etude Production & Injection (kVA) Réseau MT	1	5.070,00	5.070,00
TOTAL :			12.820,00
COÛT TOTAL INSTALLATION ET RACCORDEMENT :			438.772,67

ANNEXE 9 – Répartition des coûts d'installation facturés au WDC



ANNEXE 10 – Bilan économique de l'installation du WDC pour l'hypothèse

H.1.1. et H.5.1.

BILAN ECONOMIQUE DE L'INSTALLATION PV DU WDC			
Coûts	Unités	HTVA	TVAC
COÛT DE MAINTENANCE			
Coût de maintenance	I_{REF}/an	1,50 %	
Coût annuel de maintenance	€	5.472,71	6.581,59
Coût total de maintenance	€	114.651,64	159.915,33
Prix HTVA onduleur	€	2.990,00	2.990
Quantité onduleur	U	10	10
Durée de vie onduleur	An	10	10
Coût de remplacement des onduleurs	€	39.287,60	43.414,80
TOTAL COUT MAINTENANCE	€	153.939,24	203.330,13
COÛT D'INSTALLATION			
TOTAL COÛT D'INSTALLATION	€	352.027,00	425.952,67
COÛT DE RACCORDEMENT			
Frais d'étude	€	5.070,00	5.070,00
Frais de rénection	€	7.750,00	7.750,00
Frais de télégestion	€	0,00	0,00
TOTAL COÛT DE RACCORDEMENT	€	12.820,00	12.820,00
COÛT DE FINANCEMENT			
Montant du prêt	€	364.847,00	438.772,67
Taux d'intérêt	%	3,00	3,00
Période d'emprunt	an	10	10
Intérêts annuels	€	6.286,50	10.219,43
TOTAL DES INTERÊTS A PAYER	€	62.864,99	102.194,30
TVA			
Taux de TVA appliqué	%	0,00	21,00
RESULTATS			
Coût total de l'installation	€	581.651,23	744.297,10
Coût annuel moyen	€/an	29.082,56	37.214,85
Prix de l'électricité produite	€/MWh	104,20	133,34
Recettes	Unités	HTVA	TVAC
Nombre de CV octroyé sur 20 ans	u	6.008	6.008
Recette CV	€	390.520,62	390.520,62
Recette autoconsommation	€	874.830,34	874.830,34
Recette revente électricité	€	0,00	0,00
RESULTATS			
Recette totale de l'installation	€	1.265.350,96	1.265.350,96
Recette annuelle moyenne	€	63.267,55	63.267,55
GAIN DU PROJET	Unités	HTVA	TVAC
Gain total du projet	€	683.699,74	521.053,87

ANNEXE 11 - Bilan économique de l'installation du WDC pour l'hypothèse H.2.

BILAN ECONOMIQUE DE L'INSTALLATION PV DU WDC			
Coûts	Unités	70% autocons	50% autocons
COÛT DE MAINTENANCE			
Coût de maintenance	I_{REF}/an	1,50 %	
Coût annuel de maintenance	€	5.472,71	
Coût total de maintenance	€	114.651,64	
Prix onduleur	€	2.990,00	
Quantité onduleur	U	10	10
Durée de vie onduleur	An	10	10
Coût de remplacement des onduleurs	€	39.287,60	
TOTAL COUT MAINTENANCE	€	153.939,24	
COÛT D'INSTALLATION			
TOTAL COÛT D'INSTALLATION	€	364.847,00	
COÛT DE RACCORDEMENT			
Frais d'étude	€	5.070,00	
Frais de rénection	€	7.750,00	
Frais de télégestion	€	0,00	
TOTAL COÛT DE RACCORDEMENT	€	12.820,00	
COÛT DE FINANCEMENT			
Montant du prêt	€	364.847,00	
Taux d'intérêt	%	3,00	3,00
Période d'emprunt	an	10	10
Intérêts annuels	€	6.286,50	
TOTAL DES INTERÊTS A PAYER	€	62.864,99	
TVA			
Taux de TVA appliquée	%	0,00	0,00
RESULTATS			
Coût total de l'installation	€	581.651,23	
Coût annuel moyen	€/an	29.082,56	
Prix de l'électricité produite	€/MWh	104,20	
<i>Recettes</i>			
Nombre de CV octroyé sur 20 ans	u	6.008	6.008
Recette CV	€	390.520,62	390.520,62
Recette autoconsommation	€	612.381,24	437.415,17
Recette revente électricité	€	81.109,70	135.182,84
RESULTATS			
Recette totale de l'installation	€	1.084.011,57	963.118,63
Recette annuelle moyenne	€	54.200,58	48.1555,93
GAIN DU PROJET			
Gain total du projet	€	502.360,34	381.467,40

ANNEXE 12 – Plan de financement de l'hypothèse H.1.1. & H.1.3.

NETHYS : CHARGES																			
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Financement	€	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	0,00	
Amortissement Invst	€	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	0,00	
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Frais Maintenance	€	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	0,00	
Frais maintenance indexé	€	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15	6.540,39	6.668,62	6.797,99	6.926,34	7.055,67	7.184,94	7.314,21	7.443,48	0,00
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total charges Nethys	€	48.243,90	48.353,36	48.465,00	48.578,88	48.695,03	48.813,51	48.934,35	49.057,62	49.183,34	49.311,59	49.439,86	49.567,13	49.694,40	49.821,67	49.948,94	50.076,21	50.203,48	50.330,75
Total charges cumulées	€	48.243,90	96.597,26	145.062,26	193.641,14	242.336,17	291.149,68	340.084,03	389.141,65	438.334,99	487.636,58	536.933,25	585.230,93	633.528,61	681.826,29	730.123,97	778.421,65	826.719,33	875.017,01
NETHYS : REÇETTES																			
Recettes CV	€	39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74	38.368,94	38.177,09	37.985,25	37.793,41	37.591,57	37.399,73	37.197,89	36.996,05	36.794,21	
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	0,00	
Rachat Insta par client	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total recettes Nethys	€	62.558,81	62.359,11	62.160,42	61.962,72	61.766,00	61.570,27	61.375,52	61.181,74	60.988,94	60.797,09	60.595,24	60.393,40	60.191,56	59.989,72	59.787,88	59.586,04	59.384,20	59.182,36
Total recettes cumulées	€	62.558,81	124.917,92	187.078,34	249.041,06	310.807,06	372.377,33	433.752,85	494.934,60	555.923,53	616.720,62	678.421,30	730.123,97	781.826,65	833.528,33	881.826,01	930.123,69	978.421,37	1026.719,05
NETHYS : RESULTATS																			
Gains TE	€	14.314,90	14.005,76	13.695,42	13.383,84	13.070,97	12.756,77	12.441,17	12.124,13	11.805,59	11.485,50	11.165,41	10.845,32	10.525,23	10.205,14	9.885,05	9.565,00	9.245,00	
Gains cumulés	€	14.314,90	28.320,66	42.016,08	55.399,92	68.470,89	81.227,66	93.668,82	105.792,95	117.598,54	129.084,04	140.673,55	152.263,06	163.852,57	175.442,08	187.031,59	198.621,10	210.210,61	221.799,12
WDC : CHARGES																			
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	0,00	
Rachat installation	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Frais de maintenance	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.472,71	
Frais maintenance indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.671,20	
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.990,00	
Rempl. onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.588,00	
Total charges WDC	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	10.259,20	
Total charges cumulées	€	22.620,00	45.240,00	67.860,00	90.480,00	113.100,00	135.720,00	158.340,00	180.960,00	203.580,00	226.200,00	248.820,00	271.440,00	294.060,00	316.680,00	339.300,00	361.920,00	384.540,00	
WDC : REÇETTES																			
Conso. électrique Produite	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60	43.261,74	43.906,34	44.541,51	45.176,68	45.811,85	46.447,02	47.082,19	47.717,36	
Revente électricité	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total recettes WDC	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60	43.261,74	43.906,34	44.541,51	45.176,68	45.811,85	46.447,02	47.082,19	47.717,36	
Total recettes cumulées	€	37.869,95	76.304,16	115.311,04	154.899,12	195.077,07	235.853,66	277.237,83	319.238,63	361.865,23	405.126,97	449.033,31	492.950,00	535.876,67	578.793,34	621.710,01	664.626,68	707.543,35	
WDC : RESULTATS																			
GAIN ANNUEL	€	15.249,95	15.814,21	16.386,88	16.968,08	17.557,95	18.156,60	18.764,17	19.380,75	20.006,60	20.641,74	23.647,14	26.653,41	29.659,68	32.665,95	35.672,22	38.678,49	41.684,76	
GAIN CUMULE	€	15.249,95	31.064,16	47.451,04	64.419,12	81.977,07	100.133,66	118.897,83	138.278,63	158.285,23	178.926,97	212.574,11	242.950,00	273.326,67	303.693,34	333.970,01	364.246,68	394.523,35	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00																	
487.636,58																	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
616.720,62																	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	
6.804,62	6.940,71	7.079,53	7.221,12	7.365,54	7.512,85	7.663,11	7.816,37	7.972,70	8.132,15	8.294,79	8.460,69	8.629,90	8.802,50				
2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.659,76	3.732,96	3.807,61	3.883,77	3.961,44	4.040,67	4.121,48	4.203,91	4.287,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69	8.132,15	8.294,79	8.460,69	8.629,90	8.802,50				
246.923,58	257.597,25	268.484,39	279.589,27	290.916,25	302.469,78	314.254,37	326.274,65	338.535,34	346.667,50	354.962,29	363.422,98	372.052,88	380.855,39				
44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57	50.904,92	51.663,40	52.433,19	53.214,44	54.007,34				
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57	50.904,92	51.663,40	52.433,19	53.214,44	54.007,34				
493.593,85	538.818,35	584.716,69	631.298,92	678.575,22	726.555,94	775.251,57	824.672,77	874.830,34	925.735,36	977.398,67	1.029.831,86	1.083.046,30	1.137.053,64				
34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88	42.772,77	43.368,61	43.972,50	44.584,54	45.204,84				
246.670,28	281.221,11	316.232,31	351.709,65	387.658,97	424.086,17	460.997,21	498.398,12	536.295,00	579.867,77	622.436,38	666.408,88	710.993,42	756.198,25				

ANNEXE 13 – Cash-flows de l'hypothèse H.1.1. & H.1.3.

