
Analyse de la rentabilité des sources d'énergies renouvelables en région wallonne

Auteur : Marquet, Frédéric

Promoteur(s) : Hermans, Michel

Faculté : HEC-Ecole de gestion de l'ULg

Diplôme : Master en sciences de gestion, à finalité spécialisée en Financial Analysis and Audit

Année académique : 2016-2017

URI/URL : <http://hdl.handle.net/2268.2/2807>

Avertissement à l'attention des usagers :

Tous les documents placés en accès ouvert sur le site le site MatheO sont protégés par le droit d'auteur. Conformément aux principes énoncés par la "Budapest Open Access Initiative"(BOAI, 2002), l'utilisateur du site peut lire, télécharger, copier, transmettre, imprimer, chercher ou faire un lien vers le texte intégral de ces documents, les disséquer pour les indexer, s'en servir de données pour un logiciel, ou s'en servir à toute autre fin légale (ou prévue par la réglementation relative au droit d'auteur). Toute utilisation du document à des fins commerciales est strictement interdite.

Par ailleurs, l'utilisateur s'engage à respecter les droits moraux de l'auteur, principalement le droit à l'intégrité de l'oeuvre et le droit de paternité et ce dans toute utilisation que l'utilisateur entreprend. Ainsi, à titre d'exemple, lorsqu'il reproduira un document par extrait ou dans son intégralité, l'utilisateur citera de manière complète les sources telles que mentionnées ci-dessus. Toute utilisation non explicitement autorisée ci-avant (telle que par exemple, la modification du document ou son résumé) nécessite l'autorisation préalable et expresse des auteurs ou de leurs ayants droit.

ANALYSE DE LA RENTABILITÉ DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES EN RÉGION WALLONNE

Jury :
Promoteur :
Michel HERMANS
Lecteurs :
Damien ERNST
Jacques DEFER

Mémoire présenté par
Frédéric MARQUET
En vue de l'obtention du diplôme de
Master en Sciences de gestion, à
finalité spécialisée en Financial
Analysis and Audit
Année académique 2016/2017

Remerciements

Tout d'abord, je souhaiterais exprimer ma gratitude à toutes les personnes qui ont, de près ou de loin, contribué au bon déroulement de mon mémoire.

Je remercie par la même occasion mes lecteurs pour leurs précieux conseils.

Enfin, je tiens à remercier Monsieur Michel Hermans, mon promoteur, pour son encadrement.

Table des matières

Introduction	1
Contexte général.....	3
La population mondiale, la croissance et la consommation.....	3
Les réserves d'énergies fossiles	4
Le réchauffement climatique.....	4
Les accords climatiques internationaux	5
Aspect éthique	7
La Belgique	11
L'électricité en Belgique	11
Le prix de l'électricité	11
La facture d'électricité	13
Le nucléaire en Belgique.....	14
Le coût du MWh des différentes sources.	15
Les certificats verts.....	16
La politique des subsides.....	19
L'autoconsommation.....	19
La filière biomasse	21
Introduction de la source d'énergie	21
La biomasse en Belgique.....	21
La filière hydraulique	23
Introduction de la source d'énergie	23
L'énergie hydraulique en Belgique	23
Méthodologie	24
Paramètres	24
Résultats	25
Conclusion.....	26
La filière éolienne.....	27
Introduction de la source d'énergie	27
Concepts clés.....	27
L'éolien en Belgique	30
La rentabilité de l'éolien en Belgique	30
Méthodologie	30
Paramètres	31
Résultats pour le petit éolien	34

Résultats pour le grand éolien	35
Conclusion.....	35
La filière photovoltaïque	37
Introduction de la source d'énergie	37
Concepts clé	37
Le photovoltaïque en Belgique	39
Aide à l'investissement.	39
Prime Quali watt.....	40
La rentabilité du photovoltaïque	41
Rentabilité des petites installations < 10 kWc	42
Méthodologie	42
Les différents facteurs intervenant dans le calcul de la rentabilité :	43
Résultats	48
Tableau récapitulatif.....	50
Discussions.....	50
Variation de la durée de vie.....	51
Suppression des aides	52
Introduction d'une taxe par kWc installé et suppression de la prime Quali watt.....	54
Sensibilité du TRI à une variation du prix de l'électricité et des coûts.....	56
Rentabilité des grandes installations > 10 kWc	57
Méthodologie	57
Paramètres	58
Résultats	60
Tableau récapitulatif.....	61
Discussion	61
Conclusion.....	63
Annexe	
Bibliographie.....	

Introduction

De nos jours, le thème des énergies renouvelables est présenté de manière récurrente par les médias, la radio et autres moyens de communication. Cependant le concept d'énergie renouvelable reste un thème flou sur lequel bien des avis divergent notamment sur l'aspect financier de ces filières renouvelables. En effet, ces filières sont souvent critiquées pour leur performance financière. Mais ces critiques sont-elles vraiment justifiées ? Ce travail vise à éclaircir cet aspect financier de l'utilisation des énergies renouvelables en région wallonne et plus particulièrement sur la rentabilité des filières photovoltaïques et éoliennes en envisageant différents scénarii.

Les énergies renouvelables existent sous différentes formes dont les plus connues sont l'éolien et le photovoltaïque mais il existe des alternatives à ces filières que nous aborderons brièvement dans ce mémoire. L'utilisation de ces énergies renouvelables vise à réduire l'impact que l'homme a sur notre milieu. Cependant, même si la cause de l'utilisation des énergies vertes est honorable, il faut tout de même se poser la question du coût de ces énergies et de leur exploitation.

Nous commencerons tout d'abord par décrire le contexte général dans lequel nous évoluons de façon à démontrer les enjeux ainsi que la nécessité d'une transition énergétique imminente. Nous introduirons certains grands problèmes mondiaux de ce siècle ainsi que la politique internationale à ce niveau.

Nous aborderons ensuite l'aspect éthique de ce mémoire et tenterons d'expliquer en quoi ce travail est lié à cette thématique et comment nous aurions pu davantage mettre en avant cet aspect au travers de l'étude réalisée.

Nous développerons par ailleurs le contexte Belge et nous donnerons plus de précisions sur notre environnement. Cette analyse du paysage belge nous donnera notamment des indications sur l'électricité en général dans notre pays, la formation de son prix, le parc nucléaire belge, les soutiens financiers aux différentes filières mais également les résultats d'une courte étude visant à classer les différentes sources de production en fonction de leur coût.

Nous définirons ensuite 4 différentes filières en commençant par la filière biomasse. Nous présenterons cette filière de manière concise notamment en la définissant et en montrant son utilisation en Belgique.

La seconde filière que nous passerons brièvement en revue est celle de l'énergie hydraulique. Comme pour la filière biomasse, nous définirons ce qu'est cette énergie, nous ferons un état des lieux en Belgique et, à cela, nous ajouterons le développement d'un très bref exemple financier.

Ensuite nous analyserons plus en détail la filière éolienne. Après une introduction plus détaillée que pour les deux filières précédentes, nous en montrerons l'importance en Belgique et nous développerons les aspects financiers de deux projets. Le premier étant celui d'une éolienne de petite puissance et le second une éolienne de plus grande capacité de façon à déterminer la rentabilité de ces types de projets selon différents scénarii. Nous présenterons également les résultats obtenus et nous entamerons une brève discussion à propos de ces résultats.

Nous étudierons enfin la filière photovoltaïque. Cette filière est celle que nous avons décidé de développer plus en profondeur dans le cadre de ce mémoire. Nous commencerons tout d'abord par définir ce qu'est l'énergie photovoltaïque et nous ferons un état des lieux en Belgique. Nous analyserons ensuite en détail l'aspect financier de cette filière via le cas de plusieurs petites installations et de grandes installations de façon à en déterminer la rentabilité. Nous ferons également plusieurs hypothèses et nous ferons varier certains paramètres pour calculer la sensibilité de la rentabilité de cette filière à ces paramètres. Nous discuterons enfin des résultats obtenus.

Enfin, nous présenterons une conclusion générale de ce mémoire qui reprendra les grandes lignes des thématiques développées et amènera des pistes de réflexion.

Contexte général

Avant d'entamer le vif du sujet, il convient de présenter l'environnement dans lequel nous évoluons. En effet, nous sommes influencés par plusieurs facteurs qui vont déterminer notre politique en matière d'énergie et de consommation. Ces facteurs peuvent être d'ordre extérieur comme les accords internationaux mais ils peuvent également venir de l'intérieur du pays, des régulations ou de la structure énergétique mise en place.

La population mondiale, la croissance et la consommation

Dans son ouvrage traitant de la population mondiale, David Olivier (2015) nous fait part du constat que la population mondiale augmente de façon exponentielle. En 2015, sur la planète, l'humanité comptait déjà plus de 7 milliards de personnes. Selon les projections, nous pourrions être plus de 9.5 milliards d'ici 2050. De plus le besoin en ressources par habitant ne cesse de s'accroître également.

Selon Claude Bersay (2015) la combinaison de la croissance de la population, avec celle du besoin en ressources généré par la croissance de l'économie, constitue une menace pour la planète.

En effet, nous vivons sur une planète qui dispose de certaines ressources limitées dont nous abusons. Selon Moati Philippe (2016), nous pouvons parler d'hyperconsommation. Cette hyperconsommation mènerait, selon cet auteur, à la fragilisation des liens sociaux et de certaines catégories d'individus. De plus, il ressort d'une étude de l'OCDE (2012) que les ménages, durant les dernières décennies, ont aggravé leur impact environnemental et que cet impact environnemental risque de s'intensifier si notre façon de consommer ne change pas dans les années à venir.

Les réserves d'énergies fossiles

Nous sommes de plus en plus nombreux et nous consommons de plus en plus. Selon Rossignol N. et Parotte C. (2011), les pays émergents contribuent fortement à cette augmentation de la consommation. Lors de la dernière décennie, nous avons vu le prix de certaines énergies, tel le pétrole, grimper. Cette augmentation du prix du pétrole peut être expliquée par une demande croissante des pays émergents comme le Brésil, la Chine, l'Inde et ce ne sont plus les pays développés qui en sont les consommateurs principaux.

Nous sommes amenés à nous poser la question de l'utilisation des énergies fossiles et de l'épuisement des réserves d'énergies fossiles. En effet, les réserves d'énergies fossiles ne sont pas inépuisables alors que selon Shafiee S. et Topal E. (2014), ces énergies fossiles constituent actuellement les ressources principales de notre économie.

Certains auteurs comme Bert R. (2012) mettent en évidence le rôle prédominant des énergies renouvelables dans la transition énergétique.

Les 3 combustibles fossiles dont nous parlons le plus sont le charbon, le gaz et le pétrole. En 2015, selon une revue statistique de BP global (2016), les réserves de pétrole ont été estimées à 1.698 milliards de barils. Selon cette même source, nous disposerions de réserves de pétrole jusqu'en 2050 si nous continuons à en consommer comme nous le faisons aujourd'hui. Chaque année, nous consommons plus de pétrole que nous n'en découvrons ce qui conduit à un épuisement des réserves actuelles.

Le réchauffement climatique

De nos jours, le réchauffement climatique tend à être reconnu par de plus en plus de scientifiques. Beaucoup de modèles sont développés pour soutenir cette thèse et des analyses existent concernant ces modèles, leurs limites et incertitudes

Même si de nombreuses recherches ont été effectuées et tentent à converger vers cette thèse d'un réchauffement de la planète, la thèse ne fait pas unanimité. En effet certains auteurs dont Leroux M. (2005) soutiennent que de nombreuses contradictions existent à ce sujet.

D'autres auteurs comme Merle J. (2016) préfèrent également parler de changement climatique plutôt que de réchauffement climatique.

La thèse d'un réchauffement climatique lié à l'activité humaine dénonce de nombreux facteurs et, parmi eux, le capitalisme. Selon Newell P. et Paterson M. (2011) notre mode de consommation doit être revu de façon à mettre le capitalisme au service d'une décarbonisation de l'économie. Ils remettent également en question le système d'achat et de vente d'unité carbone qu'ils qualifient d'escroquerie.

Selon Thomas Bauwen (2013) pour limiter le réchauffement climatique, les énergies renouvelables ont un rôle à jouer. Il pense que les consommateurs pourront être eux-mêmes propriétaires de source de production et investir dans celles-ci. Ils deviendront, par la même occasion, indépendants.

Une étude de l'OCDE (2011) montre qu'il est également important de fournir des incitations économiques adéquates de façon à influencer le comportement des consommateurs. Cette étude met également en avant le rôle des campagnes d'information dans le processus de décision relatif à la consommation.

Selon Aldabas, M., Gstrein, M. et Teufel, S. (2015) le gouvernement a également un rôle à jouer et détient une part de responsabilité dans la manière d'influencer le comportement de consommation des gens notamment au niveau de leurs habitudes de consommation. Le gouvernement peut inciter les ménages à avoir une consommation plus verte notamment en utilisant des incitants financiers.

Les accords climatiques internationaux

La COP (Conference of the parties) est la Conférence des parties de la Convention-cadre des Nations unies qui s'unit dans le but de débattre des enjeux climatiques, elle se déroule chaque année. Lors de ces conférences, les dirigeants du monde se réunissent pour trouver un accord contraignant sur le climat et faire un bilan de l'année qui vient de s'écouler. Les participants à la COP sont les Etats signataires de la convention cadre des nations unies sur les changements climatiques.

L'objectif de la COP21, qui est la 21^{ième} conférence, est de maintenir le réchauffement climatique sous la barre des 2°C d'ici la fin du siècle. Il s'agit donc d'une conférence assez particulière car les pays développés se sont engagés à accomplir certains objectifs notamment en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Nous sommes actuellement dans une période d'engagement avec des objectifs à atteindre d'ici 2020. Cette période d'engagement est encadrée par l'amendement de Doha.

L'Europe s'est engagée, en 2014, à réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40% d'ici 2030 par rapport au niveau relevé en 1990. L'Europe s'est également engagée sur le thème de la quote-part des énergies renouvelables qui devra être de 27% de la consommation d'énergie finale de l'UE (20% en 2020) mais également à réduire de 27% la consommation d'énergie comparée aux prévisions de la consommation en 2030. (20% d'ici 2020). Une des difficultés rencontrées par l'Europe fut de répartir ces objectifs entre les différents états membres.

La Belgique a participé à la conférence de la COP21 et s'est donc fixée des objectifs contraignants en matière d'émission des gaz à effet de serre mais également dans le pourcentage d'énergie produite à partir de sources renouvelables. Nous nous sommes engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 15% d'ici 2020 (15.7% pour la région flamande, 14.7% pour la région Wallonne et 8.8% pour la région de Bruxelles-capitale). En ce qui concerne la part d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie, nous nous sommes engagés à produire 13% de ce total grâce aux sources renouvelables.

En 2005, la quote-part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie en Belgique était de 2.2 % et cette part devra passer à 13% d'ici 2020. En Wallonie, en 2005, ce pourcentage était de 4% et a évolué jusqu'à 10.8% en 2014. En 2015, selon les chiffres de l'Eurostat, cette part s'élève à 7.9% pour la Belgique.

En 2011, les partenaires scientifiques du Bureau fédéral du Plan, de l'Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable (ICEDD) et du Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (VITO), ont été chargés d'étudier la faisabilité d'un projet qui vise à atteindre un objectif de 100% de renouvelables d'ici 2050. Selon cette étude, l'objectif est possible mais nécessitera des investissements conséquents dans un mix d'énergies renouvelables.

Aspect éthique

De nos jours, l'aspect éthique tend à être intégré de plus en plus couramment dans notre vie quotidienne notamment au niveau de notre consommation. Nous assistons à une nouvelle forme de développement qui ne se base plus seulement sur la dimension économique mais qui intègre d'autres valeurs comme l'éthique sociale, le développement durable et des mécanismes de gouvernances participatifs.

Selon Crane, A. et Matten, D. (2010) introduire cette notion d'éthique dans un business model n'est pas toujours une chose aisée. En effet, des conflits d'intérêts peuvent survenir lorsque nous tentons de satisfaire les besoins de différents types protagonistes. Les actionnaires investissent de l'argent dans le but d'en obtenir une rentabilité alors que d'autres acteurs peuvent valoriser par exemple le développement durable.

Nous sommes également amenés à nous poser la question de la croissance. Doit-on toujours chercher la croissance ? Celle-ci est souvent synonyme de prospérité raison pour laquelle nous lui attribuons tant de mérites et vertus. Cependant pour améliorer cette croissance nous devons recourir de façon plus intensive aux ressources dont nous disposons. Ces ressources sont souvent, pour la plupart, limitées. Selon Aubin J. et Jacquard A. (2010) un partage équitable des ressources ainsi qu'un respect des limites de la nature sont nécessaires à la stabilité de la vie sur la planète.

En ce qui concerne ce mémoire, les énergies renouvelables entrent dans le cadre d'une perspective de développement durable. Nous ne conduirons cependant pas d'analyse de ce qu'apportent les énergies renouvelables au niveau de l'environnement. Nous aurions pu intégrer, par exemple, la notion de temps de retour énergétique ou celle du temps de retour de dioxyde de carbone dans ce travail de façon à mettre l'accent sur la dimension verte des énergies renouvelables. Nous nous contenterons de développer l'aspect financier dans le cadre de ce travail.