Les tableaux ci-dessous montrent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

* Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée

* Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash-flows entrants et sortants										
Cash-flows entrants										
Cash-flows entrants	77.808,76	78.173,32	78.547,30	78.930,80	79.323,95	79.726,87	80.139,69	80.562,54	80.995,54	81.438,83
Cash-flows sortants	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15	6.540,39
Cash-flows sortants actualisés	5.472,71	5.316,34	5.164,45	5.016,89	4.873,55	4.734,31	4.599,04	4.467,64	4.339,99	4.215,99
Cash-flows sortants actualisés cumulés	433.184,69	438.501,03	443.665,48	448.682,37	453.555,92	458.290,23	462.889,27	467.356,91	471.696,90	475.912,90
Impact de taxation										
Profit avant imposition & dépréciation	72.336,03	72.591,17	72.853,50	73.123,12	73.400,12	73.684,56	73.976,53	74.276,12	74.583,39	74.898,44
Dépréciation	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
Revenu imposé	54.093,70	54.348,82	54.611,15	54.880,77	55.157,77	55.442,21	55.734,18	56.033,77	56.341,04	56.656,09
Montant de taxation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash-flows										
Cash-flows net exploitation après-taxation	72.336,03	72.591,17	72.853,50	73.123,12	73.400,12	73.684,56	73.976,53	74.276,12	74.583,39	74.898,44
CF net exploitation cumulés	72.336,03	144.927,22	217.780,71	290.903,83	364.303,95	437.988,51	511.963,05	586.241,16	660.824,56	735.723,00
CF nets d'exploitation actualisés	72.336,03	69.134,44	66.080,27	63.166,50	60.386,46	57.733,78	55.202,43	52.786,65	50.480,98	48.280,20
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	72.336,03	141.470,49	207.550,76	270.717,27	331.103,72	388.837,50	444.039,93	496.826,58	547.307,56	595.187,76
CF nets cumulés	-355.375,93	-282.784,77	-209.931,27	-136.808,15	-63.408,04	10.276,53	84.253,06	158.529,18	233.112,57	308.011,01
CF nets actualisés cumulés	-355.375,93	-286.241,49	-220.161,22	-156.994,72	-96.608,26	-38.874,48	16.327,95	69.114,60	119.595,57	167.875,78
Facteur d'actualisation										
Facteur d'actualisation (%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79	7,46	8,11
Cash-flows liés à l'invest.	427711,9864									

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

<i>H</i>	<i>D</i>	<i>D</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>	<i>IS</i>
43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57	50.904,92	51.663,40	52.433,19	
10.239,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69	8.132,15	8.294,79	8.460,69	
6.298,26	6.118,31	5.943,50	5.773,68	5.608,72	5.448,47	5.292,80	5.141,58	4.994,68	4.851,97	3.064,92	2.977,35	2.892,29	
482.211,13	488.329,46	494.272,96	500.046,64	503.655,36	511.103,83	516.396,64	521.538,21	526.532,89	531.384,86	534.449,78	537.427,14	540.319,42	
33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88	42.772,77	43.368,61	43.972,50	
18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	
15.404,79	15.853,81	16.308,48	16.768,85	17.234,99	17.706,97	18.184,85	18.668,69	19.158,56	19.654,53	24.530,42	25.126,26	25.730,15	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88	42.772,77	43.368,61	43.972,50	
769.370,14	803.466,31	838.017,14	873.028,34	908.505,68	944.455,00	980.882,20	1.017.793,24	1.055.194,15	1.093.091,03	1.135.863,80	1.179.232,41	1.223.204,91	
20.656,43	19.935,32	19.239,19	18.567,19	17.918,47	17.292,24	16.687,72	16.104,16	15.540,85	14.997,08	16.120,61	15.566,83	15.031,99	
616.244,19	636.179,51	655.418,71	673.985,89	691.904,36	709.196,60	725.884,32	741.988,48	757.529,33	772.526,42	788.647,02	804.213,85	819.245,85	
341.658,16	375.754,32	410.305,15	445.316,35	480.793,69	516.743,01	553.170,21	590.081,25	627.482,16	665.379,04	708.151,81	751.520,42	795.492,92	
188.532,20	208.467,52	227.706,72	246.273,91	264.192,37	281.484,61	298.172,33	314.276,50	329.317,35	344.314,43	360.935,04	376.501,87	391.533,86	
0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,38	0,36	0,34	
8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09	13,46	13,82	14,16	

ANNEXE 14 – Plan de financement de l'hypothèse H.1.4

Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9
NETHYS : CHARGES									
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20
Amortissement Invst	€	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
Frais maintenance indexé	€	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€	48.243,90	48.353,36	48.465,00	48.578,88	48.695,03	48.813,51	48.934,35	49.057,62
Total charges cumulées	€	48.243,90	96.597,26	145.062,26	193.641,14	242.336,17	291.149,68	340.084,03	389.141,65
NETHYS : RECETTES									
Recettes CV	€	39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74
Redevances	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rachat Insti par client	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes Nethys	€	39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74
Total recettes cumulées	€	39.938,81	79.677,92	119.218,34	158.561,06	197.707,06	236.657,33	275.412,85	313.974,60
NETHYS : RESULTATS									
Gain TE	€	-8.305,10	-8.614,24	-8.924,58	-9.236,16	-9.549,03	-9.863,23	-10.178,83	-10.495,87
Gains cumulés	€	-8.305,10	-16.919,34	-25.843,92	-35.080,08	-44.629,11	-54.492,34	-64.671,18	-75.167,05
WDC : CHARGES									
Redevances	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rachat installation	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais de maintenance	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais maintenance indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges WDC	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges cumulées	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WDC : RECETTES									
Conso. électrique. Produite	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79
Revente électricité	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes WDC	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79
Total recettes cumulées	€	37.869,95	76.304,16	115.311,04	154.899,12	195.077,07	235.853,66	277.237,83	319.238,63
WDC : RESULTATS									
GAIN ANNUEL	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79
GAIN CUMULE	€	37.869,95	76.304,16	115.311,04	154.899,12	195.077,07	235.853,66	277.237,83	319.238,63

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42.771,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36.484,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.472,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.540,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49.311,59	0,00									
487.636,58										
38.177,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38.177,09	0,00									
390.520,62										
-11.134,50	0,00									
-97.115,96										
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
0,00	6.671,20	6.804,62	6.940,71	7.079,53	7.221,12	7.365,54	7.512,85	7.663,11	7.816,37	7.972,70
0,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00
0,00	3.588,00	3.659,76	3.732,96	3.807,61	3.883,77	3.961,44	4.040,67	4.121,48	4.203,91	4.287,99
0,00	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
0,00	10.259,20	20.723,58	31.397,25	42.284,39	53.389,27	64.716,25	76.269,78	88.054,37	100.074,65	112.335,34
43.261,74	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.261,74	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
405.126,97	449.033,31	493.593,85	538.818,35	584.716,69	631.298,92	678.575,22	726.555,94	775.251,57	824.672,77	874.830,34
43.261,74	33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88
405.126,97	438.774,11	472.870,28	507.421,11	542.432,31	577.909,65	613.858,97	650.286,17	687.197,21	724.598,12	762.495,00

ANNEXE 15 – Plan de financement de l'hypothèse H.2.

Année	Étapes	1	2	3	4	5	6	7	8	9
NETHYS : CHARGES										
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20
Amortissement Invst	€	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
Frais maintenance indexé	€	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€	48.243,90	48.353,36	48.465,00	48.578,88	48.695,03	48.813,51	48.934,35	49.057,62	49.183,34
Total charges cumulées	€	48.243,90	96.597,26	145.062,26	193.641,14	242.336,17	291.149,68	340.084,03	389.141,65	438.324,99
NETHYS : RECETTES										
Recettes CV	€	39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74	38.368,94
Relevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat Insta par client	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes Nethys	€	62.558,81	62.359,11	62.160,42	61.962,72	61.766,00	61.570,27	61.375,52	61.181,74	60.988,94
Total recettes cumulées	€	62.558,81	124.917,92	187.078,34	249.041,06	310.807,06	372.377,33	433.752,85	494.934,60	555.923,53
TECTEO : RESULTATS										
Gain TE	€	14.314,90	14.005,76	13.695,42	13.383,84	13.070,97	12.756,77	12.441,17	12.124,13	11.805,59
Gains cumulés	€	14.314,90	28.320,66	42.016,08	55.399,92	68.470,89	81.227,66	93.668,82	105.792,95	117.598,54
WDC : CHARGES										
Relevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat installation	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais de maintenance	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais maintenance indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges WDC	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Total charges cumulées	€	22.620,00	45.240,00	67.860,00	90.480,00	113.100,00	135.720,00	158.340,00	180.960,00	203.580,00
WDC : RECETTES										
Conso. electric. Produite	€	26.508,96	26.903,95	27.304,82	27.711,66	28.124,56	28.543,62	28.968,92	29.400,55	29.838,62
Revente électricité	€	3.511,10	3.563,42	3.616,51	3.670,40	3.725,09	3.780,59	3.836,92	3.894,09	3.952,12
Total recettes WDC	€	30.020,07	30.467,37	30.921,33	31.382,06	31.849,65	32.324,21	32.805,84	33.294,65	33.790,74
Total recettes cumulées	€	30.020,07	60.487,43	91.408,77	122.790,82	154.640,48	186.964,69	219.770,53	253.065,18	286.855,92
WDC : RESULTATS										
GAIN ANNUEL	€	7.400,07	7.847,37	8.301,33	8.762,06	9.229,65	9.704,21	10.185,84	10.674,65	11.170,74
GAIN CUMULE	€	7.400,07	15.247,43	23.548,77	32.310,82	41.540,48	51.244,69	61.430,53	72.105,18	83.275,92