Nous allons tenter de démontrer que les énergies renouvelables peuvent être considérées comme des investissements qui offrent parfois des taux de rentabilité attractifs. Nous devons également garder à l'esprit qu'un investisseur puisse investir son argent dans un projet non pas seulement dans le but de faire du bénéfice mais également pour défendre une cause qui lui semble juste. Ainsi, dans le cas où les investissements dans les filières

renouvelables s'avèreraient moins rentables que d'autres investissements, nous pourrions admettre qu'un investisseur, qui ne se soucie pas seulement de son portefeuille, placerait son argent pour développer un projet qui lui tient à cœur.

Nous pouvons dès lors introduire la notion d'investissement éthique qui est un investissement fondé à la fois sur des critères financiers, mais qui prend également en compte des critères extra-financiers. L'investisseur va donc chercher à générer un profit mais il va également rechercher un but non matériel inculqué par certaines valeurs. Cette notion d'éthique peut venir dicter la politique d'investissement d'intermédiaires financiers qui vont devoir informer les investisseurs sur l'utilisation des fonds qui leur sont prêtés. Les investisseurs réalisent désormais leurs investissements en tenant compte de leurs valeurs.

L'activité économique actuelle engendre un bon nombre de questions de la part de plusieurs acteurs qui s'interrogent sur les conséquences de cette activité économique sur l'environnement social et les répercussions écologiques qui y sont liées. Selon Jérémy Morvan (2004) Les acteurs économiques doivent également intégrer cette dimension éthique dans leur comportement sous peine d'être exposés à des risques à la fois médiatiques et juridiques.

En ce qui concerne les filières d'énergies renouvelables, il existe également un risque économique, lié au non-respect des quotas de certificats verts, sur lequel nous reviendrons dans le développement de ce mémoire.

L'investissement socialement responsable tend à être intégré dans la gestion de portefeuille de plusieurs sociétés. Selon Enrique Ballesterro (2015) il s'agit d'un nouveau challenge auquel sont confrontées les institutions d'investissement, les banques ainsi que les fonds collectifs d'investissement. Ces acteurs sont conscients du fait que la mise en place de stratégies sans contraintes éthiques peut dégrader une croissance durable.

Selon Bruno Palier (2014), l'Europe devrait réajuster son tir en investissant dans des produits dont les dimensions sociales sont reconnues. Toujours selon cet auteur, si nous réalisons des investissements plus éthiques, les aspects sociaux et financiers devraient s'améliorer. En investissant dans les sources d'énergies renouvelables par exemple, nous pourrions favoriser l'emploi local.

Dans son ouvrage *l'Impossible capitalisme vert*, Pluchat J. (2011) dénonce les problèmes que le capitalisme pourrait créer tant au niveau humain qu'au niveau

environnemental. Selon lui, nous devrions réconcilier l'écologie avec les projets socialistes. Ce n'est que par cette réconciliation que nous pourrions éviter des catastrophes humaines et écologiques.

Ce travail est donc lié à une perspective de développement durable dont le point essentiel, ici, est de déterminer si ces filières peuvent être exploitées sans pour autant créer un gouffre financier voire, au contraire, s'il est possible de créer de la richesse via ces différents types de filières. Il ne s'agira donc pas de développer l'aspect vert des différentes sources renouvelables dans le cadre de ce travail mais il est bon de garder à l'esprit cette dimension lorsque nous analyserons la rentabilité des différentes filières.

La Belgique

L'électricité en Belgique

Selon les statistiques de la Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières (2017) entre 2004 et 2014, la production totale nette d'électricité en Belgique a diminué fortement passant de 81.7 TWh en 2004 à 67.6TWh en 2014 et depuis l'année 2010, les imports nets d'électricité ont fortement augmenté. Ceux-ci viennent compenser la diminution de la production intérieure.

En 2015, la production nette d'électricité en Belgique s'est élevée à 65.5 TWh. Cette production a été majoritairement réalisée par les sources nucléaires et les énergies fossiles pour à peu près 75% du total. Quant aux énergies du vent, du soleil, de la biomasse, celle-ci représentent respectivement 8.2%, 4.6%, 9.1%, le restant venant de l'énergie hydraulique.

Cependant, nous pouvons remarquer que la part d'électricité produite à partir des énergies renouvelables tend à augmenter depuis quelques années pour chaque filière à l'exception de l'énergie hydraulique, qui elle, a quasi atteint son potentiel dû à la limite des capacités disponibles sur le territoire belge.

En ce qui concerne la Wallonie, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute est passée de 4% en 2005 à 10.8% en 2014 avec une augmentation plus marquée de 2008 à 2009. Cette large augmentation entre 2008 et 2009 peut en partie s'expliquer par le mécanisme des certificats verts, dont la bourse a été introduite en 2009 et sur lequel nous reviendrons par la suite.

Le prix de l'électricité

Le prix d'achat de l'électricité dépend de multiples variables et non pas seulement du coût de la source de production d'électricité. Il faut également compter le prix de la distribution, du transport ainsi que celui des redevances et taxes comme la TVA.

- La première variable est donc le prix de l'énergie elle-même. Celle-ci dépend de la source utilisée ainsi que de la marge bénéficiaire prise par le fournisseur d'énergie. Ce prix de l'énergie est donc soumis à la loi de l'offre et de la demande. L'observatoire des prix communiqué par l'observatoire bruxellois pour l'énergie (2015) évalue ce prix de l'énergie ayant une part de 36.3% de la facture totale.
- Ensuite viennent les tarifs de transport, qui représentent 6.8% de la facture. Ceux-ci visent à couvrir les coûts de raccordement au réseau et de son utilisation. En Belgique le gestionnaire du réseau de transport est ELIA qui propose des tarifs soumis à l'approbation de la CREG et régis par l'arrêté royal du 8 juin 2007.
- S'additionnent également à ceux-ci les tarifs de distributions (34.5%) qui couvrent les coûts de raccordements et d'utilisation du réseau. Les gestionnaires de réseaux de distribution sont BRUGEL pour Bruxelles-capitale, CWaPE pour la région wallonne et VREG en région flamande. Leurs tarifs peuvent être consultés sur le site de la CREG. Les parties concernées ici sont le gestionnaire du réseau de distribution qui lui s'occupe de la gestion, de l'entretien et du développement des réseaux. Il y a également la commune qui perçoit une redevance pour l'utilisation des espaces publics.
- D'autres composantes importantes du prix de l'électricité sont les taxes, cotisations et surcharges (19.2%). Notamment la TVA dont la politique récente du gouvernement Michel a été ambiguë. En effet, celle-ci était de 21 % en jusqu'en 2014 et a été abaissée à 6% durant cette année. Cependant en 2015 le gouvernement Michel a décidé de repasser la TVA à 21%. En terme financier, un consommateur moyen qui paie 760 euro par an, ce qui équivaut à 3500 kWh/an, va voir sa facture augmenter d'une centaine d'euro chaque année.

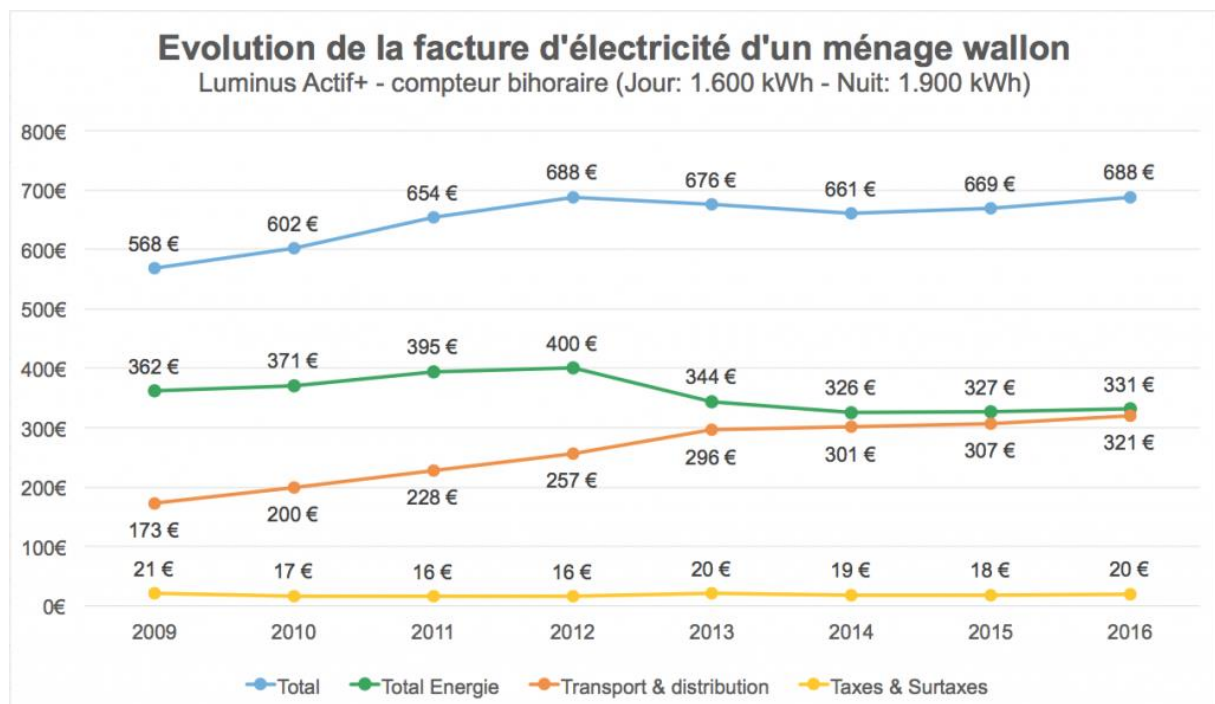
Face à ces données récupérées par BRUGEL, il peut être intéressant de les comparer avec les offres réelles de fournisseurs en Belgique. Le fournisseur ENGIE Electrabel nous fournit des renseignements utiles quant à la formation du prix de l'électricité sur base de diverses hypothèses. Les données ont été récoltées pour un ménage avec un contrat EASY consommant 5000 kWh avec un compteur bi horaire dont 45% en heures pleines basé sur les valeurs du Q4 2015 au prix indexé de janvier 2016 dans le Hainaut, sous le gestionnaire de

réseau de distribution Ores. On retrouve des chiffres très proches de ceux annoncé par BRUGEL. En effet, le prix de l'électricité, le coût des énergies vertes et de la cogénération, les taxes et suppléments et les coûts de réseau représente respectivement 25%, 11%, 19% et 45%. Sous l'hypothèse d'un contrat GREEN fixe, le prix de l'électricité représente 38%, les taxes et suppléments 19% et le coût de réseau 43 %.

Pour un ménage wallon, le site de la CREG nous fournit des informations quant au prix moyen du kWh. Ce prix moyen est de 24.68 centimes par kWh pour un consommateur résidentiel qui consomme 3500 kWh annuellement en avril 2017.

La facture d'électricité

Depuis plusieurs années, nous avons vu, en Wallonie, le prix de la facture d'électricité d'un ménage grimper. Pour illustrer cette hausse du prix de la facture d'électricité, nous allons analyser l'évolution d'une facture d'un ménage wallon moyen de trois personnes avec compteur bi horaire et client Luminus.



Source : Engie Electrabel

Nous pouvons remarquer que le prix de la facture globale d'un ménage Wallon a augmenté. Cependant, toutes les variables incluses dans ce coût n'ont pas suivi la même

tendance. En effet, le prix de l'énergie a diminué entre 2009 et 2016. L'augmentation de la facture est principalement dû à une augmentation du coût du transport et de la distribution. Les taxes quant à elles, ont très peu varié.

Le nucléaire en Belgique

En Belgique, le nucléaire reste une énergie très exploitée dans le mix énergétique. Il est donc important d'introduire cette source brièvement pour comprendre quels en sont les enjeux liés.

Dans son rapport sur les avantages et inconvénients de l'énergie nucléaire, l'OCDE (2007) met en évidence le fait que le nucléaire est une énergie encore très controversée. Dans le courant des dernières décennies, la société a évolué et tente d'inclure des dimensions et critères autres qu'économiques dans le développement des énergies. En effet, la perspective de développement durable tend à être intégrée de façon plus significative dans nos sociétés.

Le nucléaire entre dans un débat qui est de savoir si cette source d'énergie peut être incluse dans une perspective de développement durable ou non. Le nucléaire représente une part très importante dans la production d'énergie dans notre pays. Il s'agit donc d'une source de production d'énergie dont il va être difficile de se passer dans un proche avenir. Il convient, dès lors, d'énoncer brièvement certains arguments en faveur et en opposition à cette source d'énergie.

Le nucléaire s'inscrit dans une perspective de développement durable tout au moins à un niveau, qui est celui des émissions de CO². En effet, cette source d'énergie produit moins de quantités de CO² que d'autres sources telles que le pétrole, le gaz naturel et le charbon. En investissant dans le nucléaire plutôt que dans les sources précitées ici, nous émettons donc moins de CO².

Cependant, la gestion des déchets nucléaires est le point où la perspective de développement durable est encore loin d'être respectée. En effet, nous accumulons des déchets nucléaires dont nous ne savons que faire depuis des années. Il s'agit donc d'un point qui mérite toute notre attention. De plus, nous avons connu des incidents nucléaires, et ce, encore récemment avec la catastrophe de Fukushima.

Le parc nucléaire belge se compose de 7 réacteurs qui sont situés à la centrale de Doel en Flandre (4 réacteurs) qui totalisent une puissance de 3054 MW et à la centrale de Tihange (3 réacteurs) qui eux, totalisent une puissance de 3153MW. Ces réacteurs ont été mis en place entre 1974 et 1985. Il faut également savoir que les réacteurs sont généralement conçus pour une durée de vie de 30 à 40 ans.

La politique Belge en matière de nucléaire reste floue. En effet, d'une part cela fait des années que la Belgique prévoit une sortie du nucléaire et l'arrêt de ses réacteurs. Nous avons procédé à l'arrêt de 3 unités qui sont Doel 1, 2 et Tihange 1. D'autre part, la justice a validé le redémarrage de réacteurs en 2015 et nous constatons que la sortie du nucléaire est repoussée. En novembre 2015, le gouvernement en place a décidé de prolonger de 10 ans la durée de vie des réacteurs nucléaires belges.

En 2016, le secteur du nucléaire en Belgique a également été touché par plusieurs plaintes. Suite aux fissures découvertes ainsi qu'à certains incidents survenus et à la politique belge en matière de prolongation du nucléaire, nos voisins allemands, néerlandais et luxembourgeois ont décidé de porter plainte dans le but d'obtenir la fermeture des réacteurs de Doel et de Tihange.

Pour l'année 2015, la part de la production d'électricité en Belgique par le nucléaire représente 46,5% du total selon la CREG. Le nucléaire représente donc une part importante de la production d'électricité en Belgique.

En prenant en compte ces éléments, nous réalisons assez facilement que pour compenser la sortie prévue du nucléaire en 2025, nous allons devoir trouver des alternatives. Parmi ces alternatives, nous retrouvons les sources de productions renouvelables.

Le coût du MWh des différentes sources.

Selon une étude menée par la CRE (2014) et la cour des comptes chez nos voisins français, un classement des différentes sources de production selon le coût moyen de production de l'électricité par MW a pu être établi.

Cette méthode prend en compte le coût d'investissement et le compare à la puissance des installations. Dans ce mémoire nous développerons une autre méthode que celle-ci ; cependant nous présenterons tout de même les résultats de cette étude.

Ce coût a été évalué à 82 euro le MWh pour l'éolien onshore, 180 euro le MWh pour l'éolien offshore contre 49.5 euro par MWh pour le nucléaire amorti. Le prix du nucléaire EPR est quant à lui proche de 100 euro le MWh.

Le site de l'APERRE quant à lui nous donne des chiffres sensiblement plus attractifs en 2015 : pour le photovoltaïque 109.9 Euro/MWh contre 127.7 Euro/MWh pour le nucléaire et de 60 à 80 Euro/MWh pour l'éolien qui tend également à décroître.

Nous pouvons donc remarquer que le coût du MWh des énergies renouvelables, hormis celui de l'éolien offshore, est passé sous celui du nucléaire de type EPR. Le coût du nucléaire d'une centaine d'euro du MWh a été obtenu sur l'étude du cas de l'implantation d'une centrale EPR en Grande-Bretagne, par EDF. La confusion présente est due au fait que le prix du nucléaire de référence annoncé, moins cher, provient de centrales largement amorties et payées par l'investissement public. Il est donc illogique de comparer le prix du MWh d'une installation amortie à celui d'une nouvelle installation. Un autre facteur à prendre en compte est la diminution des coûts des installations renouvelables qui vont faire diminuer le coût par MWh des différentes sources d'énergie renouvelable.

Les certificats verts

Ils ont été mis en place en 2001 suite à une directive européenne. Ils visent à promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La justification de ce mécanisme de soutien vient du fait que les coûts de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont plus élevés que ceux des énergies fossiles, il était donc nécessaire de leur fournir une aide pour les développer.

En Belgique, une politique de transparence a été mise en place. Celle-ci vise à améliorer la transparence des offres de fournisseurs en Belgique tant au niveau du prix que de la qualité de l'électricité produite. C'est-à-dire que le fournisseur donne l'information de la provenance de l'électricité.

En Wallonie, nous pouvons parler du plan Solwatt qui est un plan de promotion de la filière du photovoltaïque. Ce plan Solwatt a été lancé en 2007 et vise à augmenter la rentabilité d'une installation photovoltaïque via le mécanisme des certificats verts.

Pour entrer dans les conditions d'octroi du régime des certificats verts, chaque site de production d'électricité verte doit préalablement faire une demande d'octroi de CV à la CWaPE pour en disposer. Si la demande est acceptée, le site pourra disposer d'un octroi de CV pour une période de 10 à 15 ans. Le producteur va ensuite transmettre les relevés de comptage à la CWaPE qui elle, va octroyer sur cette base des CV. Le producteur pourra dès lors vendre ces différents CV sur un marché public. Il existe également un système alternatif à la vente de CV sur le marché public qui est celui de l'obligation d'achat par le gestionnaire de réseau ELIA avec un prix minimum garanti de 65 euro. En effet, l'article 25 de l'AGW-PEV du 30 novembre 2006 oblige les fournisseurs d'électricité et distributeurs de réseau à remettre à la CWaPE un certain nombre de CV. L'augmentation des coûts de distribution peut être en partie expliquée par cette obligation pour ELIA de racheter des CV qui va répercuter ce coût sur ses clients.

Il convient de préciser qu'un système répressif de quota a également été mis en place. Les fournisseurs d'énergies sont tenus de vendre un minimum d'électricité verte. Ce système répressif consiste à infliger une amende de 100 euro par certificat vert manquant. Les quotas de certificats verts sont fixés par le gouvernement selon un arrêté modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 qui traite de la promotion de la production de l'électricité via des sources renouvelables. Ce quota est le rapport entre le nombre de certificats verts à produire et le nombre de MWh électriques fournis aux clients et il est exprimé en pourcent. Ces quotas ont évolué au fil du temps pour passer de 3% le 1^{er} janvier 2003 à 34.03% pour 2017. En 2024 ce quota sera de 37.9%. L'exemple suivant permettra d'illustrer ce concept de quota :

Un quota de 37.9% oblige un fournisseur qui vend 100 MWh à des clients finaux, à devoir fournir 37.9 CV à la CWaPE. Si le fournisseur ne respecte pas son quota, il se verra infligé une amende de 100 euro par CV manquant.

Ce système de quota va donc créer une demande au niveau des certificats verts et un marché va pouvoir voir le jour.

La bourse belge d'électricité est BELPEX et celle-ci a lancé une bourse de CV en 2009 qui garantit l'anonymat des acheteurs et vendeurs et permet de fournir un prix du CV. Tout un marché s'est dès lors développé autour de la vente et des achats de certificats verts.

Le site de la CWaPE fourni également des informations sur les prix de transactions des CV sur le marché global.

Global			
Année	Transactions	Volume (CV)	Prix Moyen (EUR/CV)
2009	693	1 297 691	87,87 €
2010	21 172	2 139 358	84,88 €
2011	17 235	2 443 517	81,99 €
2012	64 321	4 844 611	74,10 €
2013	190 525	8 493 794	71,45 €
2014	235 105	8 580 476	69,81 €
2015	244 443	8 543 190	67,89 €

Source : CWaPE

Force est de constater que le prix des CV tend à diminuer et se rapproche des 65 euros du prix minimum garanti en Wallonie. Il convient également de rappeler que dans la formation du prix de l'électricité, environ 40% de la facture est engendré par le coût des réseaux contre 35% pour la partie énergie. Le prix de ces subventions est donc fortement répercuté sur le consommateur.

Un autre facteur à prendre en compte est le taux d'octroi de CV. Un taux de 1.7 signifie que lorsqu'une installation produit 1 MWh d'énergie verte, cette installation reçoit 1.7 certificats verts. Le taux est calculé via la formule suivante :

$$t_{cv} = \min(\text{plafond}; p \times k_{co2} \times k_{eco})$$

t_{cv} = Taux de certificat vert

p = coefficient correcteur

k_{co2} = le taux d'économie de co2

k_{eco} = le coefficient économique

Ce taux est différent en fonction de chaque source et il va donc permettre de promouvoir une filière plutôt qu'une autre. La valeur de ces différents taux est calculée par la CWaPE et ce sont ces valeurs que nous reprendrons dans notre analyse.

La politique des subsides

Les énergies vertes ne sont pas les seules à bénéficier ou à avoir bénéficié de subsides. Selon une étude du WWF & Eneco (2014), les énergies fossiles sont toujours très fortement privilégiées en Belgique en comparaison avec les énergies renouvelables et avec les économies d'énergie.

Cette étude permet de comparer le soutien des autorités belges aux énergies fossiles et au nucléaire face au soutien dédié aux énergies renouvelables depuis 1950. Selon cette étude, 2/3 du soutien financier est encore attribué aux énergies traditionnelles. Un autre résultat surprenant est que les énergies renouvelables ne sont pas les plus chères. De plus, en 2010, seulement 6% des subventions ont été données aux économies d'énergie, qui sont un point crucial pour protéger l'environnement et réduire les coûts de l'énergie. Ce soutien est donc insuffisant. En 2010, 48% des soutiens et subventions totaux ont été donnés à la consommation de combustibles fossiles.

La répartition du soutien belge en termes de subvention en 2010 était 23% pour le renouvelable, 23% pour le nucléaire, 48% pour le pétrole et le gaz et seulement 6% pour les économies d'énergies. Entre 1950 et 2013 près de 44 milliards d'euros ont permis de soutenir la production d'électricité à partir de charbon et nucléaire. L'étude prévoit également que ce montant pourrait grimper à 50 milliards d'euros en 2025.

Sur la période 2002-2050, le total des aides au renouvelable pourrait atteindre 50 milliards également et serait utile à la création d'emplois mais contribuerait aussi à une société durable. Une meilleure répartition du budget est dès lors indispensable.

L'autoconsommation.

L'autoconsommation consiste à consommer soi-même ce qui est produit via l'installation. Grâce à cette autoconsommation, le besoin d'acheter de l'électricité est réduit et

dès lors des économies sont possibles. De plus, la part non consommée de l'électricité produite peut être réinjectée sur le réseau et rachetée par le fournisseur. Il peut dès lors être intéressant de penser à ce type de montage. Dans le cas où vous ne parviendriez pas à produire assez d'énergie que pour subvenir à vos besoins, la différence serait fournie par votre fournisseur.

L'autoconsommation devient un sujet auquel il va falloir être attentif. Il faut se poser la question de savoir s'il vaut mieux consommer soi-même l'électricité produite ou plutôt la revendre à un fournisseur. Produire soi-même son électricité et la consommer revient à devenir indépendant et autonome face aux fournisseurs qui tentent de revendre leur production. Il y a donc, à première vue, une sorte de désintermédiation et par conséquent une marge, perçue par le fournisseur, qu'il est possible de récupérer.

La filière biomasse

Introduction de la source d'énergie

La biomasse représente la matière organique d'origine animale et végétale. Il peut par exemple s'agir d'arbres qui génèrent du bois. L'avantage de cette ressource est qu'elle est renouvelable. Si nous comparons le pétrole et le bois, nous remarquons que la formation de pétrole met beaucoup plus de temps à se réaliser que celle d'une forêt. En effet, selon Biju-Duval, B. (1999) la formation de pétrole met plusieurs millions d'années à se réaliser alors que planter une forêt peut se faire en l'espace d'une durée beaucoup plus courte. En quelques dizaines d'années nous pouvons déjà produire du bois.

Il faut cependant prendre en compte que la combustion de bois va également générer des émissions de CO² qui est le principal gaz responsable du réchauffement climatique. Malgré cela, la biomasse possède un atout précieux qui est la capacité de stocker du CO². En effet, durant sa vie, un arbre va stocker du CO² et transformer celui-ci via la photosynthèse. Les quantités de CO² libérées sont presque équivalentes à celle capturées ce qui va donc générer un impact quasiment nul au niveau des quantités de CO². Cependant, selon Greenpeace, cet impact ne serait pas totalement nul car l'impact des transports, entre autres, est négligé.

En ayant recourt à la filière biomasse, nous économisons du pétrole. Nous pouvons alors introduire la notion d'équivalent pétrole. En utilisant 4 tonnes de bois, nous économisons 1 tonne d'équivalent pétrole. En effet, ce que nous avons pu produire comme énergie avec le bois, nous ne devons pas le produire avec du pétrole, il s'agit donc d'une économie de ressources épuisables.

La biomasse en Belgique

En Belgique, la biomasse est également utilisée et notamment pour produire de l'électricité. La part d'électricité produite par la filière biomasse en Belgique est de 4.421

GWh pour une production totale de 13.4 TWh d'électricité d'origine renouvelable. En Wallonie, la production d'électricité d'origine renouvelable était de 3.8 TWh parmi lesquelles 1.321 GWh viennent de la filière biomasse.

Deux centrales électriques fonctionnent à la biomasse en Belgique. La première se situe dans le port de Gand et la seconde près de Liège. Cette seconde centrale était, à la base, prévue pour fonctionner au charbon et a été convertie vers l'utilisation de combustibles biomasses en 2005.

Dans ce mémoire, nous ne développerons cependant pas cette source sous l'aspect financier.

La filière hydraulique

Introduction de la source d'énergie

L'énergie hydraulique est l'énergie qui est fournie par le mouvement de l'eau. Son fonctionnement se rapproche de celui de l'éolien, le mouvement de l'eau fait tourner une turbine qui va générer de l'électricité via un mouvement mécanique. L'énergie générée dépend majoritairement du débit de l'eau : plus celle-ci coule vite, plus la turbine produit de l'électricité. Cette source d'énergie présente d'énormes avantages car elle est propre, efficace et moins intermittente que l'énergie du vent vu que la variation du débit de l'eau est moins importante que celle de la force des vents. L'un des inconvénients majeurs de cette source d'énergie est le fait que nous disposons d'un espace limité pour mettre en place des centrales hydroélectriques.

L'énergie hydraulique en Belgique

En Wallonie, fin 2016, 136 centrales hydroélectriques produisent de l'électricité à partir de l'eau. Ces centrales, toutes ensemble, totalisent une puissance 106.5 MW.

Il convient également d'opérer une distinction entre les barrages et le fil de l'eau. En effet, 82% de la puissance vient au fil de l'eau contre 18% pour les barrages.

Le site de l'Apere nous renseigne également sur la production annuelle de l'ensemble des centrales. En 2016, en Wallonie, 324GWh ont été produits. Cette production équivaut à la consommation électrique d'environ 92 000 logements.

La production d'électricité par les centrales hydrauliques dépend également d'un taux de charge qui va déterminer le rendement de la centrale.

Méthodologie

Nous allons tout d'abord commencer par estimer les flux de revenus générés par une installation hydraulique en prenant en compte des hypothèses normales de production et ce pour une installation de 100 kW. Nous allons comparer ces flux de revenus avec les différents coûts liés à l'investissement initial ainsi que les autres coûts survenant durant l'exploitation de l'installation. Le calcul de ces hypothèses normales inclura également différents paramètres pour donner une image aussi fidèle que possible de la réalité. (Annexe II)

Nous présenterons enfin les résultats des différents calculs effectués dont le taux interne de rentabilité (TIR) et la valeur actuelle nette (VAN) que nous calculons selon la formule suivante :

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+ta)^t} \right] - I_0$$

CF = Total des flux entrants et sortants

ta = Taux d'actualisation

I = Investissement initial

Nous allons considérer une baisse du prix de vente de l'électricité ainsi qu'une suppression des mécanismes de soutien que sont les certificats verts comme autre hypothèse et nous limiterons l'analyse de cette source de production à ces résultats étant donné que le potentiel Wallon hydraulique est presque pleinement exploité.

Paramètres

Dans une étude réalisée par le cluster tweed (2014), pour une installation de 100 kW, il faut compter un investissement de 550.000€ ainsi que des frais de maintenance de 32€ par MWh produit. La durée de vie de ce type d'installation est de 30 ans et nous considérons un taux de charge de 85 %. Ce type d'installation fonctionne 4.500h en moyenne par ans. La production annuelle est donc de 383 MWh.

En ce qui concerne les revenus, nous prendrons en compte la revente de l'électricité produite avec différentes valeurs pour ce prix de l'électricité, mais également les revenus tirés de certificats verts à hauteur de 65 € par certificat vert.

En ce qui concerne le taux d'actualisation, nous allons nous référer au coût du capital (WACC) établi dans une étude du cluster tweed (2014). Ce taux est de 8% pour l'énergie hydraulique et est constitué par des fonds propres à hauteur de 20 % ainsi que par des dettes pour 80%.

Résultats

En prenant en compte les hypothèses précitées ci-dessus, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 20,34 % et une valeur actuelle de 727.529,66 €. Avec un coût de rachat de l'électricité de 24,68 cent par kWh combiné à des certificats verts pour 65 €, l'investissement est dès lors très rentable sur le long terme.

Dans le cas où le prix de l'électricité chuterait à 0.10 € le kWh, le taux interne de rentabilité serait de 9.54% et la valeur actuelle de 87.016,86 € toute autre chose restant égale.

En ce qui concerne la suppression des certificats verts et une réduction du prix de l'électricité à 0,15 cent par kWh, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 9,23 % et la valeur actuelle du projet est de 72.752,79€.

Si nous avons un prix de l'électricité qui passe à 4,7 cent par kWh, et que nous conservons les aides liées aux certificats verts, le taux interne de rentabilité de ce type de projet passe à 0,20%.

Si nous supprimons les certificats verts, l'électricité doit être vendue à au moins 6,3 cent par kWh pour que le taux interne de rentabilité soit positif. À ce prix, le taux interne de rentabilité s'élève à 0,05%

Conclusion

La courte étude menée selon ces hypothèses montre que les investissements dans des installations hydrauliques pour générer de l'électricité peuvent être rentables avec ou sans mécanismes de soutien. Cependant, une chute du prix de l'électricité en dessous de 0.15€ le kWh et une suppression des mécanismes d'aides entraîneraient de grandes difficultés à obtenir une rentabilité attractive pour un investisseur.

La filière éolienne

Introduction de la source d'énergie

L'éolien fera l'objet d'une étude approfondie dans ce TFE, il est donc important de présenter cette source de production plus en détail.

Les éoliennes sont composées de 3 pièces maitresses : le mat, le rotor et la nacelle.

- Le mat : il permet de supporter les deux autres éléments. Généralement il est fait de métal et est posé sur une fondation de béton. Le même principe est appliqué pour les éoliennes placées en mer.
- Le rotor : Celui-ci permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ce rotor est lui-même composé de deux parties qui sont le nez et l'hélice. Cette hélice comprend la plupart du temps 3 pales fabriquées à l'aide de matériaux légers et résistants. Parfois elle peut se limiter à deux pales.
- La nacelle : elle se situe au-dessus du mat et derrière le rotor. Un générateur y est présent. Ce dernier permet de convertir l'énergie mécanique en électricité. Le transport de l'énergie est assuré par les câbles présents dans le mat de l'éolienne.

Au vu des changements de direction des vents, les éoliennes sont dotées d'un système qui leur permet d'orienter le rotor perpendiculairement à la direction du vent mais également de changer l'angle d'incidence des pales par rapport au vent. Ce système permet donc de maximiser l'énergie captée mais également d'adapter le fonctionnement des éoliennes en cas de vents trop violent et donc de les arrêter.

Concepts clés.

Tout d'abord il convient de définir plusieurs concepts car le rendement éolien va dépendre de beaucoup de paramètres comme les dimensions de l'installation en question, la puissance, l'énergie et la distribution du vent.

Le premier étant la puissance d'une éolienne. La loi de Betz nous permet de calculer la puissance maximum récupérable (P) d'une éolienne : $P = 0,37. S. V^3$; avec respectivement

S, la surface balayée, V la vitesse du vent et 0.37 qui est la constance de l'air à pression atmosphérique.

Il est alors aisé de comprendre que la puissance dépend très fortement du vent. En effet si la vitesse du vent est multipliée par deux, à facteurs inchangés, la puissance est-elle multipliée par 8. De même, si l'on double la surface balayée, on double la puissance. Par conséquent, la production d'électricité éolienne est intermittente car la vitesse du vent n'est pas une constante. Cette puissance est une puissance théorique qui est impossible à obtenir en pratique car une partie de l'énergie cinétique est perdue lors du contact avec l'éolienne. Le théorème de la limite de Betz permet de démontrer que $P = 0.29 S^2 V^3$. Ici on remarque que la surface balayée est soumise à un facteur exposant deux. C'est-à-dire que si l'on double la surface, on quadruple la puissance fournie par un aérogénérateur. La variable prédominante dans la détermination de la puissance est donc celle de la vitesse du vent.

Le vent, comme démontré précédemment, est une variable maitresse dans la détermination de la puissance produite par une éolienne et par conséquent dans la rentabilité des installations. Les installations éoliennes doivent être soumises à une vitesse de vent minimale pour pouvoir fonctionner.

En Belgique, la vitesse moyenne du vent est de 6 à 7 m/s au littoral contre 2 à 4 m/s en haute Belgique. Les maximas peuvent atteindre 35 m/s au littoral et de 23 à 30 m/s à l'intérieur du pays. Cette réduction de vitesse du vent dans le pays est due aux ralentissements et frottement avec le sol et divers obstacles. Il convient de préciser que les éoliennes ont besoin d'un vent minimum de l'ordre de 3m/s pour fonctionner. Parallèlement, lorsque la vitesse du vent est trop élevée, qu'elle atteint 25m/s, l'éolienne s'arrête. En effet, exposer l'éolienne à des vents trop importants pourrait endommager le mécanisme compte tenu des technologies actuellement mises en place.