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42.771,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36.484,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.472,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.540,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49.311,59	0,00										
487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58
38.177,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60.797,09	0,00										
616.720,62											
11.485,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
129.084,04											
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
0,00	6.671,20	6.804,62	6.940,71	7.079,53	7.221,12	7.365,54	7.512,85	7.663,11	7.816,37	7.972,70	
0,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00
0,00	3.588,00	3.659,76	3.732,96	3.807,61	3.883,77	3.961,44	4.040,67	4.121,48	4.203,91	4.287,99	
22.620,00	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69	
226.200,00	236.459,20	246.923,58	257.597,25	268.484,39	279.589,27	290.916,25	302.469,78	314.254,37	326.274,65	338.535,34	
30.283,22	30.734,44	31.192,38	31.657,15	32.128,84	32.607,56	33.093,41	33.586,50	34.086,94	34.594,84	35.110,30	
4.011,00	4.070,77	4.131,42	4.192,98	4.255,45	4.318,86	4.383,21	4.448,52	4.514,80	4.582,08	4.650,35	
34.294,22	34.805,20	35.323,80	35.850,13	36.384,29	36.926,42	37.476,62	38.035,03	38.601,75	39.176,91	39.760,65	
321.150,14	355.955,34	391.279,14	427.129,27	463.513,57	500.439,99	537.916,61	575.951,64	614.553,38	653.730,30	693.490,95	
11.674,22	24.546,01	24.859,42	25.176,46	25.497,15	25.821,54	26.149,64	26.481,50	26.817,15	27.156,63	27.499,96	
94.950,14	119.496,15	144.355,57	169.532,03	195.029,18	220.850,71	247.000,36	273.481,86	300.299,01	327.455,64	354.955,60	

ANNEXE 16 – Cash-flows de l'hypothèse H.2.

Les tableaux ci-dessous montent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

* Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée

* Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash-flows entrants et sortants									
Cash-flows entrants									
Cash-flows entrants	69.958,88	70.206,48	70.461,75	70.724,77	70.995,65	71.274,48	71.561,36	71.856,39	72.159,67
Cash-flows sortants	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15
Cash-flows sortants actualisés	5.472,71	5.316,34	5.164,45	5.016,89	4.873,55	4.734,31	4.599,04	4.467,64	4.339,99
Cash-flows sortants actualisés cumulés	433.184,69	438.501,03	443.665,48	448.682,37	453.555,92	458.290,23	462.889,27	467.356,91	471.696,90
Impact de taxation									
Profit avant imposition & dépréciation	64.486,17	64.624,32	64.767,95	64.917,10	65.071,82	65.232,18	65.398,21	65.569,97	65.747,53
Dépréciation	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
Revenu imposé	46.243,82	46.381,97	46.525,60	46.674,75	46.829,47	46.989,83	47.155,86	47.327,62	47.505,18
Montant de taxation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash-flows									
Cash-flows net exploitation après-taxation	64.486,17	64.624,32	64.767,95	64.917,10	65.071,82	65.232,18	65.398,21	65.569,97	65.747,53
CF net exploitation cumulés	64.486,17	129.110,49	193.878,44	258.795,54	323.867,36	389.099,53	454.497,74	520.067,72	585.815,24
CF nets d'exploitation actualisés	64.486,17	61.546,97	58.746,44	56.077,83	53.534,75	51.111,12	48.801,15	46.599,36	44.500,51
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	64.486,17	126.033,14	184.779,58	240.857,41	294.392,16	345.503,28	394.304,43	440.903,78	485.404,30
CF nets cumulés	-363.225,82	-298.601,49	-233.833,55	-168.916,45	-103.844,63	-38.612,45	26.785,76	92.355,73	158.103,26
CF nets actualisés cumulés	-363.225,82	-301.678,84	-242.932,41	-186.854,58	-133.319,83	-82.208,71	-33.407,56	13.191,80	57.692,31
Facteur d'actualisation									
Facteur d'actualisation (5%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79	7,46
Cash-flows liés à l'invest.	427.711,99								

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
72.471,31	34.805,20	35.323,80	35.850,13	36.384,29	36.926,42	37.476,62	38.035,03	38.601,75	39.176,91	39.760,65
6.540,39	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
4.215,99	6.298,26	6.118,31	5.943,50	5.773,68	5.608,72	5.448,47	5.292,80	5.141,58	4.994,68	4.851,97
475.912,90	482.211,15	488.329,46	494.272,96	500.046,64	505.655,36	511.103,83	516.396,64	521.538,21	526.532,89	531.384,86
65.930,92	24.546,01	24.859,42	25.176,46	25.497,15	25.821,54	26.149,64	26.481,50	26.817,15	27.156,63	27.499,96
18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
47.688,57	6.303,66	6.617,07	6.934,11	7.254,80	7.579,19	7.907,29	8.239,15	8.574,80	8.914,28	9.257,61
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65.930,92	24.546,01	24.859,42	25.176,46	25.497,15	25.821,54	26.149,64	26.481,50	26.817,15	27.156,63	27.499,96
651.746,17	676.292,17	701.151,60	726.328,06	751.825,21	777.646,74	803.796,38	830.277,89	857.095,04	884.251,67	911.751,63
42.499,66	15.069,12	14.534,79	14.019,19	13.521,68	13.041,63	12.578,42	12.131,48	11.700,24	11.284,14	10.882,67
527.903,96	542.973,08	557.507,87	571.527,06	585.048,74	598.090,37	610.668,80	622.800,28	634.500,52	645.784,66	656.667,33
224.034,18	248.580,19	273.439,61	298.616,07	324.113,22	349.934,76	376.084,40	402.565,90	429.383,06	456.539,69	484.039,65
100.191,97	115.261,09	129.795,88	143.815,07	157.336,76	170.378,39	182.956,81	195.088,29	206.788,53	218.072,67	228.955,34
0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40
8,11	8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09

ANNEXE 17 – Plan de financement de l'hypothèse H.3.1.

Années	Unités	1	2	3	4	5	6	7	8	9
NETHYS : CHARGES										
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20
Amortissement Invst	€	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
Frais maintenance indexé	€	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€	48.243,90	48.353,36	48.465,00	48.578,88	48.695,03	48.813,51	48.934,35	49.057,62	49.183,34
Total charges cumulées	€	48.243,90	96.597,26	145.062,26	193.641,14	242.336,17	291.149,68	340.084,03	389.141,65	438.324,99
NETHYS : REÇETTES										
Recettes CV	€	27.649,94	27.511,69	27.374,14	27.237,27	27.101,08	26.965,57	26.830,75	26.696,59	26.563,11
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat Insta par client	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes Nethys	€	50.269,94	50.131,69	49.994,14	49.857,27	49.721,08	49.585,57	49.450,75	49.316,59	49.183,11
Total recettes cumulées	€	50.269,94	100.401,64	150.395,77	200.253,04	249.974,12	299.559,69	349.010,44	398.327,03	447.510,14
TECTEO : RESULTATS										
Gain TE	€	2.026,04	1.778,34	1.529,13	1.278,39	1.026,05	772,07	516,39	258,98	-0,24
Gains cumulés	€	2.026,04	3.804,38	5.333,51	6.611,90	7.637,95	8.410,01	8.926,41	9.185,38	9.185,15
WDC : CHARGES										
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat installation	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais de maintenance	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais maintenance indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges WDC	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Total charges cumulées	€	22.620,00	45.240,00	67.860,00	90.480,00	113.100,00	135.720,00	158.340,00	180.960,00	203.580,00
WDC : REÇETTES										
Conso. électrique. Produite	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60
Revente électricité	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes WDC	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60
Total recettes cumulées	€	37.869,95	76.304,16	115.311,04	154.899,12	195.077,07	235.853,66	277.237,83	319.238,63	361.865,23
WDC : RESULTATS										
GAIN ANNUEL	€	15.249,95	15.814,21	16.386,88	16.968,08	17.557,95	18.156,60	18.764,17	19.380,79	20.006,60
GAIN CUMULE	€	15.249,95	31.064,16	47.451,04	64.419,12	81.977,07	100.133,66	118.897,83	138.278,63	158.285,23

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42.771,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36.484,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.472,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.540,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49.311,59	0,00									
487.636,58										
26.430,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49.050,29	0,00									
496.560,43										
-261,29	0,00									
8.923,85										
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
0,00	6.671,20	6.804,62	6.940,71	7.079,53	7.221,12	7.365,54	7.512,85	7.663,11	7.816,37	7.972,70
0,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00
0,00	3.588,00	3.659,76	3.732,96	3.807,61	3.883,77	3.961,44	4.040,67	4.121,48	4.203,91	4.287,99
22.620,00	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
226.200,00	236.459,20	246.923,58	257.597,25	268.484,39	279.589,27	290.916,25	302.469,78	314.254,37	326.274,65	338.535,34
43.261,74	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.261,74	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
405.126,97	449.033,31	493.593,85	538.818,35	584.716,69	631.298,92	678.575,22	726.555,94	775.251,57	824.672,77	874.830,34
20.641,74	33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88
178.926,97	212.574,11	246.670,28	281.221,11	316.232,31	351.709,65	387.658,97	424.086,17	460.997,21	498.398,12	536.295,00

ANNEXE 18 – Cash-flows de l'hypothèse 3.1.

Les tableaux ci-dessous montent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

* Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée

* Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash-flows entrants et sortants									
Cash-flows entrants	65.519,89	65.945,90	66.381,02	66.825,35	67.279,02	67.742,17	68.214,91	68.697,38	69.189,71
Cash-flows sortants	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15
Cash-flows sortants actualisés	5.472,71	5.316,34	5.164,45	5.016,89	4.873,55	4.734,31	4.599,04	4.467,64	4.339,99
Cash-flows sortants actualisés cumulés	433.184,69	438.501,03	443.665,48	448.682,37	453.555,92	458.290,23	462.889,27	467.356,91	471.696,90
Impact de taxation									
Profit avant imposition & dépréciation	60.047,19	60.363,75	60.687,21	61.017,67	61.355,19	61.699,86	62.051,76	62.410,97	62.777,57
Dépréciation	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
Revenu imposé	41.804,84	42.121,40	42.444,86	42.775,32	43.112,84	43.457,51	43.809,41	44.168,62	44.535,22
Montant de taxation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash-flows									
Cash-flows net exploitation après-taxation	60.047,19	60.363,75	60.687,21	61.017,67	61.355,19	61.699,86	62.051,76	62.410,97	62.777,57
CF net exploitation cumulés	60.047,19	120.410,93	181.098,15	242.115,82	303.471,01	365.170,87	427.222,63	489.633,60	552.411,16
CF nets d'exploitation actualisés	60.047,19	57.489,28	55.045,09	52.709,36	50.477,07	48.343,46	46.303,98	44.354,31	42.490,33
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	60.047,19	117.536,47	172.581,56	225.290,92	275.767,99	324.111,44	370.415,42	414.769,73	457.260,06
CF nets cumulés	-367.664,80	-307.301,05	-246.613,84	-185.596,17	-124.240,98	-62.541,12	-489,36	61.921,61	124.699,18
CF nets actualisés cumulés	-367.664,80	-310.175,52	-255.130,43	-202.421,07	-151.944,00	-103.600,54	-57.296,57	-12.942,26	29.548,07
Facteur d'actualisation									
Facteur d'actualisation (5%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79	7,46
Cash-flows liés à l'invest.	427.711,99								

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
69.692,03	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
6.540,39	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
4.215,99	6.298,26	6.118,31	5.943,50	5.773,68	5.608,72	5.448,47	5.292,80	5.141,58	4.994,68	4.851,97
475.912,90	482.211,15	488.329,46	494.272,96	500.046,64	505.655,36	511.103,83	516.396,64	521.538,21	526.532,89	531.384,86
63.151,64	33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88
18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
44.909,29	15.404,79	15.853,81	16.308,48	16.768,85	17.234,99	17.706,97	18.184,85	18.668,69	19.158,56	19.654,53
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
63.151,64	33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88
615.562,81	649.209,95	683.306,12	717.856,94	752.868,14	788.345,49	824.294,81	860.722,00	897.633,04	935.033,96	972.930,84
40.708,11	20.656,43	19.935,32	19.239,19	18.567,19	17.918,47	17.292,24	16.687,72	16.104,16	15.540,85	14.997,08
497.968,17	518.624,60	538.559,92	557.799,11	576.366,30	594.284,77	611.577,01	628.264,73	644.368,89	659.909,74	674.906,83
187.850,82	221.497,96	255.594,13	290.144,96	325.156,16	360.633,50	396.582,82	433.010,02	469.921,06	507.321,97	545.218,85
70.256,18	90.912,61	110.847,93	130.087,13	148.654,31	166.572,78	183.865,02	200.552,74	216.656,90	232.197,76	247.194,84
0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40
8,11	8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09

ANNEXE 19 – Plan de financement de l'hypothèse 3.2.

Années	Unités	1	2	3	4	5	6	7	8	9
NETHYS : CHARGES										
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20
Amortissement Invst	€	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
Frais maintenance indexé	€	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€	48.243,90	48.353,36	48.465,00	48.578,88	48.695,03	48.813,51	48.934,35	49.057,62	49.183,34
Total charges cumulées	€	48.243,90	96.597,26	145.062,26	193.641,14	242.336,17	291.149,68	340.084,03	389.141,65	438.324,99
NETHYS : RECETTES										
Recettes CV	€	36.135,11	35.954,44	35.774,66	35.595,79	35.417,81	35.240,72	35.064,52	34.889,20	34.714,75
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat Insta par client	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes Nethys	€	58.755,11	58.574,44	58.394,66	58.215,79	58.037,81	57.860,72	57.684,52	57.509,20	57.334,75
Total recettes cumulées	€	58.755,11	117.329,55	175.724,21	233.940,00	291.977,82	349.838,54	407.523,06	465.032,25	522.367,01
ECTEO : RESULTATS										
Gain TE	€	10.511,21	10.221,08	9.929,66	9.636,91	9.342,78	9.047,22	8.750,17	8.451,58	8.151,41
Gains cumulés	€	10.511,21	20.732,29	30.661,95	40.298,86	49.641,65	58.688,86	67.439,03	75.890,61	84.042,01
WDC : CHARGES										
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat installation	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais de maintenance	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais maintenance indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges WDC	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Total charges cumulées	€	22.620,00	45.240,00	67.860,00	90.480,00	113.100,00	135.720,00	158.340,00	180.960,00	203.580,00
WDC : RECETTES										
Conso. électrique. Produite	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60
Revente électricité	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes WDC	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60
Total recettes cumulées	€	37.869,95	76.304,16	115.311,04	154.899,12	195.077,07	235.853,66	277.237,83	319.238,63	361.865,23
WDC : RESULTATS										
GAIN ANNUEL	€	15.249,95	15.814,21	16.386,88	16.968,08	17.557,95	18.156,60	18.764,17	19.380,79	20.006,60
GAIN CUMULE	€	15.249,95	31.064,16	47.451,04	64.419,12	81.977,07	100.133,66	118.897,83	138.278,63	158.285,23

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42.771,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36.484,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.472,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.540,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49.311,59	0,00									
487.636,58										
34.541,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
57.161,18	0,00									
579.528,18										
7.849,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
91.891,60										
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
0,00	6.671,20	6.804,62	6.940,71	7.079,53	7.221,12	7.365,54	7.512,85	7.663,11	7.816,37	7.972,70
0,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00
0,00	3.588,00	3.659,76	3.732,96	3.807,61	3.883,77	3.961,44	4.040,67	4.121,48	4.203,91	4.287,99
22.620,00	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
226.200,00	236.459,20	246.923,58	257.597,25	268.484,39	279.589,27	290.916,25	302.469,78	314.254,37	326.274,65	338.535,34
43.261,74	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.261,74	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
405.126,97	449.033,31	493.593,85	538.818,35	584.716,69	631.298,92	678.575,22	726.555,94	775.251,57	824.672,77	874.830,34
20.641,74	33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88
178.926,97	212.574,11	246.670,28	281.221,11	316.232,31	351.709,65	387.658,97	424.086,17	460.997,21	498.398,12	536.295,00

ANNEXE 20 – Cash-flows de l'hypothèse H.3.2.

Les tableaux ci-dessous montent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

* Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée

* Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash-flows entrants et sortants									
Cash-flows entrants									
Cash-flows entrants	74.005,06	74.388,65	74.781,54	75.183,87	75.595,76	76.017,32	76.448,69	76.889,99	77.341,35
Cash-flows sortants	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15
Cash-flows sortants actualisés	5.472,71	5.316,34	5.164,45	5.016,89	4.873,55	4.734,31	4.599,04	4.467,64	4.339,99
Cash-flows sortants actualisés cumulés	433.184,69	438.501,03	443.665,48	448.682,37	453.555,92	458.290,23	462.889,27	467.356,91	471.696,90
Impact de taxation									
Profit avant imposition & dépréciation	68.532,36	68.806,49	69.087,74	69.376,20	69.671,93	69.975,01	70.285,53	70.603,57	70.929,21
Dépréciation	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
Revenu imposé	50.290,01	50.564,14	50.845,39	51.133,85	51.429,58	51.732,66	52.043,18	52.361,22	52.686,86
Montant de taxation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash-flows									
Cash-flows net exploitation après-taxation	68.532,36	68.806,49	69.087,74	69.376,20	69.671,93	69.975,01	70.285,53	70.603,57	70.929,21
CF net exploitation cumulés	68.532,36	137.338,84	206.426,59	275.802,78	345.474,71	415.449,72	485.735,25	556.338,82	627.268,03
CF nets d'exploitation actualisés	68.532,36	65.529,99	62.664,62	59.929,77	57.319,27	54.827,25	52.448,15	50.176,64	48.007,68
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	68.532,36	134.062,34	196.726,96	256.656,73	313.975,99	368.803,25	421.251,39	471.428,03	519.435,71
CF nets cumulés	-359.179,63	-290.373,14	-221.285,40	-151.909,20	-82.237,28	-12.262,27	58.023,26	128.626,84	199.556,04
CF nets actualisés cumulés	-359.179,63	-293.649,64	-230.985,02	-171.055,26	-113.735,99	-58.908,74	-6.460,59	43.716,05	91.723,73
Facteur d'actualisation									
Facteur d'actualisation (5%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79	7,46
Cash-flows liés à l'invest.	427.711,99								

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
77.802,92	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
6.540,39	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
4.215,99	6.298,26	6.118,31	5.943,50	5.773,68	5.608,72	5.448,47	5.292,80	5.141,58	4.994,68	4.851,97
475.912,90	482.211,15	488.329,46	494.272,96	500.046,64	505.655,36	511.103,83	516.396,64	521.538,21	526.532,89	531.384,86
71.262,53	33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88
18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
53.020,18	15.404,79	15.853,81	16.308,48	16.768,85	17.234,99	17.706,97	18.184,85	18.668,69	19.158,56	19.654,53
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
71.262,53	33.647,14	34.096,16	34.550,83	35.011,20	35.477,34	35.949,32	36.427,20	36.911,04	37.400,91	37.896,88
698.530,56	732.177,70	766.273,87	800.824,69	835.835,90	871.313,24	907.262,56	943.689,76	980.600,79	1.018.001,71	1.055.898,59
45.936,46	20.656,43	19.935,32	19.239,19	18.567,19	17.918,47	17.292,24	16.687,72	16.104,16	15.540,85	14.997,08
565.372,17	586.028,60	605.963,92	625.203,12	643.770,30	661.688,77	678.981,01	695.668,73	711.772,89	727.313,75	742.310,83
270.818,57	304.465,72	338.561,88	373.112,71	408.123,91	443.601,25	479.550,57	515.977,77	552.888,81	590.289,72	628.186,60
137.660,19	158.316,62	178.251,94	197.491,13	216.058,32	233.976,79	251.269,02	267.956,74	284.060,91	299.601,76	314.598,84
0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40
8,11	8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09

ANNEXE 21 – Plan de financement de l'hypothèse H.4.1.