Un autre concept clé dans l'étude de la rentabilité des éoliennes est le taux de charge. Celui-ci est défini comme étant le rapport entre l'énergie effectivement fournie par une éolienne à l'énergie qui pourrait être produite dans des conditions optimales. C'est-à-dire si l'éolienne tournait à plein régime et cela sans arrêt.

En Belgique, ce taux de charge se situe entre 23 et 26.4 % pour le parc éolien terrestre contre 38.8 à 41 % pour le parc éolien offshore sur base des données récoltées entre 2012 et 2015. (Annexe I)

En 2016 jusqu'en octobre, ce taux moyen est de 29.3% globalement (24.2 pour l'onshore et 40.7 pour l'offshore). Cependant il faut être attentif à ne pas confondre le temps de fonctionnement de l'éolienne et le taux de charge. Ce sont deux notions différentes. En effet, une éolienne qui a un taux de charge de 25 % n'équivaut pas à une éolienne qui tourne seulement 25% du temps. Une éolienne qui offre un taux de charge de 25% peut tourner 75 % du temps mais cela dans des conditions qui ne sont pas optimales au niveau de la vitesse du vent.

Nous pouvons également remarquer qu'il existe des mois généralement plus venteux que d'autres sur base de l'année 2016. En effet, la production éolienne est souvent supérieure durant les mois d'octobre à février alors qu'à l'inverse, cette production est plus faible en été.

Si l'on compare les données obtenues avec celles de 2014, on remarque que cette relation tend à se confirmer. Il est dès lors intéressant de se poser la question de l'intermittence des éoliennes. À la vue des constatations énoncées ci-dessus, il faudrait trouver une solution qui permettrait de pallier cette baisse du taux de charge périodique en se tournant vers d'autres sources d'énergies renouvelables.

Grâce à ce taux de charge, nous pouvons produire une estimation de la production d'une éolienne. Si nous prenons l'exemple d'une éolienne de 2 MW, nous pouvons estimer sa durée de fonctionnement avec l'hypothèse d'un taux de charge de 23%, qui est la moyenne minimum enregistrée sur la période 2012-2015, comme étant de 2014,8 heures. Le calcul étant le suivant :

Une année comporte 365 jours donc 8760 heures. Avec un taux de charge de 23%, nous obtenons 2014.8 heures de production. Cependant si nous prenons l'hypothèse plus favorable du taux de charge de 26.4 %, en effectuant le même calcul, nous obtenons 2312,64 heures

D'où le fait qu'une éolienne de 2 MW a une durée de fonctionnement à puissance nominale moyenne communément admise de 2200 heures.

Le coût d'une éolienne est également un concept clé intervenant dans le calcul de la rentabilité de ces installations. Ce coût peut être subdivisé en plusieurs sections. Le coût d'investissement qui comprend les matériaux, les études, le raccordement, des provisions pour démantèlement ainsi que des coûts financiers, le coût d'exploitation et de maintenance et le coût de production.

Enfin, la rentabilité d'un projet éolien peut être calculée grâce au prix de revient de l'installation et au prix de vente du kWh. Le prix de vente du kWh peut être trouvé grâce aux données historiques. Le calcul du prix de revient est quant à lui le rapport entre les coûts et la quantité d'électricité produite par l'éolienne.

Nous utiliserons cependant une méthode de calcul basée sur la valeur actuelle nette et le taux interne de rentabilité pour calculer les aspects financiers de cette filière éolienne.

L'éolien en Belgique

En Belgique, fin 2016, le parc éolien belge se compose de 182 éoliennes offshores et de 756 éoliennes terrestres. Ce parc atteint une puissance d'environ 2.400 MW. En 2008, la puissance installée en Belgique était d'environ 550 MW. Nous avons donc pu assister à une augmentation annuelle d'environ 230 MW.

En Wallonie, le parc éolien se compose uniquement d'éoliennes terrestres et représente une puissance de 750 MW.

En 2015, 5.3 TWh ont été produits via le parc éolien belge, ce qui équivaut à la consommation de 1.500.000 logements belges. En 2016, cette production a été légèrement en recul pour atteindre la valeur de 5.2 TWh. Cette baisse de la production s'explique par le fait que l'année 2016 a été moins venteuse que 2015. Ce n'est que grâce aux nouvelles installations que la différence entre les productions de 2015 et 2016 a pu être réduite.

La rentabilité de l'éolien en Belgique

Dans le cadre de ce mémoire, nous allons tenter de calculer la rentabilité de plusieurs installations éoliennes. Nous allons étudier les paramètres financiers de deux types d'éolienne. La première est de petite capacité, 100 kW et la seconde de grande capacité, 3 MW.

Méthodologie

Nous allons tout d'abord commencer par estimer les flux de revenus générés par les installations éoliennes de différentes capacités en prenant en compte des hypothèses normales de production et ce pour des installations de 100 kW et de 3 MW. Nous allons comparer ces flux de revenus avec les différents coûts liés à l'investissement initial ainsi que les autres coûts survenant durant l'exploitation de l'installation. Le calcul de ces hypothèses normales inclura également différents paramètres pour donner une image aussi fidèle que possible de la réalité. (Annexe III – IV)

Nous présenterons enfin les résultats des différents calculs effectués dont le taux interne de rentabilité (TIR) et la valeur actuelle nette (VAN) que nous calculerons selon la formule suivante :

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+ta)^t} \right] - I_0$$

CF = Total des flux entrants et sortants

ta = Taux d'actualisation

I = Investissement initial

L'un des avantages de la méthode développée est qu'elle permet de comparer les différents projets entre eux et elle permet de déterminer quel projet est le plus rentable en se référant au TIR et à la VAN.

Paramètres

Nous allons commencer par évaluer la production. En ce qui concerne l'éolien de grande capacité, nous avons déjà abordé la notion de taux de charge et trouvé qu'une éolienne de grande taille fonctionnait environ 2.200 heures par an. De plus une éolienne est prévue pour fonctionner 20 à 25 ans. Nous prendrons 20 ans comme référence. Pour le petit éolien, nous allons nous référer aux données de production fournies par le cluster tweed (2014) qui évalue ce nombre d'heure à 1.300. Les productions annuelles sont donc de respectivement 130 MWh pour le petit éolien et 6.600 MWh pour le grand éolien.

En ce qui concerne le montant à investir, nous nous reportons également aux montants évalués lors de cette étude qui sont de 300.000 € pour une éolienne de petite taille et de 4.200.000 € pour une éolienne de 3 MW. Les coûts d'entretiens sont évalués à 30€/MWh pour le petit éolien et à 20€/MWh pour le grand éolien.

Au niveau des revenus, nous pouvons compter sur l'octroi de certificats verts pour une durée de 15 ans. Nous valoriserons ces certificats verts à 65 euro par certificat vert qui est le taux minimal garanti par la région wallonne. Le taux d'octroi des certificats verts, quant à lui, dépend en général de la puissance de l'installation. Cependant pour l'éolien, ce taux nous est fourni par la CWaPE et vaut 1.

ID	Filières	Classes de puissance ¹ [kWc]	kEco
2	Eolien]0 - 100]	1,00
]100 - 1.000]	1,00
]1.000 - [1,00

Source : CWaPE

Cependant ce taux peut être majoré de 50% pour les installations éoliennes de moins de 100 kW dans le cas où celles-ci ne généreraient pas une rentabilité supérieure à 7 % conformément à l'article AGW-PEV article 15 sexies.

La deuxième source de revenu provient de la revente de l'électricité ou de l'autoconsommation dans le cas d'une petite éolienne. Les valeurs moyennes de l'électricité injectée sur le réseau sont basées sur les prix forward obtenu sur le marché ICE-ENDEX, du second semestre 2016 pour les installations réservées entre le 01/07/2017 et le 31/12/2017. Le prix moyen de l'électricité injectée sur le réseau est donc de 33,67 € par MWh.

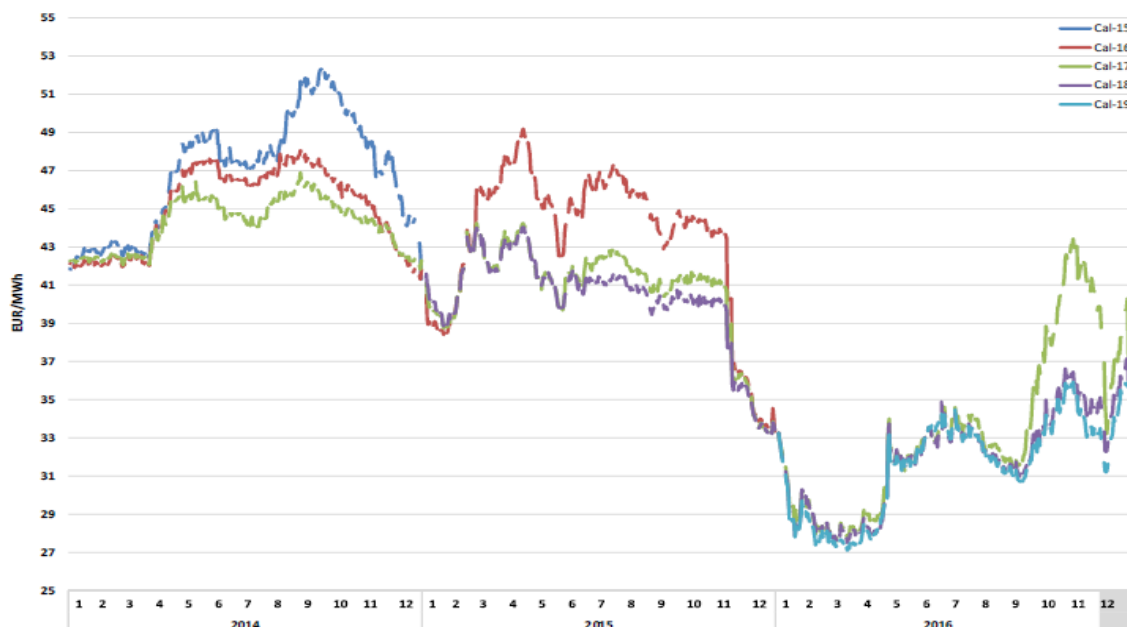


Figure 3 : Evolution des prix forward sur le marché ICE-ENDEX (EUR/MWh)

Source : Communication CD-17c29-CWaPE-0014 de la CWaPE p.7

En ce qui concerne le prix de l'électricité consommée, nous prendrons comme référence le prix calculé par la CWaPE qui nous donne un prix de 130 € par MWh. (Communication CD-17c29-CWaPE-0014)

Nous allons ainsi calculer différents scénarii d'autoconsommation pour le petit éolien de façon à en calculer la rentabilité.

Il existe également une prime à l'investissement pour l'éolien de petite et de moyenne capacité qui nous est donnée par la publication du Moniteur Belge du 07.08.2013 à l'article 49263. Nous ne prendrons pas en compte l'effet de cette prime dans nos calculs.

Filières renouvelables et cogénération	Surcoûts	Taux nets selon la taille de l'entreprise			
		Petite et moyenne entreprise	Grande entreprise hors zone de développement	Grande entreprise en zone de développement hors Hainaut	Grande entreprise en Hainaut
Eolien :					
≤ 100 kW	40 %	20 %	8 %	10 %	12 %
> 100 - 1000 kW	40 %	20 %	8 %	10 %	12 %

Source : Moniteur Belge

En ce qui concerne le taux d'actualisation, nous allons nous référer au coût du capital (WACC) établi dans une étude du cluster tweed (2014). Ce taux est de 8% pour l'éolien onshore et est constitué par des fonds propres à hauteur de 20 % et par des dettes pour 80%.

Filière	Rendement exigé (FP)	Taux d'emprunt	Part de fonds propres	Part d'emprunt	WACC
Hydraulique	16%	6%	20%	80%	8,0%
Eolien onshore < 1 MW	16%	6%	20%	80%	8,0%
Eolien onshore > 1 MW	16%	6%	20%	80%	8,0%
Eolien offshore	16%	6%	30%	70%	9,0%
Photovoltaïque petit	15%	5%	20%	80%	7,0%
Photovoltaïque grand	15%	5%	20%	80%	7,0%

Source : Cluster Tweed 2014

Nous allons également utiliser un taux d'indexation du prix de l'électricité de 2% comme le fait la CWaPE ainsi qu'un taux d'inflation de 2% qui est proche de la moyenne annuelle établie en Belgique sur les dernières années et calculée par le SPF économie.

Résultats pour le petit éolien

Dans un premier temps nous allons calculer les résultats sans majorer le taux d'octroi des certificats verts et considérer que nous obtenons des certificats pour une durée de 10 ans au lieu de 15.

En ce qui concerne le petit éolien, nous remarquons que le taux interne de rentabilité est négatif et vaut -15,79% dans le cas où l'entièreté de la production est revendue sur le réseau. De plus, si nous retirons l'aide octroyée via les certificats verts, nous obtenons un taux interne de rentabilité encore plus faible et qui chute sous les -25%.

En portant la part d'autoconsommation à 70%, nous obtenons des résultats un peu plus attractifs. En effet, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 0,10% dans le cas où nous disposons de certificats verts. Si nous retirons la source de revenu des certificats verts, ce n'est qu'en portant la part d'autoconsommation à 97% que nous obtenons un taux interne de rentabilité positif qui s'élève à 0,01%.

Dans le cas où la part d'autoconsommation s'élève à 100%, et que nous disposons de certificats verts, le taux interne de rentabilité est de 2,92%. Si nous enlevons le poids des certificats verts, ce taux passe à 0,28%.

Dans le meilleur des cas, à savoir lorsque nous disposons de certificats verts et que nous consommons l'entièreté de notre production, nous obtenons une valeur actuelle nette négative de -98.659,91€. Sous l'hypothèse où nous revendons entièrement notre consommation et que nous ne disposons pas de certificats verts, nous obtenons une valeur actuelle nette de -297.535,22 €. Ce type d'investissement pourrait donc amener l'investisseur à réaliser une perte au vu des résultats obtenus. Cependant, cette valeur actuelle nette négative est également en partie due au taux élevé de rentabilité exigé par les investisseurs. En effet, si nous décidions de porter le taux d'actualisation en dessous du taux interne de rentabilité, nous obtiendrions une valeur actuelle nette positive.

Si maintenant nous prenons en compte l'octroi de certificats verts pour une durée de 15 ans, nous obtenons des résultats plus attractifs. En effet, dans le cas où l'autoconsommation est portée à 100%, le taux interne de rentabilité vaut 3,96%. Si l'autoconsommation est de 70% ce taux interne de rentabilité passe à 1,44%.

Nous pouvons remarquer que le taux interne de rentabilité de chaque projet est inférieur au 7% mentionnés à l'article AGW-PEV article 15 sexies. De ce fait, le petit éolien va pouvoir bénéficier d'un taux d'octroi de certificat vert majoré de 50%.

Sous cette hypothèse, si nous revendons entièrement la production sur le réseau et que nous disposons de certificats verts pour une durée de 10 ans, nous obtenons un taux interne de rentabilité de -11,93%.

Si nous portons le taux d'autoconsommation à 50%, ce taux interne de rentabilité passe à -0,62% et dans le cas où la part autoconsommée est de 100%, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 4,32% et une valeur actuelle nette de -70.309,81€.

Dans le cas où les certificats verts sont octroyés pour 15 ans, nous obtenons un taux interne de rentabilité positif à partir du moment où l'autoconsommation vaut 35%. Pour un niveau d'autoconsommation de 100%, ce taux interne de rentabilité passe à 5,74%

Résultats pour le grand éolien

Dans le cas du grand éolien, nous obtenons des résultats bien plus attractifs que dans le cas du petit éolien. Ceci est notamment dû à une meilleure production ainsi qu'à des coûts d'investissements proportionnellement moins élevés. Avec l'aide des certificats verts octroyés pour une durée de 10 ans, le taux interne de rentabilité de ce type de projet est de 6,68% et la valeur actuelle nette vaut -297.065,69 € €. Si nous supprimons cette aide, ce taux passe à -5,26% et la valeur actuelle nette du projet s'élève à -3.175.690,61 € €. Si cette aide est octroyée pour 15 ans, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 9,77%

Conclusion

Nous pouvons remarquer que pour chacun des cas étudiés, au niveau du petit éolien, le taux interne de rentabilité ne dépasse pas le taux exigé par les investisseurs, à savoir 8%. Nous aurions pu remettre cette hypothèse d'un WACC de 8% en question et admettre un taux d'actualisation moins élevé qui aurait influencé la valeur actuelle nette des différents projets.

Parfois, nous remarquons que le taux interne de rentabilité est même négatif dans le cas où les aides sont supprimées ou quand la part d'autoconsommation n'est pas assez élevée.

Ce n'est qu'en consommant soi-même la production que ce type d'investissement devient plus intéressant.

En ce qui concerne le grand éolien, nous pouvons remarquer que les aides jouent un rôle crucial dans la rentabilité de ce projet. En effet, si nous supprimons les aides, le taux interne de rentabilité chute et se retrouve en dessous du taux de rendement exigé par les investisseurs.