Année	Chiffre	1	2	3	4	5	6	7	8	9
NETHYS : CHARGES										
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20
Amortissement Invst	€	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
Frais maintenance indexé	€	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€	48.243,90	48.353,36	48.465,00	48.578,88	48.695,03	48.813,51	48.934,35	49.057,62	49.183,34
Total charges cumulées	€	48.243,90	96.597,26	145.062,26	193.641,14	242.336,17	291.149,68	340.084,03	389.141,65	438.324,99
NETHYS : RECETTES										
Recettes CV	€	39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74	38.368,94
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat Insta par client	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes Nethys	€	62.558,81	62.359,11	62.160,42	61.962,72	61.766,00	61.570,27	61.375,52	61.181,74	60.988,94
Total recettes cumulées	€	62.558,81	124.917,92	187.078,34	249.041,06	310.807,06	372.377,33	433.752,85	494.934,60	555.923,53
NETHYS : RESULTATS										
Gain TE	€	14.314,90	14.005,76	13.695,42	13.383,84	13.070,97	12.756,77	12.441,17	12.124,13	11.805,59
Gains cumulés	€	14.314,90	28.320,66	42.016,08	55.399,92	68.470,89	81.227,66	93.668,82	105.792,95	117.598,54
WDC : CHARGES										
Redevances	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat installation	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais de maintenance	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais maintenance indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges WDC	€	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Total charges cumulées	€	22.620,00	45.240,00	67.860,00	90.480,00	113.100,00	135.720,00	158.340,00	180.960,00	203.580,00
WDC : RECETTES										
Conso. electric. Produite	€	37.869,95	38.999,42	40.162,58	41.360,43	42.594,00	43.864,37	45.172,62	46.519,90	47.907,35
Revente électricité	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes WDC	€	37.869,95	38.999,42	40.162,58	41.360,43	42.594,00	43.864,37	45.172,62	46.519,90	47.907,35
Total recettes cumulées	€	37.869,95	76.869,37	117.031,95	158.392,37	200.986,37	244.850,74	290.023,36	336.543,26	384.450,61
WDC : RESULTATS										
GAIN ANNUEL	€	15.249,95	16.379,42	17.542,58	18.740,43	19.974,00	21.244,37	22.552,62	23.899,90	25.287,35
GAIN CUMULE	€	15.249,95	31.629,37	49.171,95	67.912,37	87.886,37	109.130,74	131.683,36	155.583,26	180.870,61

20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42.771,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36.484,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.472,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.540,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49.311,59	0,00	0,00									
487.636,58	487.636,58										
38.177,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60.797,09	0,00	0,00									
616.720,62	616.720,62										
11.485,50	0,00	0,00									
129.084,04	129.084,04										
22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
0,00	6.671,20	6.804,62	6.940,71	7.079,53	7.221,12	7.365,54	7.512,85	7.663,11	7.816,37	7.972,70	
0,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00
0,00	3.588,00	3.659,76	3.732,96	3.807,61	3.883,77	3.961,44	4.040,67	4.121,48	4.203,91	4.287,99	
22.620,00	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69	
226.200,00	236.459,20	246.923,58	257.597,25	268.484,39	279.589,27	290.916,25	302.469,78	314.254,37	326.274,65	338.535,34	
49.336,19	50.807,64	52.322,98	53.883,51	55.490,59	57.145,59	58.849,96	60.605,16	62.412,71	64.274,17	66.191,15	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49.336,19	50.807,64	52.322,98	53.883,51	55.490,59	57.145,59	58.849,96	60.605,16	62.412,71	64.274,17	66.191,15	
433.786,80	484.594,44	536.917,41	590.800,92	646.291,51	703.437,10	762.287,06	822.892,22	885.304,93	949.579,10	1.015.770,24	
26.716,19	40.548,44	41.853,60	43.209,84	44.603,44	46.040,71	47.522,98	49.051,64	50.628,12	52.253,38	53.930,46	
207.586,80	248.135,24	289.993,84	333.203,68	377.807,12	423.847,83	471.370,81	520.422,45	571.050,56	623.304,45	677.234,90	

ANNEXE 22 – Cash-flows de l'hypothèse H.4.1.

Les tableaux ci-dessous montrent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

- * Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée
- * Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Années	1	2	3	4	5	6	7	8
Cash-flows entrants et sortants								
Cash-flows entrants	77.808,76	78.738,53	79.703,00	80.703,14	81.740,00	82.814,64	83.928,14	85.081,64
Cash-flows sortants	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42
Cash-flows sortants actualisés	5.472,71	5.316,34	5.164,45	5.016,89	4.873,55	4.734,31	4.599,04	4.467,64
Cash-flows sortants actualisés cumulés	433.184,69	438.501,03	443.665,48	448.682,37	453.555,92	458.290,23	462.889,27	467.356,91
Impact de taxation								
Profit avant imposition & dépréciation	72.336,05	73.156,37	74.009,19	74.895,46	75.816,17	76.772,33	77.764,99	78.795,22
Dépréciation	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
Revenu imposé	54.093,70	54.914,02	55.766,84	56.653,11	57.573,82	58.529,98	59.522,64	60.552,87
Montant de taxation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash-flows								
Cash-flows net exploitation après-taxation	72.336,05	73.156,37	74.009,19	74.895,46	75.816,17	76.772,33	77.764,99	78.795,22
CF net exploitation cumulés	72.336,05	145.492,43	219.501,62	294.397,08	370.213,26	446.985,59	524.750,58	603.545,80
CF nets d'exploitation actualisés	72.336,05	69.672,74	67.128,52	64.697,52	62.374,15	60.153,13	58.029,43	55.998,29
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	72.336,05	142.008,79	209.137,31	273.834,83	336.208,98	396.362,11	454.391,54	510.389,83
CF nets cumulés	-355.375,93	-282.219,56	-208.210,37	-133.314,90	-57.498,73	19.273,60	97.038,59	175.833,81
CF nets actualisés cumulés	-355.375,93	-285.703,20	-218.574,68	-153.877,16	-91.503,01	-31.349,88	26.679,56	82.677,85
Facteur d'actualisation								
Facteur d'actualisation (5%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79
Cash-flows liés à l'invest.	427.711,99							

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
86.276,29	87.513,28	50.807,64	52.322,98	53.883,51	55.490,59	57.145,59	58.849,96	60.605,16	62.412,71	64.274,17	66.191,15
6.412,15	6.540,39	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
4.339,99	4.215,99	6.298,26	6.118,31	5.943,50	5.773,68	5.608,72	5.448,47	5.292,80	5.141,58	4.994,68	4.851,97
471.696,90	475.912,90	482.211,15	488.329,46	494.272,96	500.046,64	505.655,36	511.103,83	516.396,64	521.538,21	526.532,89	531.384,86
79.864,14	80.972,89	40.548,44	41.858,60	43.209,84	44.603,44	46.040,71	47.522,98	49.051,64	50.628,12	52.253,88	53.930,46
18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
61.621,79	62.730,54	22.306,09	23.616,25	24.967,49	26.361,09	27.798,36	29.280,63	30.809,29	32.385,77	34.011,53	35.688,11
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
79.864,14	80.972,89	40.548,44	41.858,60	43.209,84	44.603,44	46.040,71	47.522,98	49.051,64	50.628,12	52.253,88	53.930,46
683.409,94	764.382,83	804.931,27	846.789,87	889.999,71	934.603,15	980.643,86	1.028.166,84	1.077.218,48	1.127.846,59	1.180.100,48	1.234.030,93
54.055,19	52.195,85	24.893,23	24.473,85	24.060,86	23.654,16	23.253,69	22.859,36	22.471,12	22.088,88	21.712,57	21.342,11
564.445,03	616.640,87	641.534,10	666.007,96	690.068,81	713.722,97	736.976,66	759.836,02	782.307,14	804.396,02	826.108,59	847.450,70
255.697,95	336.670,84	377.219,28	419.077,88	462.287,72	506.891,16	552.931,87	600.454,85	649.506,49	700.134,61	752.388,49	806.318,94
136.733,04	188.928,89	213.822,11	238.295,97	262.356,83	286.010,98	309.264,67	332.124,04	354.595,16	376.684,04	398.396,60	419.738,72
0,68	0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40
7,46	8,11	8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09

ANNEXE 23 – Plan de financement de l'hypothèse H.4.2.