Les deux types de projets peuvent donc s'avérer rentables sous certaines conditions mais avoir des difficultés à attirer des investisseurs étant donné leur faible taux interne de rentabilité. Les certificats verts pèsent toujours un poids important dans la rentabilité de ces deux types de projets. Ce n'est qu'en auto consommant la plupart de leur production que les projets de petites tailles peuvent devenir rentables.

L'investisseur typique préférera donc se diriger vers un autre type de projet qui lui offrira un meilleur rendement même si celui-ci est rentable. En effet, un investisseur qui ne se préoccupe que de son portefeuille, va tenter de maximiser ses gains en tenant compte de ressources financières limitées. Cependant, si nous admettons que les investisseurs ciblés par ce type d'investissement les réalisent pour défendre des valeurs, nous pourrions admettre qu'ils investissent dans ce type de projet.

La rentabilité de la filière éolienne serait largement améliorée par une réduction des coûts d'investissement et opérationnels combinée avec une augmentation du prix de l'électricité. Il s'agit de deux hypothèses réalistes.

La filière photovoltaïque

Introduction de la source d'énergie

Un autre secteur en développement en Belgique et en Wallonie est le secteur du photovoltaïque. L'énergie solaire photovoltaïque est une technologie qui transforme le rayonnement lumineux en électricité. On parle plus couramment de panneaux solaires. Il existe également des panneaux solaires thermiques qui eux, convertissent la lumière en chaleur.

Dans le cas des panneaux solaires thermiques, les rayons du soleil passent au travers d'une plaque en verre et sont absorbés par une plaque de métal recouverte de chrome. Une sorte d'effet de serre va se créer entre cette plaque de verre et celle de métal et va donc améliorer le rendement du transfert thermique. Via conduction, cette énergie thermique est transférée à un circuit d'eau qui va se réchauffer et être acheminée, la plupart du temps, vers un ballon d'eau chaude, soit via la gravité, soit à l'aide d'une pompe.

Les panneaux solaires photovoltaïques, quant à eux, sont un assemblage de cellules photovoltaïques dont le fonctionnement est assez complexe. La transformation de la lumière en électricité se fait via une différence de potentiel électrique qui est générée lorsqu'un photon de la lumière arrive en contact avec les cellules photovoltaïques.

Dans ce mémoire, nous traiterons des panneaux photovoltaïques. Pour calculer la rentabilité des panneaux solaires, nous allons avoir besoin de définir les facteurs clés qui font varier les rendements des panneaux solaires.

Concepts clé

Tout d'abord il convient de parler de la puissance d'un panneau solaire. Cette puissance, dans le cas d'un panneau solaire photovoltaïque, est exprimée en watt-crête. Un panneau solaire de 1 kWc produit une puissance de 1 kW dans des conditions optimales. Sur une heure, un tel panneau produira donc 1 kWh. Cependant, il faut bien imaginer que les panneaux installés n'évoluent pas dans des conditions optimales et il existe donc des facteurs

qui vont déterminer la puissance réelle. La production moyenne généralement admise en Belgique pour une installation de 1kWc est de 900 kWh par an.

Nous pouvons distinguer plusieurs types de facteurs, autres que la puissance, qui vont également influencer la production d'une installation photovoltaïque. Par exemple nous retrouvons, l'ensoleillement, la position des panneaux solaires, la température.

Dans les facteurs de positions, nous retrouvons :

- L'influence de l'angle d'incidence. L'angle d'incidence se définit comme étant l'angle formé par les rayons du Soleil et le plan du panneau. Le calcul du rendement est donné par $R = \sin B * 100$ ou R est le rendement et B l'angle d'incidence en °. Le rendement est donc maximal lorsque l'angle est de 90°. En effet $R = \sin 90^\circ * 100 = 100\%$. Pour un angle de 30°, le rendement sera de : $R = \sin 30^\circ * 100$ donc $R = 50\%$.
- L'angle d'inclinaison. Cet angle diffère du précédent car il s'agit de l'angle créé par le plan du sol et le plan du panneau. Cet angle a une influence sur la production d'énergie également. Cependant en fonction du jour de l'année, cette influence changera car la terre qui tourne autour du soleil est inclinée selon le plan de l'écliptique.
- L'influence de l'orientation. Il faut orienter le panneau vers les rayons du soleil, où le rayonnement est le plus intense de façon à maximiser les rendements.

Nous devons donc chercher la position optimale des panneaux solaire de façon à maximiser la production d'électricité.

En ce qui concerne l'ensoleillement, il s'agit de la quantité d'énergie reçue du soleil chaque jour. Celle-ci dépend de la région où sont installés les panneaux solaires. Cette énergie se calcule en Watt-heure par mètre carré par jour. Il est possible de trouver cette donnée via les sites météorologiques ou via les professionnels du secteur. Etant donné que l'ensoleillement dépend également de la saison, les données annoncées sont des moyennes annuelles.

En Belgique, le mois où l'ensoleillement est le moins important est celui de Décembre. Dans le but de construire des installations solaires qui permettent de générer assez d'électricité pour couvrir les besoins énergétiques durant toute l'année, il faudra se baser sur

ce mois de référence. En regard face à cette pratique, nous pouvons également calculer la production maximale en fonction du mois ou l'ensoleillement est le plus important.

Le dernier facteur influençant la production d'un panneau solaire est la température. En effet, plus la température est élevée, plus la perte d'énergie augmente. La puissance crête est calculée pour une température de 25°C. Si la température augmente fortement, la perte se chiffre entre 0.3 et 0.4% par degré. Cette température est celle du panneau solaire et non de l'air ambiant.

Le photovoltaïque en Belgique

En Belgique, fin 2016, selon les données de l'Apere, la puissance photovoltaïque installée a atteint 3423 MWc. Rien que pour l'année 2016, nous comptons 170 MWc installés dont 76 % proviennent des installations de petite capacité (<10 kWc). En 2011 plus de 1000 MWc avaient été installés. En 2016 le parc photovoltaïque belge a produit 2.9 TWh d'électricité solaire.

En Wallonie, fin 2016, 916 MWc sont installés. Cette puissance a permis de produire 748 GWh fin 2016. Le parc Wallon est composé de 84 % d'installations de petite capacité. Sur l'année 2016, 64 MWc ont été installés en Wallonie.

Aide à l'investissement.

Jusqu'au 20 octobre 2011, il existait une prime à l'installation de panneaux photovoltaïques qui rendait extrêmement attractive l'installation de ce type de panneaux. En 2011, vu le coût financier important de cette opération, un arrêté royal du gouvernement wallon a été introduit pour supprimer les aides au photovoltaïque. Malgré la suppression de ces aides à l'investissement, d'autres mécanismes d'aide sont toujours disponibles, il s'agit de la prime Quali watt pour les petites installations de moins de 10 kWc et des certificats verts.

Nous avons déjà abordé le régime des certificats verts qui n'est pas spécifique aux installations photovoltaïques ce pourquoi nous ne développerons que le régime Quali watt dans cette section.

Prime Quali watt

Ce mécanisme de soutien ne s'applique qu'aux installations solaires photovoltaïques de petite capacité, c'est-à-dire d'une puissance de moins de 10 kWc, et ce, pour les trois premiers kWc seulement. Cette prime est octroyée aux investissements mis en service depuis le 1^{er} mars 2014 pendant une durée de 5 ans.

En ce qui concerne la prime en elle-même, il existe des conditions d'octroi qui exigent que les installations soient neuves, prévues pour fonctionner au moins 5 ans et elles doivent répondre aux conditions du contrat type Quali watt.

Le montant de la prime est quant à lui fixé à l'avance par la CWaPE et est révisé tous les 6 mois. La CWaPE publie ces montants 3 mois à l'avance. Le but de ce mécanisme de soutien est d'obtenir un retour sur investissement dans les 8 ans pour une installation de 3kWc. Etant donné que les gestionnaires du réseau de distribution pratiquent des tarifs différents, le montant de la prime est calculé en conséquence. Au bout de 5 années, cette prime oscille généralement aux alentours de 2700 euros pour les installations de minimum 3kWc.

Pour les installations mises en service entre le 01/01/2017 et le 30/06/2017

	Montant de la prime par kWc	Plafond
AIEG	194,67 €/an	585 €/an
AIESH	172,61 €/an	518 €/an
GASELWEST (EANDIS)	174,01 €/an	523 €/an
ORES Namur	183,63 €/an	551 €/an
ORES Hainaut	187,61 €/an	563 €/an
ORES Est	164,37 €/an	494 €/an
ORES Luxembourg	174,58 €/an	524 €/an
ORES Verviers	164,82 €/an	495 €/an
PBE (INFRAX)	185,47 €/an	557 €/an
Régie d'électricité de Wavre	173,16 €/an	520 €/an
ORES Brabant	194,61 €/an	584 €/an
ORES Mouscron	202,30 €/an	607 €/an
RESA (TECTEO)	194,47 €/an	569 €/an

Source : CWaPE

Dans certaines communes, il existe également des primes communales à l'installation de photovoltaïque. Pour en savoir davantage sur ces primes, il faut donc s'adresser à l'administration communale sur le territoire de laquelle l'installation de panneaux photovoltaïques aura lieu.

La rentabilité du photovoltaïque

Pour calculer la rentabilité du photovoltaïque, nous avons besoin de déterminer les différentes variables intervenantes dans ce calcul.

La première variable à prendre en compte est le coût d'investissement de l'installation photovoltaïque. Ce coût est souvent connu pour être le facteur de réticence à l'installation de panneaux photovoltaïques car il reste élevé malgré une diminution durant ces dernières années. Ce coût peut être subdivisé en plusieurs éléments qui sont :

- Le coût des panneaux solaire
- Le coût du placement et de la pose
- Le coût de l'étude d'un professionnel
- L'onduleur : 1000 à 2000 euro et doit être remplacé au bout de 10 ans.
- Le prix du raccordement au réseau
- Les intérêts d'emprunt
- Les taxes
- Frais de maintenance

Ensuite, il faut calculer ce que va rapporter l'investissement. Ici, il y a lieu de prendre en compte :

- L'autoconsommation ou la revente : La partie que vous ne devrez plus acheter chez un fournisseur ou la surproduction que vous injectez sur le réseau. Prenons l'exemple d'une consommation de 3500 kWh qui correspond à ce que consomme en moyenne, un ménage wallon par an. Dans ce cas-ci, à un tarif de 0.20euro/kWh fixe, si la totalité de la consommation était couverte par l'autoconsommation, il en résulterait une économie de 700 euro par an. De même si vous produisez de l'électricité vous pouvez la revendre en partie ou

entièrement sur le réseau. Cette partie d'autoconsommation dépend de la production de l'installation ainsi que de la consommation du ménage.

- Les aides et primes : La prime QualiWatt, ou les certificats verts, offrent un rendement supplémentaire qui se calcule en fonction du nombre de kWc installé pour la prime QualiWatt ou en fonction de la production pour les certificats verts.

En ce qui concerne les petites installations, nous pouvons parler du mécanisme de compensation. Ce mécanisme consiste à pouvoir déduire de sa consommation l'électricité qui a été injectée sur le réseau par la source de production photovoltaïque. Il s'agit du principe du compteur qui tourne à l'envers. Cette déduction peut se faire même dans le cas où l'injection d'énergie dans le réseau est réalisée à un moment différent de la consommation. Ce mécanisme n'est applicable qu'aux petits producteurs qui produisent dans le but de consommer leur production et qui disposent d'une installation d'une puissance inférieure à 10 kWc.

Dans le cadre de ce travail, nous allons développer plus en détail la source d'énergie photovoltaïque du point de vue financier pour les petites installations et les grandes installations.

Rentabilité des petites installations < 10 kWc

Méthodologie

Nous allons tout d'abord commencer par estimer les flux de revenus générés par une installation photovoltaïque en prenant en compte des hypothèses normales de production et ce pour des installations de différentes capacités (1 kWc, 3 kWc, 5 kWc, 10 kWc). Nous allons comparer ces flux de revenus avec les différents coûts liés à l'investissement initial ainsi que les autres coûts survenant durant l'exploitation de l'installation. Le calcul de ces hypothèses normales inclura également différents paramètres pour donner une image aussi fidèle que possible de la réalité. (Annexe V- VIII)

Ensuite nous ferons varier les différents paramètres développés de façon à calculer la sensibilité du rendement de l'installation photovoltaïque par rapport à ces différents paramètres.

Nous présenterons enfin les résultats des différents calculs effectués dont le taux interne de rentabilité (TIR) et la valeur actuelle nette (VAN) que nous calculerons selon la formule suivante :

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+ta)^t} \right] - I_0$$

CF = Total des flux entrants et sortants

ta = Taux d'actualisation

I = Investissement initial

L'un des avantages de la méthode développée est qu'elle permet de comparer les différents projets entre eux et elle permet de déterminer quel projet est le plus rentable en se référant au TIR et à la VAN.

Les différents facteurs intervenant dans le calcul de la rentabilité :

La production

Tout d'abord, nous allons développer le facteur de la production. Pour ce faire, nous allons baser nos calculs sur des données réelles calculées par le facilitateur photovoltaïque. Les données récoltées proviennent de la province de Namur, pour des panneaux photovoltaïques installés plein sud avec un angle de 35°. 1 kWc installé produira mensuellement les quantités suivantes de kWh :

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
23	48	66	93	110	102	115	103	78	57	33	18

Annuellement, nous avons donc une production moyenne de 846 kWh. Cette moyenne est, en effet, très proche de la moyenne généralement admise de 850-900 kWh par kWc.

Il peut être intéressant de comparer ces données avec celles d'une autre source. Nous avons choisi, cette fois-ci, le site photovoltaïque info où la production en 2015 est donnée comme suit pour Liège :

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
20	40	70	120	120	140	120	120	80	50	20	20

Ici, annuellement, nous avons une production de 920 kWh par kWc.

Il est également intéressant de remarquer que c'est en été que la production est la plus élevée et au contraire, c'est en hiver que les minimums sont atteints. Nous pouvons faire un lien avec l'énergie éolienne qui produit un constat inverse : c'est en été que les productions sont les plus faibles alors qu'en hiver les productions sont plus élevées.

Etant donné que nous avons pris les hypothèses optimales d'orientation pour la production, c'est-à-dire une orientation plein sud avec un angle de 35°, il convient de se poser la question d'une production dans des conditions moins avantageuses. Un travail préalable du facilitateur photovoltaïque a établi un coefficient de correction prenant en compte l'orientation et l'inclinaison des panneaux photovoltaïques.

Ce coefficient varie de 50% à 100% en fonction des combinaisons d'orientation et d'inclinaison. Ce coefficient est de 50% lorsque les panneaux sont orientés à l'est ou à l'ouest avec une inclinaison de 90°. Si nous prenons l'hypothèse d'un coefficient de 50%, la production annuelle d'un kWc chuterait à 425 kWh (460 kWh dans le cas d'une production de 920 kWh) toutes autres choses restant égales. Dans le cas d'un coefficient de 75%, nous obtiendrons une production de 637.5 kWh. (690 kWh dans le cas d'une production de 920 kWh)

Il serait donc intéressant de faire varier les différents paramètres de production pour calculer différents scénarios. Cependant, nous ne prendrons pas en compte un scénario de production particulièrement négatif car celui-ci engendrerait un non-sens économique et nous pensons qu'un investisseur va tenter de placer ses panneaux dans la meilleure position

possible. En effet, il paraît insensé de placer des panneaux dans une position non adéquate tel qu'avec une inclinaison de 90° et une orientation à l'est ou à l'ouest.

Les panneaux photovoltaïques ont une durée de vie communément admise de 20 ans. Cependant, nous pouvons également considérer une hypothèse où cette durée de vie serait plus importante et la porter à 25 voire 30 ans.

Le coût de l'installation

Sur le court terme, le coût des installations photovoltaïques a très fortement diminué. Lors de l'introduction sur le marché d'une installation moyenne photovoltaïque de 5 kWc, il fallait compter plus de 20.000 euro. Seulement quelques années plus tard, ce montant a été divisé par un facteur proche de 2 voire 3.

Pour trouver un coût moyen d'installation, nous avons procédé à l'analyse d'offres de différents fournisseurs. Pour une installation de 3 kWc, nous avons trouvé un prix moyen de 6000 euro.

Ce prix est principalement constitué par le coût des panneaux solaires qui compte pour environ 60% du total de l'installation. Le coût de ces panneaux va dépendre du type de panneaux. Il existe différents types de panneaux dont les puissances, dimensions et caractéristiques peuvent varier fortement. Pour illustrer cette différence, nous prendrons simplement l'exemple de deux offres.

La première vient du fournisseur allemand IBC Solar qui propose des panneaux de 100Wc et de 150Wc. Le premier coûte 136 euro et le second 196 euro.

Pour le fournisseur français Solaris, nous pouvons trouver un panneau de 210 Wc pour un coût de 367 euro.

Pour une installation de 3kWc nous avons donc des coûts en panneaux solaires de respectivement 4080 euro, 3920 euro et 5138 euro.

En ce qui concerne l'onduleur, celui-ci représente également un coût important dans l'acquisition d'un système photovoltaïque. Un onduleur coûte en moyenne 1500 euro. Le prix de l'onduleur varie également en fonction de la puissance à convertir. Un onduleur pour une

installation de 5 kW peut s'acheter pour 1850 euro par exemple. Il est intéressant de rappeler que cette pièce est généralement remplacée après 10 ans d'utilisation.