Année	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
NETHYS : CHARGES												
Fonds Propres	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€ 42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20	42.771,20
Amortissement Invst	€ 36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70	36.484,70
Amortissement Subs.	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€ 5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71
Frais maintenance indexé	€ 5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42				
Remplacement Onduleur	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€ 48.243,90	48.353,36	48.465,00	48.578,88	48.695,03	48.813,51	48.934,35	49.057,62				
Total charges cumulées	€ 48.243,90	96.597,26	145.062,26	193.641,14	242.336,17	291.149,68	340.084,03	389.141,65				
NETHYS : RECETTES												
Recettes CV	€ 39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74				
Redevances	€ 22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat Insta par client	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes Nethys	€ 62.558,81	62.359,11	62.160,42	61.962,72	61.766,00	61.570,27	61.375,52	61.181,74				
Total recettes cumulées	€ 62.558,81	124.917,92	187.078,34	249.041,06	310.807,06	372.377,33	433.752,35	494.934,60				
NETHYS : RESULTATS												
Gain TE	€ 14.314,90	14.005,76	13.695,42	13.383,84	13.070,97	12.756,77	12.441,17	12.124,13				
Gains cumulés	€ 14.314,90	28.320,66	42.016,08	55.399,92	68.470,89	81.227,66	93.668,82	105.792,95				
WDC : CHARGES												
Redevances	€ 22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00
Rachat installation	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais de maintenance	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais maintenance indexé	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remplacement Onduleur	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. onduleur indexé	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges WDC	€ 22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00	22.620,00						
Total charges cumulées	€ 22.620,00	45.240,00	67.860,00	90.480,00	113.100,00	135.720,00	158.340,00	180.960,00				
WDC : RECETTES												
Conso. électrique. Produite	€ 37.869,95	39.010,72	40.185,86	41.396,40	42.643,41	43.927,98	45.251,24	46.614,37				
Revente électricité	€ 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes WDC	€ 37.869,95	39.010,72	40.185,86	41.396,40	42.643,41	43.927,98	45.251,24	46.614,37				
Total recettes cumulées	€ 37.869,95	76.880,67	117.066,54	158.462,94	201.106,34	245.034,32	290.285,56	336.899,93				
WDC : RESULTATS												
GAIN ANNUEL	€ 15.249,95	16.390,72	17.565,86	18.776,40	20.023,41	21.307,98	22.631,24	23.994,37				
GAIN CUMULE	€ 15.249,95	31.640,67	49.206,54	67.982,94	88.006,34	109.314,32	131.945,56	155.939,93				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20				
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
42.771,20	42.771,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
36.484,70	36.484,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
5.472,71	5.472,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
6.412,15	6.540,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
49.183,34	49.311,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
438.324,99	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58	487.636,58					
38.368,94	38.177,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
22.620,00	22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
60.988,94	60.797,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
555.923,53	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62	616.720,62					
11.805,59	11.485,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
117.598,54	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04	129.084,04					
22.620,00	22.620,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
0,00	0,00	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71	5.472,71					
0,00	0,00	6.671,20	6.804,62	6.940,71	7.079,53	7.221,12	7.365,54	7.512,85	7.663,11	7.816,37	7.972,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
0,00	0,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00					
0,00	0,00	3.588,00	3.659,76	3.732,96	3.807,61	3.883,77	3.961,44	4.040,67	4.121,48	4.203,91	4.287,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
22.620,00	22.620,00	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
203.580,00	226.200,00	236.459,20	246.923,58	257.597,25	268.484,39	279.589,27	290.916,25	302.469,78	314.254,37	326.274,65	338.535,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
48.018,55	49.465,04	50.955,10	52.490,05	54.071,23	55.700,05	57.377,93	59.106,35	60.886,84	62.720,96	64.610,34	66.556,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
48.018,55	49.465,04	50.955,10	52.490,05	54.071,23	55.700,05	57.377,93	59.106,35	60.886,84	62.720,96	64.610,34	66.556,63	384.918,48	434.383,52	485.338,62	537.828,67	591.899,90	647.599,94	704.977,87	764.084,22	824.971,06	887.692,02	952.302,36	1.018.858,99
25.398,55	26.845,04	40.695,90	42.025,67	43.397,56	44.812,90	46.273,04	47.779,37	49.333,32	50.936,37	52.590,05	54.295,94	181.338,48	208.183,52	248.879,42	290.905,09	334.302,65	379.115,55	425.388,59	473.167,96	522.501,28	573.437,65	626.027,71	680.323,64

ANNEXE 24 – Cash-flows de l'hypothèse H.4.2.

Les tableaux ci-dessous montrent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

- * Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée
- * Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash-flows entrants et sortants										
Cash-flows entrants										
Cash-flows entrants	77.808,76	78.749,84	79.726,28	80.739,12	81.789,41	82.878,25	84.006,76	85.176,11	86.387,49	
Cash-flows sortants	5.472,71	5.582,16	5.693,80	5.807,68	5.923,83	6.042,31	6.163,15	6.286,42	6.412,15	
Cash-flows sortants actualisés	5.472,71	5.316,34	5.164,45	5.016,89	4.873,55	4.734,31	4.599,04	4.467,64	4.339,99	
Cash-flows sortants actualisés cumulés	433.184,69	438.501,03	443.665,48	448.682,37	453.555,92	458.290,23	462.889,27	467.356,91	471.696,90	
Impact de taxation										
Profit avant imposition & dépréciation	72.336,05	73.167,68	74.032,48	74.931,44	75.865,58	76.835,94	77.843,61	78.889,69	79.975,34	
Dépréciation	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	
Revenu imposé	54.093,70	54.925,33	55.790,13	56.689,09	57.623,23	58.593,59	59.601,26	60.647,34	61.732,99	
Montant de taxation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Cash-flows										
Cash-flows net exploitation après-taxation	72.336,05	73.167,68	74.032,48	74.931,44	75.865,58	76.835,94	77.843,61	78.889,69	79.975,34	
CF net exploitation cumulés	72.336,05	145.503,73	219.536,21	294.467,65	370.333,23	447.169,17	525.012,77	603.902,47	683.877,81	
CF nets d'exploitation actualisés	72.336,05	69.683,50	67.149,64	64.728,60	62.414,80	60.202,97	58.088,10	56.065,43	54.130,46	
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	72.336,05	142.019,56	209.169,20	273.897,79	336.312,59	396.515,56	454.603,66	510.669,09	564.799,55	
CF nets cumulés	-355.375,93	-282.208,26	-208.175,78	-133.244,34	-57.378,76	19.457,18	97.300,79	176.190,48	256.165,82	
CF nets actualisés cumulés	-355.375,93	-285.692,43	-218.542,79	-153.814,19	-91.399,40	-31.196,43	26.891,67	82.957,10	137.087,56	
Facteur d'actualisation										
Facteur d'actualisation (5%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79	7,46	
Cash-flows liés à l'invest.	427.711,99									

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
87.642,13	50.955,10	52.490,05	54.071,23	55.700,05	57.377,93	59.106,35	60.886,84	62.720,96	64.610,34	66.556,63
6.540,39	10.259,20	10.464,38	10.673,67	10.887,14	11.104,88	11.326,98	11.553,52	11.784,59	12.020,28	12.260,69
4.215,99	6.298,26	6.118,31	5.943,50	5.773,68	5.608,72	5.448,47	5.292,80	5.141,58	4.994,68	4.851,97
475.912,90	482.211,15	488.329,46	494.272,96	500.046,64	505.655,36	511.103,83	516.396,64	521.538,21	526.532,89	531.384,86
81.101,74	40.695,90	42.025,67	43.397,56	44.812,90	46.273,04	47.779,37	49.333,32	50.936,37	52.590,05	54.295,94
18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35	18.242,35
62.859,39	22.453,55	23.783,32	25.155,21	26.570,55	28.030,69	29.537,02	31.090,97	32.694,02	34.347,70	36.053,59
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
81.101,74	40.695,90	42.025,67	43.397,56	44.812,90	46.273,04	47.779,37	49.333,32	50.936,37	52.590,05	54.295,94
764.979,55	805.675,45	847.701,12	891.098,68	935.911,58	982.184,62	1.029.963,99	1.079.297,31	1.130.233,68	1.182.823,73	1.237.119,67
52.278,91	24.983,75	24.571,54	24.165,39	23.765,24	23.371,03	22.982,69	22.600,16	22.223,37	21.852,25	21.486,75
617.078,45	642.062,21	666.633,74	690.799,13	714.564,37	737.935,40	760.918,09	783.518,25	805.741,62	827.593,88	849.080,62
337.267,56	377.963,47	419.989,13	463.386,69	508.199,60	554.472,64	602.252,00	651.585,32	702.521,69	755.111,75	809.407,69
189.366,47	214.350,22	238.921,76	263.087,14	286.852,38	310.223,41	333.206,11	355.806,27	378.029,64	399.881,89	421.368,64
0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40
8,11	8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09

ANNEXE 25 – Plan de financement de l'hypothèse H.5.1.

Années	Unités	1	2	3	4	5	6	7	8	9
WDC : CHARGES										
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€	54.096,70	54.096,70	54.096,70	54.096,70	54.096,70	54.096,70	54.096,70	54.096,70	54.096,70
Amortissement Invst	€	43.877,27	43.877,27	43.877,27	43.877,27	43.877,27	43.877,27	43.877,27	43.877,27	43.877,27
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59
Frais Maintenance indexé	€	6.581,59	6.713,22	6.847,49	6.984,44	7.124,12	7.266,61	7.411,94	7.560,18	7.711,38
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. Onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€	60.678,29	60.809,92	60.944,18	61.081,13	61.220,82	61.363,30	61.508,64	61.656,87	61.808,08
Total charges cumulées	€	60.678,29	121.488,21	182.432,39	243.513,52	304.734,34	366.097,65	427.606,28	489.263,16	551.071,24
WDC : RECETTES										
Recettes CV	€	39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74	38.368,94
Conso. électric. Produite	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60
Revente électricité	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes WDC	€	77.808,76	78.173,32	78.547,30	78.930,80	79.323,95	79.726,87	80.139,69	80.562,54	80.995,54
Total recettes cumulées	€	77.808,76	155.982,08	234.529,38	313.460,18	392.784,13	472.511,00	552.650,69	633.213,22	714.208,76
WDC : RESULTATS										
GAIN ANNUEL	€	17.130,47	17.363,41	17.603,12	17.849,67	18.103,13	18.363,57	18.631,05	18.905,66	19.187,46
GAIN CUMULE	€	17.130,47	34.493,88	52.096,99	69.946,66	88.049,78	106.413,35	125.044,40	143.950,06	163.137,52

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
 										
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
54.096,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.877,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59
7.865,61	8.022,92	8.183,38	8.347,05	8.513,99	8.684,27	8.857,95	9.035,11	9.215,81	9.400,13	9.588,13
0,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00
0,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00
61.962,31	11.610,92	11.771,38	11.935,05	12.101,99	12.272,27	12.445,95	12.623,11	12.803,81	12.988,13	13.176,13
613.033,54	624.644,46	636.415,84	648.350,89	660.452,88	672.725,15	685.171,10	697.794,22	710.598,03	723.586,16	736.762,30
 										
38.177,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.261,74	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
81.438,83	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
795.647,59	839.553,93	884.114,48	929.338,97	975.237,32	1.021.819,54	1.069.095,85	1.117.076,56	1.165.772,20	1.215.193,39	1.265.350,97
19.476,52	32.295,42	32.789,16	33.289,45	33.796,35	34.309,96	34.830,35	35.357,61	35.891,82	36.433,07	36.981,44
182.614,05	214.909,47	247.698,63	280.988,08	314.784,44	349.094,39	383.924,74	419.282,35	455.174,17	491.607,23	528.588,67

ANNEXE 26 – Cash-flows de l'hypothèse H.5.1.