Le reste du prix sert à couvrir la main d'œuvre principalement, le raccordement et la structure.

La fourchette des coûts est donc assez large. Cependant, il est intéressant de noter que plus l'installation est grande, moins le coût par kWc est élevé car il est possible de réaliser des économies d'échelle notamment pour les grandes entreprises. Le choix du prestataire de service influe fortement le montant du prix. Ce prix est une variable cruciale dans la détermination de la rentabilité des installations photovoltaïques. Dans le cadre de ce TFE, nous allons analyser la sensibilité du taux interne de rentabilité par rapport au prix.

Taxe d'injection sur le réseau

Dès 2019, le régulateur Wallon de l'énergie propose de mettre en place une taxe pour les propriétaires de panneaux photovoltaïques. Cette taxe pourrait prendre la forme d'une redevance. Les montants ne nous étant pas encore communiqués, nous allons prendre l'hypothèse d'une taxe de 60 € par kWc installé. La justification de cette taxe viendrait du respect d'un principe d'équité. En effet chaque utilisateur devra contribuer de manière équitable aux frais raliés à l'utilisation du réseau. Les propriétaires d'installations photovoltaïques utilisent le réseau de manière plus intense que ceux qui n'en disposent pas. En effet, les propriétaires utilisent le réseau à la fois pour consommer de l'électricité mais également pour injecter leur surplus de production qu'ils ne consommeraient pas.

Il est intéressant d'explorer un peu plus en profondeur cette taxe. Il faudra déterminer si cette taxe est établie en fonction du nombre de kWc installés, comme en Flandre, ou en fonction de l'énergie effectivement injectée sur le réseau.

Dans le premier cas, la taxe ne prendrait pas en compte la production de l'installation photovoltaïque et chacun paierait le même forfait sans prendre en compte l'utilisation réelle du réseau.

Dans le cas où cette taxe se ferait sur base de l'énergie effectivement injectée sur le réseau, nous pouvons tenter d'anticiper le comportement des utilisateurs. Les nouveaux

utilisateurs qui veulent installer des panneaux photovoltaïques vont tenter d'injecter un minimum d'électricité sur le réseau de façon à réduire leur taxe. Ils vont dès lors installer moins de panneaux photovoltaïques ou tout simplement consommer plus lorsque leur production est plus élevée de façon à ne pas injecter leur surplus sur le réseau. Cette taxe pourrait donc avoir un effet assez pervers et être en contradiction avec les objectifs européens pour lesquelles la Wallonie s'est engagée.

Dans ce mémoire, nous allons prendre en compte l'effet d'une taxe en fonction de la puissance de l'installation.

Différents paramètres

Parmi les différents paramètres que nous allons prendre en compte nous allons prendre les hypothèses suivantes :

Nous allons prendre en compte un taux d'inflation de 2% qui est proche de la moyenne annuelle établie en Belgique sur les dernières années et calculée par le SPF économie.

Nous allons également considérer un coefficient d'indexation de 2% pour le prix de l'électricité tel que le fait la CWaPE.

Le prix de l'électricité photovoltaïque que nous allons prendre en compte est le prix moyen pour un client résidentiel avec compteur mono-horaire calculé par la Commission de Régulation de l'électricité et du gaz (CREG) et qui est de 0.2468 € par kWh pour avril 2017.

Nous allons évaluer une perte de rendement annuelle de 0.5% sur la production de l'installation qui est la perte estimée par la CWaPE.

Nous allons également considérer des frais d'entretien annuel de 1% du coût de l'investissement.

Le montant de la prime Quali watt que nous allons prendre en compte est de 173 € annuel par kWc qui correspond au montant de la prime pour le gestionnaire de réseau de distribution AIESH.

En ce qui concerne le taux d'actualisation, nous allons nous référer au coût du capital (WACC) établi dans une étude du cluster tweed (2014). Ce taux est de 7% pour le photovoltaïque et est constitué par des fonds propres à hauteur de 20 % et par des dettes pour 80%.

Filière	Rendement exigé (FP)	Taux d'emprunt	Part de fonds propres	Part d'emprunt	WACC
Hydraulique	16%	6%	20%	80%	8,0%
Eolien onshore < 1 MW	16%	6%	20%	80%	8,0%
Eolien onshore > 1 MW	16%	6%	20%	80%	8,0%
Eolien offshore	16%	6%	30%	70%	9,0%
Photovoltaïque petit	15%	5%	20%	80%	7,0%
Photovoltaïque grand	15%	5%	20%	80%	7,0%

Source : Cluster Tweed 2014

Résultats

Installation de 1 kWc

Pour ce qui est des très petites installations, nous avons pris l'hypothèse d'une acquisition d'un onduleur pour une valeur de 1.000 €. Le prix de cette pièce dans ce type d'installation va en influencer très fortement rentabilité car il sera réparti sur peu de kWc. Il est utile de rappeler que nous disposons de la prime Quali watt pour le kWc installé car celle-ci va également influencer fortement la rentabilité du projet.

En prenant en compte les hypothèses dites normales pour ce type de montage, nous arrivons à un taux interne de rentabilité de 12.72% et à une valeur actuelle nette de 761,30€.

Ce type de projet est donc rentable et offre un rendement intéressant.

Installation de 3 kWc

Dans le cas d'une installation de 3 kWc, nous disposons toujours de la prime Quali watt, et ce, pour chacun des kWc installés. Il s'agit donc d'un type de montage pour

lequel il est utile de calculer la rentabilité étant donné que pour les installations de plus grandes capacités, les kWc suivants installés ne bénéficieront pas de la prime Quali watt.

En appliquant notre méthodologie, pour les hypothèses normales développées plus haut, nous obtenons une valeur actuelle nette de 3.046,43€ et un TIR de 14.19%.

Il s'agit d'une installation qui offre une plus grande rentabilité que dans le cas d'une installation de 1 kWc. En effet, la valeur actuelle nette ainsi que le TIR de ce projet sont plus élevés que ceux d'une installation de 1 kWc.

Cette différence peut s'expliquer par le prix de l'onduleur que nous n'avons pas pris comme évoluant de manière proportionnelle au nombre de kWc. Le coût de l'onduleur dans ce cas-ci est de 1.500 €. Il est donc mieux réparti sur les 3 kWc. En effet, le coût de l'onduleur par kWc est ici de 500 € alors que dans le cas d'une installation de 1 kWc, ce coût est de 1.000€ par kWc. Si nous avons pris le même prix par kWc, nous trouverions presque les mêmes rendements en terme de TIR.

Installation de 5 kWc

Dans le cas de ce type de montage, nous disposerons de la prime Quali watt seulement pour les 3 premiers kWc installés et non pour les 2 suivants. De ce fait, la rentabilité de ce type de montage va être différente des projets de 1 kWc et 3 kWc.

En effet, nous constatons que le TIR est de 12,14% et la valeur actuelle nette de 3.912,90 €.

Ce projet offre donc un rendement en terme de taux interne de rentabilité moins intéressant que dans le cas d'une installation de 1 kWc ou de 3 kWc. Cependant, la valeur actuelle nette d'un projet de 5kWc est supérieure à celle des projets de 1kWc et de 3 kWc. Economiquement il est recommandé de baser sa réflexion sur la VAN et non sur le TIR même s'il faut être attentif à celui-ci.

Installation de 10 kWc

Ce type de montage offre la puissance maximum autorisée pour pouvoir bénéficier de la prime Quali watt pour les 3 premiers kWc installés.

Ce projet nous offre un TIR de 10,99% et une valeur actuelle nette de 6.460,32€.

Il s'agit donc du projet qui offre le TIR le moins élevé mais dont la valeur actuelle nette est la plus importante parmi les installations de 1 kWc, 3 kWc, 5 kWc et 10 kWc.

Tableau récapitulatif

Puissance	TRI	VAN
1 kWc	12,72 %	761,30 €
3 kWc	14,19 %	3.046,43 €
5 kWc	12,14 %	3.912,90 €
10 kWc	10,99 %	6.460,32 €

Discussions

A première vue, chacun des différents projets présentés est rentable. Certains offrent un taux interne de rentabilité plus attractif comme dans le cas du projet de 3 kWc alors que d'autres offrent une valeur actuelle nette plus élevée ce qui est le cas du projet de 10 kWc. Nous pouvons expliquer ces résultats par le fait que la prime Quali watt va augmenter nettement la rentabilité du projet. C'est pourquoi les projets pour lesquels la prime est octroyée pour chaque kWc installé offrent un meilleur rendement. Le projet de 1 kWc offre un taux de rendement interne inférieur au projet de 3 kWc car le prix de l'onduleur pèse plus lourd dans la rentabilité du projet de 1 kWc étant donné que nous n'avons pas fait l'hypothèse d'un prix linéaire en fonction du nombre de kWc pour cette pièce.

Il est utile de préciser que nous avons fait l'hypothèse d'une prime Quali watt égale pour chaque projet. Cependant, cette prime pourrait être différente étant donné qu'elle est sujette à une révision par la CWaPE et par conséquent la rentabilité du projet en question en serait modifiée.

Comme mentionné précédemment il peut être intéressant de faire varier certains paramètres de façon à calculer la sensibilité du rendement des installations aux différents paramètres.

Variation de la durée de vie

Les installations actuelles en Belgique sont pour la plupart en place depuis une dizaine d'années voire moins. Nous ne disposons donc pas encore de suffisamment de données empiriques sur le territoire belge pour fixer précisément la durée de vie de ces panneaux. Les installations photovoltaïques sont normalement prévues pour fonctionner de 20 à 25 ans. Jusqu'à présent, nous avons basé nos calculs sur des durées de vie de 20 ans. Cependant, nous pouvons imaginer que ces installations pourraient avoir une durée de vie supérieure allant de 25 à 30 ans. Nous allons donc calculer ces différents scénarii et en présenter les différentes conclusions.

Résultats

Si nous faisons varier les paramètres, la rentabilité d'un projet de 1 kWc va elle aussi changer. En effet, en supposant que l'installation ait une durée de vie supérieure passant de 20 à 25 ans, à facteurs inchangés, la valeur actuelle nette du projet sera de 1.076,74 € et le TIR de 13,6%. Dans le cas où la durée de vie de ce projet passe à 30 ans, nous obtenons un taux de rentabilité interne du projet de 13,9% et une valeur actuelle nette de 1.318,59 €.

En ce qui concerne les installations de 3 kWc, si nous faisons varier la durée de vie du projet et que nous la passons à 25 ans nous obtenons une valeur actuelle nette de 3.992,76 € et un taux interne de rentabilité de 14,87%. Dans le cas où la durée de vie du projet est de 30 ans, nous obtenons une valeur actuelle nette de 4.718,30 € et un taux interne de rentabilité de 15,17%.

Si nous faisons varier la durée de vie d'un projet de 5kWc, dans ce cas-ci, pour une durée de vie de 25 ans nous obtenons un taux de rentabilité interne et une valeur actuelle nette de respectivement 12,98% et de 5.490,10 €. Si la durée de vie du projet passe à 30 ans, nous obtenons des résultats sensiblement pareils. En effet le taux interne de rentabilité est de 13,38% et la valeur actuelle nette de 6.669,34 €.

Pour un projet de 10 kWc dont la durée de vie est de 25 ans, nous obtenons une valeur actuelle nette de 9.614,72€ et un taux interne de rentabilité de 11,91%. Si cette durée de vie passe à 30 ans, pour le même projet, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 12,37% et une valeur actuelle nette de 12.033,2€.

Tableau récapitulatif

Puissance	TRI 25 ans	VAN 25 ans	TRI 30 ans	VAN 30 ans
1 kWc	13,6 %	1.076,74 €	13,9 %	1.318,59 €
3 kWc	14,87 %	3.992,76 €	15,17 %	4.718,30 €
5 kWc	12,98 %	5.490,10 €	13,38 %	6.669,34 €
10 kWc	11,91 %	9.614,72 €	12,37 %	12.033,20 €

Discussion

Pour l'ensemble des projets étudiés, nous pouvons remarquer qu'une augmentation de la durée de vie améliore la rentabilité de chaque projet. Ceci vient du fait que les années supplémentaires apportent chacune un revenu complémentaire au projet. Cependant il est intéressant de remarquer que l'amélioration de la rentabilité d'un projet qui passe de 20 à 25 ans est supérieure à celle d'un projet qui passe de 25 à 30 an. Ceci est tout simplement dû au fait de la perte de rendement annuelle de production des installations photovoltaïques.

Suppression des aides

Nous avons souvent assisté, et ce dans plusieurs domaines, à la suppression des primes d'investissement. Nous allons donc étudier l'effet d'une suppression des aides au photovoltaïque, plus précisément de la prime Quali watt, sur la rentabilité des différents projets envisagés. Cette suppression de la prime Quali watt devrait avoir pour effet de réduire la rentabilité de chaque projet. Il sera intéressant de comparer les nouveaux taux internes de

rentabilité liés à la suppression de la prime, au coût moyen pondéré du capital de façon à anticiper le comportement d'un investisseur. En effet un investisseur, dans sa décision d'investissement, prendra en compte ce coût moyen pondéré du capital pour le comparer au taux interne de rentabilité d'un projet et investira si ce dernier est supérieur au coût moyen pondéré du capital.

Résultats

La suppression des aides au photovoltaïque va réduire considérablement la rentabilité d'un projet de 1 kWc. En effet, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 7,32% et une valeur actuelle nette de 51,69€.

Dans le cas d'un projet de 3 kWc, la rentabilité du projet va également être impactée par la suppression de la prime Quali watt. En effet, le taux interne de rentabilité pour ce type de projet est de 8,84% alors que la valeur actuelle nette est de 918,43 €.

Dans le cas d'un projet de 5 kWc où la prime Quali watt n'est plus attribuée, nous obtenons un taux de rentabilité interne de 9,13 % et une valeur actuelle nette de 1.784,90€.

Si nous supprimons la prime Quali watt dans le cadre d'un projet de 10 kWc, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 9,55% et une valeur actuelle nette de 4.332,31€.

Tableau récapitulatif

Puissance	TRI	VAN
1 kWc	7,32 %	51,69 €
3 kWc	8,84 %	918,43 €
5 kWc	9,13 %	1.784,90 €
10 kWc	9,55 %	4.332,31 €

Discussion

Nous pouvons remarquer que la rentabilité de chaque projet a été impactée de façon négative et ce sont les projets de petites tailles qui souffrent le plus d'une suppression de la prime Quali watt. Le projet de 1 kWc offre un taux interne de rentabilité tout juste supérieur au coût du capital de 7%. De plus ce projet n'offre une valeur actuelle nette que très faiblement positive. Si les coûts venaient à augmenter légèrement, ou la production à diminuer, ou encore si le prix de l'électricité venait à diminuer, alors ce projet ne serait plus assez rentable.

Le projet de 10 kWc offre quant à lui à la fois un taux interne de rentabilité élevé ainsi qu'une valeur actuelle nette positive. Ce projet est donc nettement plus intéressant d'un point de vue financier.

Introduction d'une taxe par kWc installé et suppression de la prime Quali watt

Le gouvernement Wallon propose de faire payer une taxe pour les installations de panneaux photovoltaïques. Cette taxe serait, à priori, basée sur la puissance de l'installation. Nous allons donc étudier l'effet d'une taxe sur la rentabilité des installations photovoltaïques de différentes capacités. Nous avons choisi le montant de cette taxe comme étant linéaire et ayant une valeur de 60 € annuel par kWc installé. Pour une installation de 5 kWc, cette taxe représenterait donc une charge annuelle de 300 €.

Résultats

Pour une installation de 1 kWc, avec une taxe annuelle de 60 €, le taux interne de rentabilité chute à 2,2 % et la valeur actuelle nette devient négative. Celle-ci vaut -687,23 €.

Dans le cas d'un projet de 3 kWc, la taxe annuelle se chiffre à 180 €. Cette taxe vient également réduire le taux interne de rentabilité qui passe à 4.2 % ainsi que la valeur actuelle nette du projet qui est de -1.299,18 €.

Pour une installation de 5 kWc, nous comptons une taxe annuelle de 300 €. Ce projet offre un taux interne de rentabilité de 4,5 % et une valeur actuelle nette de -1.911,12 €

Pour un projet de type 10 kWc, la taxe s'élève à 600 € par an. Le projet offre un taux interne de rentabilité de 5% et une valeur actuelle nette -3.059,72€.

Tableau récapitulatif

Puissance	TRI	VAN	Taxe
1 kWc	2,2 %	-687,23 €	60 €
3 kWc	4,2 %	-1.299,18€	180 €
5 kWc	4,5 %	-1.911,12€	300 €
10 kWc	5 %	-3.059,72€	600 €

Discussion

L'effet combiné d'une taxe tenant compte de la puissance installée avec la suppression de la prime Quali watt pour les installations photovoltaïques de petite capacité vient diminuer considérablement la rentabilité de chaque projet. Nous pouvons remarquer que le taux interne de rentabilité des projets varie entre 2,2% et 5%. Nous retrouvons cette valeur minimale de 2,2 % dû au fait que dans le projet de 1 kWc, le prix de l'onduleur est élevé proportionnellement au nombre de kWc installés. Si nous avons pris l'hypothèse d'un prix constant par kWc pour cette pièce, nous retrouverions un taux interne de rentabilité plus proche de 4%.

Il est intéressant de remarquer que la valeur actuelle nette de chaque projet est négative. Cette valeur actuelle nette est négative car nous avons pris comme référence le taux de coût moyen pondéré du capital calculé par le cluster tweed. Ce WACC vaut 7 %. Un investisseur va comparer le taux du WACC et celui du taux interne de rentabilité dans sa décision d'investissement. Seulement en comparant ces deux variables, nous pouvons conclure qu'un investisseur qui ne se soucie que de son portefeuille, ne prendra pas la décision d'investir dans ces projets car l'investisseur s'attend à un meilleur rendement.

Les différents projets restent donc rentables avec une taxe de 60 € par kWc installés. Cependant, pour attirer des investisseurs d'un point de vue financier seulement, la rentabilité de ces projets n'est pas assez élevée.

Sensibilité du TRI à une variation du prix de l'électricité et des coûts

Nous allons maintenant analyser l'effet d'une variation des prix de l'électricité combinée avec la variation des coûts d'investissement d'une installation photovoltaïque. Cette analyse nous semble pertinente étant donné que le prix de l'électricité fluctue au cours du temps et que le prix des installations photovoltaïques est à la baisse depuis son entrée sur le marché. Nous présenterons les résultats seulement pour des installations de 5 kWc et 10 kWc ne disposant pas de prime Qualiwatt et taxées annuellement.

Résultats

TRI 5 kWc		Variation des coûts						
		-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%
Prix de l'électricité	0.15	-0,17%	-1,68%	-2,93%	-3,99%	-4,93%	-5,76%	-6,51%
	0.20	6,56%	4,61%	3,04%	1,74%	0,62%	-0,35%	-1,21%
	0.25	11,90%	9,49%	7,60%	6,04%	4,74%	3,61%	2,62%
	0.30	16,63%	13,76%	11,52%	9,71%	8,20%	6,91%	5,79%
	0.35	21,05%	17,69%	15,09%	13,01%	11,30%	9,84%	8,59%

TRI 10 kWc		Variation des coûts						
		-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%
Prix de l'électricité	0.15	0,94%	-0,64%	-1,95%	-3,07%	-4,05%	-4,91%	-5,69%
	0.20	7,36%	5,36%	3,75%	2,42%	1,27%	0,27%	-0,61%
	0.25	12,52%	10,09%	8,17%	6,59%	5,26%	4,11%	3,11%
	0.30	17,14%	14,25%	11,99%	10,17%	8,64%	7,34%	6,20%
	0.35	21,46%	18,10%	15,50%	13,41%	11,68%	10,21%	8,95%

Nous pouvons remarquer que dans la plupart des options considérées ci-dessus, le taux interne de rentabilité est positif. Il est négatif dans les cas où le prix de l'électricité est faible

et vaut 0,15 cent par kWh dans tous les cas à l'exception de l'hypothèse d'une installation de 10 kWc bénéficiant d'une réduction de coût de l'ordre de 40%.

Si le prix de l'électricité baisse de 0.25 à 0.20 cent par kWh, l'installation reste rentable pour autant que les coûts n'augmentent pas plus que de 10% dans le cas d'une installation de 10 kWc. Dans le cas d'une installation de 5 kWc, si le prix de l'électricité diminue à 0,20 cent par kWh, l'investissement ne peut supporter une augmentation des coûts sous peine de ne plus être rentable.

Dans toutes les autres hypothèses considérées, le taux interne de rentabilité est positif. Cependant, celui-ci n'excède le WACC que dans certains cas. En effet, nous devons soit assister à une augmentation importante du prix de l'électricité, à une diminution drastique des coûts d'investissement ou à une combinaison des deux facteurs pour obtenir un taux interne de rentabilité supérieur au 7% demandés par les investisseurs.

Rentabilité des grandes installations > 10 kWc

Nous allons maintenant développer l'aspect financier des installations photovoltaïques de grande capacité.

Méthodologie

La méthodologie retenue dans le cas des installations photovoltaïques de grande capacité est la même que celle développée pour les installations de petite capacité, à savoir la méthode de la valeur actuelle nette.

Nous allons étudier 3 différents types d'installations qui sont de puissance de 100 kWc, 300 kWc et de 1000 kWc. (Annexe IX-XI)

Nous allons également revoir les différents paramètres qui entrent en jeu dans le cas d'installations de grande capacité car ceux-ci peuvent différer des paramètres utilisés pour les installations de petite capacité.

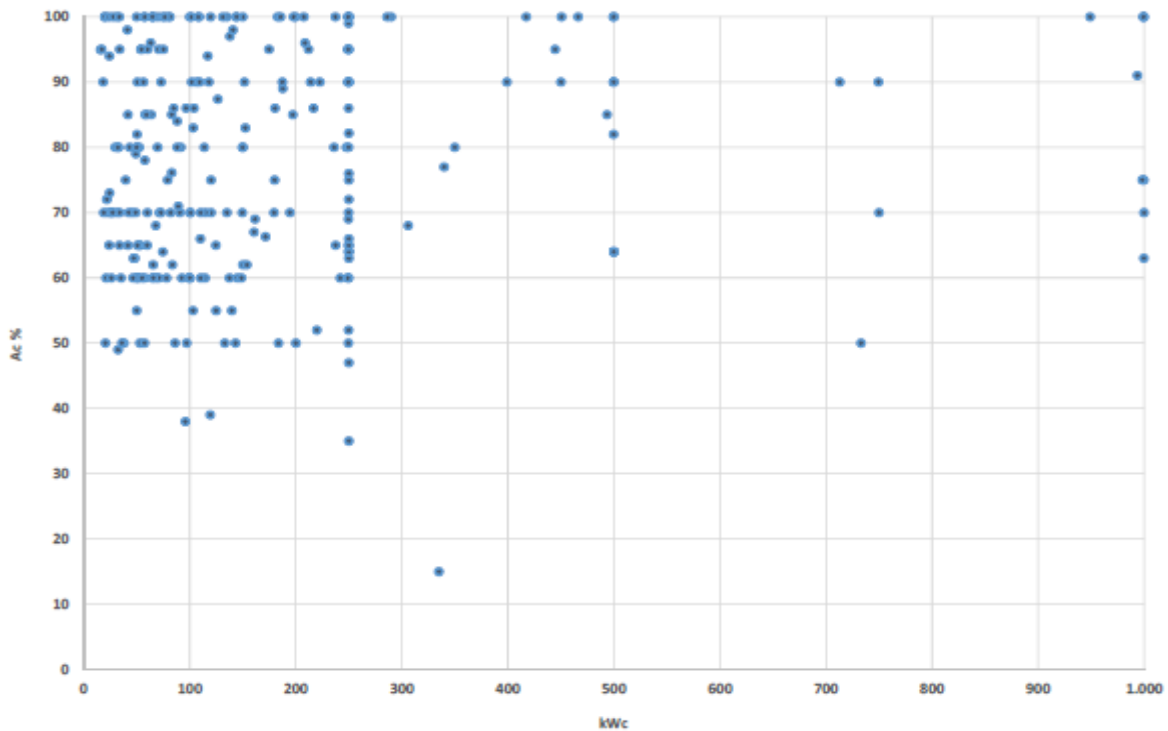
Paramètres

Le paramétrage est basé sur la communication CD-17c29-CWaPE-0014 de la CWaPE qui a déjà établi un travail préalable sur ce domaine. Il est bon de rappeler que dans le cas des installations de grande capacité, le régime Quali watt n'est pas d'application.

Les sources de revenus dans ce cas sont d'une part l'électricité produite, qu'elle soit consommée ou revendue, et d'autre part les certificats verts. Il faudra donc différencier ces 3 sources de revenu car le prix de l'électricité injectée sur le réseau n'a pas la même valeur que celle consommée. En effet le prix de l'électricité autoconsommée est de 130 € par MWh alors que celui de l'électricité injectée sur le réseau est de 33,67 € par MWh.

Les valeurs moyennes de l'électricité injectée sur le réseau sont basées sur les prix forward obtenu sur le marché ICE-ENDEX, tout comme pour l'énergie éolienne, du second semestre 2016 pour les installations réservées entre le 01/07/2017 et le 31/12/2017.

Nous allons donc également devoir estimer le niveau d'auto consommation de l'installation. Pour ce faire nous allons utiliser le taux retenu par la CWaPE qui est de 78%. Il s'agit d'une moyenne provenant de données empiriques.



Niveau d'autoconsommation des sites PV soumis à réservation

Source : CWaPE

En ce qui concerne les certificats verts, les coefficients Keco retenu par la CWaPE sont les suivants :

ID	Filières	Classes de puissance ¹ [kWc]	k _{ECCO} 01/07/2017- 31/12/2017
1	Solaire PV]10 - 250]	1,53
]250 - 500]	1,19
]500 - 750]	1,01
]750 - 1.000]	0,90
]1.000 - [0,63

Coefficients k_{ECCO} applicables du 1^{er} juillet au 31 décembre 2017

Source : Communication CD-17c29-CWaPE-0014 de la CWaPE p.4

Nous allons valoriser ces certificats verts au prix minimum de 65 euro qui est le prix minimum garanti en Wallonie.

Au niveau des coûts, l'investissement initial est différent de celui d'une installation de petite capacité. En effet, la CWaPE estime ces coûts comme étant de 1.323€ par kWc pour les installations de 100 kWc contre 1.214€ par kWc pour les installations de 300 kWc et de 1.121 € pour les installations de 1.000 kWc. Les entreprises bénéficient donc d'un effet de volume leur permettant de réduire leur coût d'investissement.

En ce qui concerne le coût de l'onduleur, celui-ci est également calculé en fonction du nombre de kWc et vaut 150 € par kWc pour chaque investissement présenté.

La rentabilité exigée par les investisseurs nous est également donnée par le WACC. Nous nous référons au WACC retenu dans l'étude cluster TWEED qui est de 7% pour le grand photovoltaïque.

Les autres paramètres qui n'ont pas été évoqués tel que la durée de vie, le taux d'inflation, le taux d'indexation, la perte de rendement annuelle, la production annuelle et les frais d'entretiens annuels sont similaires à ceux utilisés pour le photovoltaïque de faible capacité.

Résultats

Installation de 100 kWc

Pour ce type d'installation, avec une part d'autoconsommation de 78 %, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 10,43% et une valeur actuelle nette de 31.873,68€.

Si nous supprimons les aides reçues via les certificats verts, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 4,06% et une valeur actuelle nette de -29.765,89€.

Dans le cas où la part d'autoconsommation vient à augmenter à 100%, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 12,63% et une valeur actuelle nette de 54.916,93€.

Installation de 300 kWc

Pour ce type d'installation nous obtenons un taux interne de rentabilité de 10,38% et une valeur actuelle nette de 89.242,32€.

Si nous supprimons les aides reçues via les certificats verts, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 5,08% et une valeur actuelle nette de -54.583,33€.

Dans le cas où la part d'autoconsommation vient à augmenter à 100%, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 12,71% et une valeur actuelle nette de 158.372,10€.

Installation de 1.000 kWc

Pour ce type d'installation nous obtenons un taux interne de rentabilité de 10,33% et une valeur actuelle nette de 279.370,08€.

Si nous supprimons les aides reçues via les certificats verts, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 6,07% et une valeur actuelle nette de -83.215,61€.

Dans le cas où la part d'autoconsommation vient à augmenter à 100%, nous obtenons un taux interne de rentabilité de 12,79% et une valeur actuelle nette de 509.802,65€.

Tableau récapitulatif

Puissance	TRI	VAN
100 kWc	10,43%	31.873,68 €
300 kWc	10,38%	89.242,32 €
1.000 kWc	10,33%	279.370,08 €

Discussion

Nous pouvons constater que nous obtenons un taux interne de rentabilité similaire pour les trois types de projet étudiés.

Nous notons cependant qu'au niveau des revenus, la part que représentent les certificats verts tend à diminuer avec la taille de l'installation lorsque celle-ci devient très grande. En effet, ceci est dû au fait que le taux d'octroi des certificats verts diminue avec la taille de l'installation.

Malgré cette diminution du nombre de certificats verts, nous obtenons un taux interne de rentabilité similaire grâce à l'effet volume de l'installation. En effet, la production augmente et permet de pallier la diminution des revenus liée à la perte de certificats verts.

Nous notons également que sans l'aide des certificats verts, ces types de projet offrent un taux interne de rentabilité faible (4,06% pour 100 kWc, 5,08% pour 300 kWc, 6,07% pour 1.000 kWc). Dès lors cette forme de soutien est essentielle dans le but d'attirer des investisseurs. L'impact d'une suppression des certificats verts sur le taux interne de rentabilité de ces projets est d'autant plus important si l'installation est petite.

Conclusion

Au travers de ce mémoire nous avons énoncé plusieurs raisons qui attestent de la nécessité d'une transition énergétique. Pour répondre aux grands défis majeurs qui attendent l'homme dans les années à venir, l'union européenne a mis en place toute une série d'objectifs à atteindre notamment au niveau des énergies renouvelables. La Wallonie s'est donc engagée à réaliser ces objectifs avec plusieurs échéances. Dans le but de satisfaire ces contraintes, plusieurs mécanismes de soutien ont été mis en place pour promouvoir les filières renouvelables comme les certificats verts, la prime QualiWatt ou encore certaines aides à l'investissement.

Dans le cadre de ce travail, nous avons présenté diverses filières et traité de l'aspect financier des filières hydrauliques, éoliennes et photovoltaïques.

Tout d'abord, nous avons commencé par définir la filière biomasse pour laquelle nous avons réalisé un état des lieux en Belgique.

Ensuite, nous avons discuté brièvement de l'aspect financier d'une centrale hydraulique que nous avons illustré à l'aide du cas d'une centrale de 100 kW. Nous avons démontré que cette filière pouvait être rentable pour autant que le prix de l'électricité ne soit pas trop faible. Sans l'aide des certificats verts, ce prix ne peut descendre en dessous de 6,7 cent par kWh sous peine de voir le taux interne de rentabilité devenir négatif. Cependant, ce type de projet peut offrir des rendements très attractifs avec ou sans l'aide du mécanisme des certificats verts.

Nous avons ensuite abordé la filière éolienne via l'analyse de deux cas. Le premier cas, celui d'une éolienne de 100 kW, s'est avéré peut attractif pour un investisseur qui ne se préoccupe que des gains qu'il pourrait obtenir en réalisant un investissement. En effet, nous obtenons des taux internes de rentabilité très faibles et ce, pour chacune des hypothèses considérées. Nous avons également mis en évidence le fait qu'un projet de ce type devait au minimum porter sa part d'autoconsommation à 70 % pour être rentable en bénéficiant de certificats verts pendant 10 ans. Sous cette hypothèse, le taux interne de rentabilité n'est guère attractif, il s'élève à 0,10%. Sans l'aide de certificats verts, ce n'est qu'en portant la part d'autoconsommation à 97% que le taux interne de rentabilité est positif avec une valeur de 0,01%. Les mécanismes de soutien jouent donc un rôle crucial dans la détermination de la rentabilité de ce type de projet. Nous avons cependant basé nos calculs sur les chiffres d'une

étude de 2014. Nous pouvons dès lors imaginer que les coûts d'investissement ont un peu baissé depuis la sortie de ces chiffres ce qui devrait accroître sensiblement la rentabilité de ce type de projet. En ce qui concerne le deuxième cas étudié, celui d'une éolienne de 3 MW, la rentabilité de ce type de projet est meilleure que celle du petit éolien mais ce projet est fortement dépendant des aides octroyées également. La rentabilité de ce type de projet pourrait être améliorée dans le cas où une autoconsommation serait réalisée. Cette autoconsommation pourrait voir le jour si un groupe d'entreprises réalisait un achat en commun dans le but de consommer l'électricité de l'installation.

Enfin, nous avons étudié la filière photovoltaïque. Nous avons tout d'abord commencé par calculer la rentabilité de plusieurs installations de petite taille bénéficiant du régime Quali watt. Pour chacune de ces installations, sous l'hypothèse d'une autoconsommation, nous avons trouvé un taux interne de rentabilité positif proche de 11%. Nous avons ensuite calculé divers scénarii. Le premier scénario que nous avons envisagé est celui d'une variation de la durée de vie. Ce scénario a permis de démontrer que lorsque la durée de vie augmente, le taux interne de rentabilité augmente. Cependant, ce taux interne de rentabilité croît de moins en moins rapidement avec le temps car les pertes de rendement deviennent importantes plus nous avançons dans le temps. Ensuite nous avons envisagé un scénario dans lequel la prime Quali watt serait supprimée. Malgré cette suppression de la prime nous avons remarqué que les taux internes de rentabilité étaient toujours positifs. Nous avons également pris l'hypothèse d'une taxe qui devrait voir le jour en 2019. Malgré cette taxe, pour les petites installations, nous obtenons toujours des taux internes de rentabilité positifs. Ceci dit, cela va bien évidemment dépendre du montant de la taxe mais pour une taxe de 60 par kWc installé, nous obtenons des taux internes de rentabilité de l'ordre de 4%. Nous avons également fourni une analyse de la sensibilité de ce taux interne de rentabilité par rapport aux coûts et au prix de l'électricité, sous l'hypothèse de projets qui ne disposent pas de la prime Quali watt et qui sont taxés. En ce qui concerne les installations de grandes capacités qui ne bénéficient pas du régime Quali watt, nous obtenons des taux internes de rentabilité positifs pour les trois types de projets envisagés dans le cas où une part minimum d'autoconsommation est réalisée. Globalement, cette filière s'avère plus attractive que l'énergie éolienne d'un point de vue financier. En effet, nous avons remarqué que les taux internes de rentabilité proposés par cette filière sont plus élevés que ceux proposés par la filière éolienne.