Les tableaux ci-dessous montent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

- * Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée
- * Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash-flows entrants et sortants									
Cash-flows entrants									
Cash-flows entrants	77.808,76	78.173,32	78.547,30	78.930,80	79.323,95	79.726,87	80.139,69	80.562,54	80.995,54
Cash-flows sortants	6.581,59	6.713,22	6.847,49	6.984,44	7.124,12	7.266,61	7.411,94	7.560,18	7.711,38
Cash-flows sortants actualisés	6.581,59	6.393,54	6.210,87	6.033,42	5.861,04	5.693,58	5.530,90	5.372,88	5.219,37
Cash-flows sortants actualisés cumulés	547.548,56	553.942,10	560.152,97	566.186,39	572.047,43	577.741,01	583.271,91	588.644,79	593.864,15
Impact de taxation									
Profit avant imposition & dépréciation	71.227,17	71.460,10	71.699,81	71.946,36	72.199,82	72.460,26	72.727,75	73.002,36	73.284,16
Dépréciation	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63
Revenu imposé avant déduction	49.288,53	49.521,47	49.761,18	50.007,73	50.261,19	50.521,63	50.789,12	51.063,72	51.345,52
Déduction fiscal	49.288,53	9.945,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revenu imposé après déduction	0,00	39.575,69	49.761,18	50.007,73	50.261,19	50.521,63	50.789,12	51.063,72	51.345,52
Montant de taxation	0,00	13.451,78	16.913,82	16.997,63	17.083,78	17.172,30	17.263,22	17.356,56	17.452,34
Cash-flows									
Cash-flows net exploitation après-taxation	71.227,17	58.008,33	54.785,99	54.948,74	55.116,04	55.287,96	55.464,53	55.645,80	55.831,81
CF net exploitation cumulés	71.227,17	129.235,49	184.021,48	238.970,22	294.086,26	349.374,22	404.838,75	460.484,55	516.316,36
CF nets d'exploitation actualisés	71.227,17	55.246,02	49.692,51	47.466,78	45.344,11	43.319,56	41.388,49	39.546,43	37.789,17
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	71.227,17	126.473,19	176.165,70	223.632,48	268.976,59	312.296,15	353.684,64	393.231,07	431.020,24
CF nets cumulés	-469.739,80	-411.731,48	-356.945,49	-301.996,75	-246.880,71	-191.592,75	-136.128,22	-80.482,42	-24.650,61
CF nets actualisés cumulés	-469.739,80	-414.493,78	-364.801,27	-317.334,49	-271.990,38	-228.670,82	-187.282,33	-147.735,90	-109.946,73
Facteur d'actualisation									
Facteur d'actualisation (5%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79	7,46
Cash-flows liés à l'invest.	540.966,97								

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
81.438,83	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
7.865,61	11.610,92	11.771,38	11.935,05	12.101,99	12.272,27	12.445,95	12.623,11	12.803,81	12.988,13	13.176,13
5.070,24	7.128,10	6.882,48	6.645,88	6.417,94	6.198,33	5.986,72	5.782,79	5.586,26	5.396,84	5.214,24
598.934,39	606.062,49	612.944,98	619.590,86	626.008,80	632.207,13	638.193,85	643.976,64	649.562,90	654.959,74	660.173,98
Cash-flows entrants										
73.573,22	32.295,42	32.789,16	33.289,45	33.796,35	34.309,96	34.830,35	35.357,61	35.891,82	36.433,07	36.981,44
21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63
51.634,59	10.356,79	10.850,53	11.350,82	11.857,72	12.371,33	12.891,72	13.418,97	13.953,18	14.494,43	15.042,81
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
51.634,59	10.356,79	10.850,53	11.350,82	11.857,72	12.371,33	12.891,72	13.418,97	13.953,18	14.494,43	15.042,81
17.550,60	3.520,27	3.688,10	3.858,14	4.030,44	4.205,01	4.381,89	4.561,11	4.742,69	4.926,66	5.113,05
Cash-flows sortants										
56.022,62	28.775,15	29.101,07	29.431,31	29.765,91	30.104,95	30.448,45	30.796,50	31.149,13	31.506,41	31.868,39
572.338,99	601.114,13	630.215,20	659.646,51	689.412,43	719.517,37	749.965,83	780.762,32	811.911,45	843.417,86	875.286,25
36.112,68	17.665,44	17.014,79	16.388,45	15.785,50	15.205,04	14.646,23	14.108,23	13.590,26	13.091,56	12.611,40
467.132,92	484.798,36	501.813,16	518.201,61	533.987,11	549.192,15	563.838,38	577.946,61	591.536,87	604.628,44	617.239,84
31.372,02	60.147,17	89.248,24	118.679,54	148.445,46	178.550,40	208.998,86	239.795,35	270.944,48	302.450,89	334.319,28
-73.834,05	-56.168,60	-39.153,81	-22.765,36	-6.979,86	8.225,18	22.871,41	36.979,64	50.569,90	63.661,47	76.272,87
Cash-flows investissement										
0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40
8,11	8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09

ANNEXE 27 – Plan de financement de l'hypothèse H.5.2.

Année	Unité	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WDC : CHARGES											
Fonds Propres	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financement	€	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66
Amortissement Invst	€	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63
Amortissement Subs.	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frais Maintenance	€	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59
Frais Maintenance indexé	€	6.581,59	6.713,22	6.847,49	6.984,44	7.124,12	7.266,61	7.411,94	7.560,18	7.711,38	7.865,61
Remplacement Onduleur	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rempl. Onduleur indexé	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinjection	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total charges Nethys	€	38.867,25	38.998,88	39.133,15	39.270,10	39.409,79	39.552,27	39.697,60	39.845,84	39.997,04	40.151,27
Total charges cumulées	€	38.867,25	77.866,13	116.999,28	156.269,38	195.679,16	235.231,43	274.929,03	314.774,87	354.771,91	394.923,19
WDC : RECETTES											
Recettes CV	€	39.938,81	39.739,11	39.540,42	39.342,72	39.146,00	38.950,27	38.755,52	38.561,74	38.368,94	38.177,09
Conso. electric. Produite	€	37.869,95	38.434,21	39.006,88	39.588,08	40.177,95	40.776,60	41.384,17	42.000,79	42.626,60	43.261,74
Revente électricité	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total recettes WDC	€	77.808,76	78.173,32	78.547,30	78.930,80	79.323,95	79.726,87	80.139,69	80.562,54	80.995,54	81.438,83
Total recettes cumulées	€	77.808,76	155.982,08	234.529,38	313.460,18	392.784,13	472.511,00	552.650,69	633.213,22	714.208,76	795.647,59
WDC : RESULTATS											
GAIN ANNUEL	€	38.941,51	39.174,44	39.414,15	39.660,70	39.914,16	40.174,60	40.442,09	40.716,70	40.998,50	41.287,56
GAIN CUMULE	€	38.941,51	78.115,95	117.530,10	157.190,80	197.104,96	237.279,56	277.721,65	318.438,35	359.436,85	400.724,41

II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66	32.285,66
21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59	6.581,59
8.022,92	8.183,38	8.347,05	8.513,99	8.684,27	8.857,95	9.035,11	9.215,81	9.400,13	9.588,13
2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00	2.990,00
3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00	3.588,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.896,58	44.057,04	44.220,71	44.387,65	44.557,93	44.731,61	44.908,77	45.089,48	45.273,79	45.461,79
438.819,77	482.876,81	527.097,52	571.485,17	616.043,10	660.774,71	705.683,49	750.772,96	796.046,75	841.508,55
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
839.553,93	884.114,48	929.338,97	975.237,32	1.021.819,54	1.069.095,85	1.117.076,56	1.165.772,20	1.215.193,39	1.265.350,97
9,76	503,50	1.003,79	1.510,69	2.024,30	2.544,69	3.071,95	3.606,16	4.147,40	4.695,78
400.734,16	401.237,67	402.241,46	403.752,15	405.776,45	408.321,13	411.393,08	414.999,24	419.146,64	423.842,42

ANNEXE 28 – Cash-flows de l'hypothèse H.5.2.

Les tableaux ci-dessous montrent les cash-flows entrants, sortants et d'investissement qui vont être utilisés pour calculer :

- * Les cash-flows sortant cumulés (actualisés) qui donne le coût de cycle de vie jusqu'à une année donnée
- * Les cash-flows cumulés (actualisés) après-taxation qui donne la VAN du projet pour chaque année

Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cash-flows entrants et sortants									
Cash-flows entrants									
Cash-flows entrants	77.808,76	78.173,32	78.547,30	78.930,80	79.323,95	79.726,87	80.139,69	80.562,54	80.995,54
Cash-flows sortants	6.581,59	6.713,22	6.847,49	6.984,44	7.124,12	7.266,61	7.411,94	7.560,18	7.711,38
Cash-flows sortants actualisés	6.581,59	6.393,54	6.210,87	6.033,42	5.861,04	5.693,58	5.530,90	5.372,88	5.219,37
Cash-flows sortants actualisés cumulés	652.294,81	658.688,36	664.899,23	670.932,65	676.793,68	682.487,26	688.018,16	693.391,04	698.610,41
Impact de taxation									
Profit avant imposition & dépréciation	71.227,17	71.460,10	71.699,81	71.946,36	72.199,82	72.460,26	72.727,75	73.002,36	73.284,16
Dépréciation	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63
Revenu imposé avant déduction	49.288,53	49.521,47	49.761,18	50.007,73	50.261,19	50.521,63	50.789,12	51.063,72	51.345,52
Déduction fiscal	49.288,53	9.945,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revenu imposé après déduction	0,00	39.575,69	49.761,18	50.007,73	50.261,19	50.521,63	50.789,12	51.063,72	51.345,52
Montant de taxation	0,00	13.451,78	16.913,82	16.997,63	17.083,78	17.172,30	17.263,22	17.356,56	17.452,34
Cash-flows									
Cash-flows net exploitation après-taxation	71.227,17	58.008,33	54.785,99	54.948,74	55.116,04	55.287,96	55.464,53	55.645,80	55.831,81
CF net exploitation cumulés	71.227,17	129.235,49	184.021,48	238.970,22	294.086,26	349.374,22	404.838,75	460.484,55	516.316,36
CF nets d'exploitation actualisés	71.227,17	55.246,02	49.692,51	47.466,78	45.344,11	43.319,56	41.388,49	39.546,43	37.789,17
CF nets d'exploitation actualisés cumulés	71.227,17	126.473,19	176.165,70	223.632,48	268.976,59	312.296,15	353.684,64	393.231,07	431.020,24
CF nets cumulés	-574.486,05	-516.477,73	-461.691,74	-406.743,01	-351.626,96	-296.339,00	-240.874,47	-185.228,67	-129.396,86
CF nets actualisés cumulés	-574.486,05	-519.240,03	-469.547,52	-422.080,74	-376.736,63	-333.417,07	-292.028,58	-252.482,15	-214.692,99
Facteur d'actualisation									
Facteur d'actualisation (5%)	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68
Cumulé	1,00	1,95	2,86	3,72	4,55	5,33	6,08	6,79	7,46
Cash-flows liés à l'invest.	645.713,22								

Cash-flows entrants = recette CV + autoconso électricité produite + revente électricité

Cash-flows sortants = coût de maintenance

Cash-flows d'investissement = capital initial (subsidies = coût d'investissement négatifs)

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
81.438,83	43.906,34	44.560,54	45.224,50	45.898,34	46.582,23	47.276,30	47.980,72	48.695,63	49.421,20	50.157,57
7.865,61	11.610,92	11.771,38	11.935,05	12.101,99	12.272,27	12.445,95	12.623,11	12.803,81	12.988,13	13.176,13
5.070,24	7.128,10	6.882,48	6.645,88	6.417,94	6.198,33	5.986,72	5.782,79	5.586,26	5.396,84	5.214,24
703.680,65	710.808,75	717.691,23	724.337,11	730.755,05	736.953,38	742.940,10	748.722,89	754.309,15	759.705,99	764.920,23
73.573,22	32.295,42	32.789,16	33.289,45	33.796,35	34.309,96	34.830,35	35.357,61	35.891,82	36.433,07	36.981,44
21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63	21.938,63
51.634,59	10.356,79	10.850,53	11.350,82	11.857,72	12.371,33	12.891,72	13.418,97	13.953,18	14.494,43	15.042,81
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
51.634,59	10.356,79	10.850,53	11.350,82	11.857,72	12.371,33	12.891,72	13.418,97	13.953,18	14.494,43	15.042,81
17.550,60	3.520,27	3.688,10	3.858,14	4.030,44	4.205,01	4.381,89	4.561,11	4.742,69	4.926,66	5.113,05
56.022,62	28.775,15	29.101,07	29.431,31	29.765,91	30.104,95	30.448,45	30.796,50	31.149,13	31.506,41	31.868,39
572.338,99	601.114,13	630.215,20	659.646,51	689.412,43	719.517,37	749.965,83	780.762,32	811.911,45	843.417,86	875.286,25
36.112,68	17.665,44	17.014,79	16.388,45	15.785,50	15.205,04	14.646,23	14.108,23	13.590,26	13.091,56	12.611,40
467.132,92	484.798,36	501.813,16	518.201,61	533.987,11	549.192,15	563.838,38	577.946,61	591.536,87	604.628,44	617.239,84
-73.374,23	-44.599,09	-15.498,02	13.933,29	43.699,20	73.804,15	104.252,60	135.049,10	166.198,23	197.704,64	229.573,03
-178.580,30	-160.914,86	-143.900,07	-127.511,61	-111.726,11	-96.521,07	-81.874,84	-67.766,61	-54.176,35	-41.084,79	-28.473,38
0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40
8,11	8,72	9,31	9,86	10,39	10,90	11,38	11,84	12,27	12,69	13,09

ANNEXE 29 – Type de matériel utilisé, fournisseurs et provenance des matériaux relatifs à l'installation du système PV du WDC

	Fournisseur	Type de Matériel	Provenance*
Panneaux PV	BISOL	Bisol 260Wc polycristallins	Prebold (Slovénie)
Onduleur	SMA	Tripower 20000TL/25000TL 10 kVA	Kassel (Allemagne)
Structure	Krinner	Système Flex III en acier galvanisé (structure au sol)	Strasskirchen (Allemagne)
Fondation	Krinner	Vis M89*3000 en acier galvanisé	
Câblage	Nexans	-Monobrin Energyflex 1x120 mm ² & 1x185 mm ² -Terre Rigue VOB H07V-U 1x70 mm ² & 1x95 mm ²	Buizingen (Belgique)

*Provenance : localisation de l'usine de production.

ANNEXE 30 – Inventaire matériel (kg) des composants BOS du système photovoltaïque

	Structure de support	Câble monobrin	Câble de terre	Onduleurs
Acier	0,00	0,00	0	915,68
Acier galvanisé	38.280,00	0,00	0	0,00
Aluminium	0,00	0,00	0	269,63
Cuivre nu	0,00	0,00	875,76	188,50
Cuivre souple étamé	0,00	6.027,53	0	0,00
PVC	0,00	0,00	108,24	146,28
Polyoléfine	0,00	744,97	0	0,00

*Tableau réalisé à partir des fiches techniques¹⁹ disponibles et des informations communiquées par Nethys Energy, SRMGT, SMA, Nexans et Krinner.

¹⁹ Fiches techniques des composants du système photovoltaïque disponibles sur :

- Modules photovoltaïques : http://www.bisol.com/images/Datasheets/FR/BISOL%20Premium%20BMU_FR.pdf
- Onduleur SMA TriPower : <http://files.sma.de/dl/24336/STP25000TL-30-DFR1602-V23web.pdf>
- Structure Krinner : http://www.krinner.fr/wp-content/uploads/2012/11/krinner_plaquette_finale.pdf

ANNEXE 31– Transport FRET et phase de travaux

Données relatives au fret routier		
Facteur émission CO ₂	kg CO ₂ -eq/l	2,662
Consommation moyenne camion	l/100km	32,7
Energie grise camion 32t	MJ/t/km	0,94
Energie grise camion 14t	MJ/t/km	1,5

Répartition carbone du transport FRET Usine – Site d'exploitation (WDC*)					
	Unité	Capteurs	Onduleurs	Câbles	Structure
Fournisseurs	Société	BISOL	SMA	Nexans	KRINNER
Lieu de fabrication	Ville (Pays)	Prebold (Slovénie)	Kassel (Allemagne)	Buizingen (Belgique)	Strasskirchen (Allemagne)
Km usine-WDC	km	1.173	385	106	704
Nbre de camions	Unité	2	1	1	1
Coût carbone	kg CO₂	2.02,13	335,13	92,27	612,81

*Wallonie Data Center : Rue de la Métallurgie, 17 4530 Villers-le-Bouillet

Répartition énergétique du transport FRET Usine – Site d'exploitation (WDC*)					
	Unité	Capteurs	Onduleurs	Câbles	Structure
Fournisseurs	Société	BISOL	SMA	Nexans	KRINNER
Lieu de fabrication	Ville (Pays)	Prebold (Slovénie)	Kassel (Allemagne)	Buizingen (Belgique)	Strasskirchen (Allemagne)
Km usine-WDC	km	1.173	385	106	704
Nbre de camions	Unité	21,46	0,26	38,28	7,76
Coût énergétique	MJ	23.662,23	150,15	3.814,22	8.190,86

*Wallonie Data Center : Rue de la Métallurgie, 17 4530 Villers-le-Bouillet

Phase de travaux	Coût carbone	Coût énergétique
Trajet sous-traitant SRMGT		
Km SRMGT – WDC	23,8 km	23,8 km
Coût Utilitaire	0,16 kg/km	1,82 MJ/t/km
Coût par trajet	3,808 kg CO ₂ -eq	447,72 MJ
Nombre de trajet	40	40
Nombre utilitaire	2	2
Coût trajet sous-traitant	304,64 kg CO ₂ -eq	35.817,46 MJ
Energie utilisée sur le site d'exploitation		
Coût total énergie utilisé sur le site (carburant)	49,46 kg CO ₂ -eq/kWc 14.917,14 kg CO ₂ -eq	288,07 MJ 86.883,32 MJ
Résultats		
Coût total phase de travaux	15.221,78 kg CO₂-eq	90.660,86