Au vu des analyses réalisées lors de ce mémoire, nous pouvons conclure qu'investir dans les sources d'énergies renouvelables en Wallonie s'avère rentable dans la plupart des

cas. Cependant, le niveau de rentabilité n'est pas toujours assez élevé que pour attirer des investisseurs en tenant compte du coût du capital. Mais il faut également garder à l'esprit que ces investissements peuvent inclure des critères extra financiers qui pourraient convaincre les investisseurs de réaliser ces différents projets malgré une rentabilité faible.

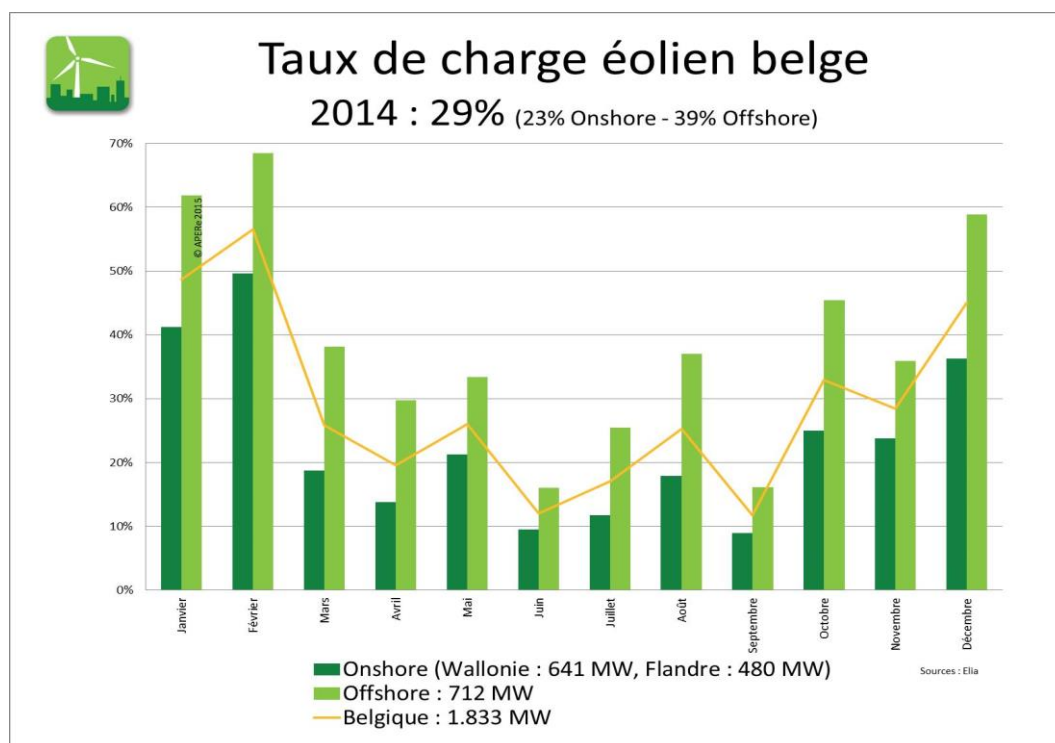
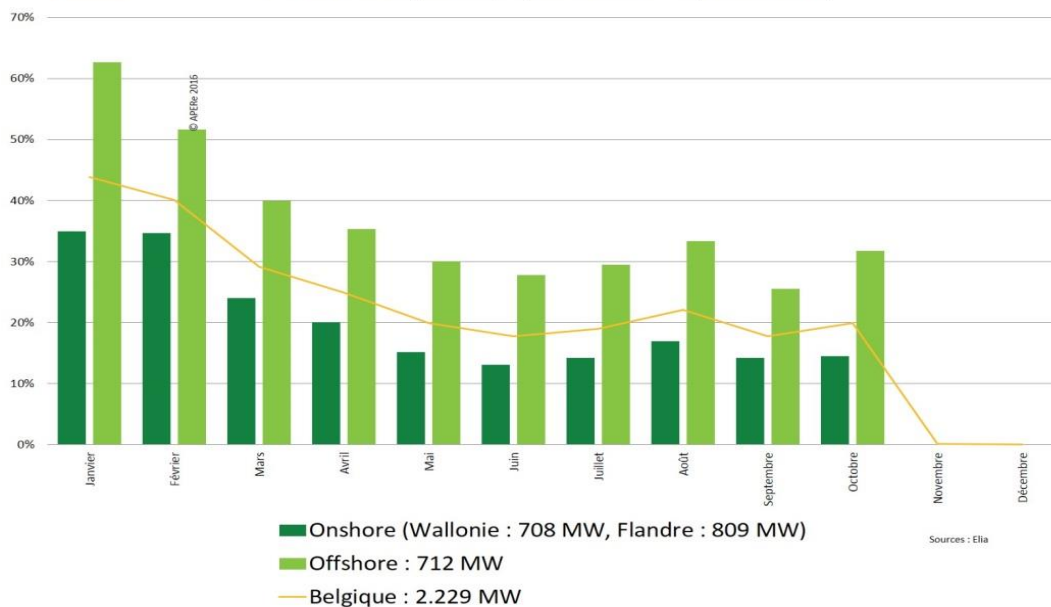
Annexe

Annexe I : Taux de charge éolien.



Taux de charge éolien belge

2016 : 29,3% (24,2% Onshore - 40,7% Offshore)



<http://www.eolien.be/content/taux-de-charge>

Annexe II : Plan financier Hydraulique 100 kw

Paramètres	
WACC	8%
Puissance de l'installation (kW)	100
Production annuelle moyenne de l'installation	383000
Certificats verts par Mwh	65,00 €
Perte de rendement annuelle	0,50%
Prix de l'électricité	0,2468 €
Inflation	2%
Frais d'entretien annuel par Mwh	32,00 €
Coût d'investissement pour 1 kWc	550.000,00 €
Taxe annuelle	0

Taux interne de rentabilité	20,34%
Valeur actuelle	727.529,66 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Production (kWh)		383000,00	381085,00	379179,58	377283,68	375397,26	373520,27	371652,67	369794,41	367945,44	366105,71	364275,18	362453,80	360641,54	358838,33	357044,14
Dépenses																
Investissement initial	550.000,00 €															
Frais d'entretien	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €
Taxe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	550.000,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €
Revenus																
Electricité produite	96.414,89 €	97.851,47 €	99.309,46 €	100.789,17 €	102.290,93 €	103.815,06 €	105.361,91 €	106.931,80 €	108.525,08 €	110.142,11 €	111.783,22 €	113.448,79 €	115.139,18 €	116.854,75 €	118.595,89 €	
CV	24.895,00 €	24.770,53 €	24.646,67 €	24.523,44 €	24.400,82 €	24.278,82 €	24.157,42 €	24.036,64 €	23.916,45 €	23.796,87 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	- €	121.309,89 €	122.621,99 €	123.956,13 €	125.312,61 €	126.691,75 €	128.093,88 €	129.519,33 €	130.968,43 €	132.441,53 €	133.938,98 €	111.783,22 €	113.448,79 €	115.139,18 €	116.854,75 €	118.595,89 €
Cash flow	- 550.000,00 €	109.053,89 €	110.365,99 €	111.700,13 €	113.056,61 €	114.435,75 €	115.837,88 €	117.263,33 €	118.712,43 €	120.185,53 €	121.682,98 €	99.527,22 €	101.192,79 €	102.883,18 €	104.598,75 €	106.339,89 €

Année	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Production (kWh)	355258,92	353482,62	351715,21	349956,63	348206,85	346465,81	344733,48	343009,82	341294,77	339588,29	337890,35	336200,90	334519,90	332847,30	331183,06
Dépenses															
Investissement initial															
Frais d'entretien	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €
Taxe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €	12.256,00 €
Revenus															
Electricité produite	120.362,97 €	122.156,38 €	123.976,51 €	125.823,76 €	127.698,53 €	129.601,24 €	131.532,30 €	133.492,13 €	135.481,16 €	137.499,83 €	139.548,58 €	141.627,85 €	143.738,11 €	145.879,80 €	148.053,41 €
CV	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	120.362,97 €	122.156,38 €	123.976,51 €	125.823,76 €	127.698,53 €	129.601,24 €	131.532,30 €	133.492,13 €	135.481,16 €	137.499,83 €	139.548,58 €	141.627,85 €	143.738,11 €	145.879,80 €	148.053,41 €
Cash flow	108.106,97 €	109.900,38 €	111.720,51 €	113.567,76 €	115.442,53 €	117.345,24 €	119.276,30 €	121.236,13 €	123.225,16 €	125.243,83 €	127.292,58 €	129.371,85 €	131.482,11 €	133.623,80 €	135.797,41 €

Annexe III : Plan financier éolien 100 kw

Paramètres	
WACC	8%
Puissance de l'installation (kW)	100
Production annuelle moyenne de l'installation MWh	130
Prix du certificat vert	65,00 €
Taux CV	1
Prix de l'électricité autoconsommation par MWh	130,00 €
Prix de l'électricité injectée par MWh	33,67 €
Inflation	2%
Taux d'indexation	2%
Frais d'entretien annuel par Mwh	32,00 €
Coût d'investissement	300.000,00 €
Part d'autoconsommation	97%

Taux interne de rentabilité	2,66%
Valeur actuelle	- 102.925,16 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Production (kWh)		130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Nombre de CV		130	130	130	130	130	130	130	130	130	130

Dépenses											
Investissement initial	300.000,00 €										
Frais d'entretien		4.160,00 €	4.243,20 €	4.328,06 €	4.414,63 €	4.502,92 €	4.592,98 €	4.684,84 €	4.778,53 €	4.874,10 €	4.971,59 €
Total	300.000,00 €	4.160,00 €	4.243,20 €	4.328,06 €	4.414,63 €	4.502,92 €	4.592,98 €	4.684,84 €	4.778,53 €	4.874,10 €	4.971,59 €

Revenus											
Electricité autoconsommée		16.393,00 €	16.720,86 €	17.055,28 €	17.396,38 €	17.744,31 €	18.099,20 €	18.461,18 €	18.830,40 €	19.207,01 €	19.591,15 €
Electricité injectée		131,31 €	133,94 €	136,62 €	139,35 €	142,14 €	144,98 €	147,88 €	150,84 €	153,85 €	156,93 €
CV		8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €	8.450,00 €
Total	- €	24.974,31 €	25.304,80 €	25.641,90 €	25.985,73 €	26.336,45 €	26.694,18 €	27.059,06 €	27.431,24 €	27.810,87 €	28.198,08 €

Cash flow	- 300.000,00 €	20.814,31 €	21.061,60 €	21.313,83 €	21.571,11 €	21.833,53 €	22.101,20 €	22.374,22 €	22.652,71 €	22.936,76 €	23.226,50 €
------------------	-----------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Production (kWh)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Nombre de CV	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130

Dépenses										
Investissement initial										
Frais d'entretien	5.071,02 €	5.172,44 €	5.275,89 €	5.381,40 €	5.489,03 €	5.598,81 €	5.710,79 €	5.825,00 €	5.941,50 €	6.060,33 €
Total	5.071,02 €	5.172,44 €	5.275,89 €	5.381,40 €	5.489,03 €	5.598,81 €	5.710,79 €	5.825,00 €	5.941,50 €	6.060,33 €

Revenus										
Electricité autoconsom	19.982,98 €	20.382,64 €	20.790,29 €	21.206,09 €	21.630,22 €	22.062,82 €	22.504,08 €	22.954,16 €	23.413,24 €	23.881,51 €
Electricité injectée	160,07 €	163,27 €	166,54 €	169,87 €	173,26 €	176,73 €	180,26 €	183,87 €	187,55 €	191,30 €
CV										
Total	20.143,05 €	20.545,91 €	20.956,82 €	21.375,96 €	21.803,48 €	22.239,55 €	22.684,34 €	23.138,03 €	23.600,79 €	24.072,80 €

Cash flow	15.072,03 €	15.373,47 €	15.680,94 €	15.994,56 €	16.314,45 €	16.640,74 €	16.973,55 €	17.313,02 €	17.659,28 €	18.012,47 €
------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------

Annexe IV : Plan financier éolien 3 Mw

Paramètres	
WACC	8%
Puissance de l'installation (MW)	3
Production annuelle moyenne de l'installation MWh	6600
Prix du certificat vert	65,00 €
Taux CV	1
Prix de l'électricité autoconsommation par MWh	130,00 €
Prix de l'électricité injectée par MWh	33,67 €
Inflation	2%
Taux d'indexation	2%
Frais d'entretien annuel par Mwh	20,00 €
Coût d'investissement	4.200.000,00 €
Part d'autoconsommation	0%

Taux interne de rentabilité	6,68%
Valeur actuelle	- 297.065,69 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Production (kWh)		6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
Nombre de CV		6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600

Dépenses											
Investissement initial	4.200.000,00 €										
Frais d'entretien		132.000,00 €	134.640,00 €	137.332,80 €	140.079,46 €	142.881,05 €	145.738,67 €	148.653,44 €	151.626,51 €	154.659,04 €	157.752,22 €
Total	4.200.000,00 €	132.000,00 €	134.640,00 €	137.332,80 €	140.079,46 €	142.881,05 €	145.738,67 €	148.653,44 €	151.626,51 €	154.659,04 €	157.752,22 €

Revenus											
Electricité autoconsommée		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Electricité injectée		222.222,00 €	226.666,44 €	231.199,77 €	235.823,76 €	240.540,24 €	245.351,04 €	250.258,07 €	255.263,23 €	260.368,49 €	265.575,86 €
CV		429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €	429.000,00 €
Total	- €	651.222,00 €	655.666,44 €	660.199,77 €	664.823,76 €	669.540,24 €	674.351,04 €	679.258,07 €	684.263,23 €	689.368,49 €	694.575,86 €

Cash flow	- 4.200.000,00 €	519.222,00 €	521.026,44 €	522.866,97 €	524.744,31 €	526.659,19 €	528.612,38 €	530.604,63 €	532.636,72 €	534.709,45 €	536.823,64 €
-----------	------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Production (kWh)	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
Nombre de CV	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600

Dépenses										
Investissement initial										
Frais d'entretien	160.907,26 €	164.125,41 €	167.407,92 €	170.756,08 €	174.171,20 €	177.654,62 €	181.207,71 €	184.831,87 €	188.528,50 €	192.299,07 €
Total	160.907,26 €	164.125,41 €	167.407,92 €	170.756,08 €	174.171,20 €	177.654,62 €	181.207,71 €	184.831,87 €	188.528,50 €	192.299,07 €

Revenus										
Electricité autoconsommée	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Electricité injectée	270.887,38 €	276.305,13 €	281.831,23 €	287.467,85 €	293.217,21 €	299.081,55 €	305.063,18 €	311.164,45 €	317.387,74 €	323.735,49 €
CV										
Total	270.887,38 €	276.305,13 €	281.831,23 €	287.467,85 €	293.217,21 €	299.081,55 €	305.063,18 €	311.164,45 €	317.387,74 €	323.735,49 €

Cash flow	109.980,11 €	112.179,72 €	114.423,31 €	116.711,78 €	119.046,01 €	121.426,93 €	123.855,47 €	126.332,58 €	128.859,23 €	131.436,42 €
-----------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Annexe V : Plan financier 1 kWc

Paramètres		
WACC		7%
Puissance de l'installation (kWc)		1
Production annuelle moyenne d'un kWc (kWh)		900
Prime Quali watt par kWc		173,00 €
Perte de rendement annuelle		0,50%
Prix de l'électricité		0,2468 €
Inflation		2%
Taux d'indexation		2%
Frais d'entretien annuel		0,50%
Coût d'investissement pour 1 kWc		2.000,00 €
Taxe annuelle par kWc installé		0

Taux interne de rentabilité	12,72%
Valeur actuelle nette	761,30 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Production (kWh)		900,00	895,50	891,02	886,57	882,13	877,72	873,34	868,97	864,62	860,30
------------------	--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Dépenses											
Investissement initial	2.000,00 €										
Onduleur											1.000,00 €
Frais d'entretien	10,00 €	10,20 €	10,40 €	10,61 €	10,82 €	11,04 €	11,26 €	11,49 €	11,72 €	11,95 €	
Taxe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	2.000,00 €	10,00 €	10,20 €	10,40 €	10,61 €	10,82 €	11,04 €	11,26 €	11,49 €	11,72 €	1.011,95 €

Revenus											
Electricité produite		226,56 €	229,94 €	233,36 €	236,84 €	240,37 €	243,95 €	247,59 €	251,28 €	255,02 €	258,82 €
Prime		173,00 €	173,00 €	173,00 €	173,00 €	173,00 €					
Total	- €	399,56 €	402,94 €	406,36 €	409,84 €	413,37 €	243,95 €	247,59 €	251,28 €	255,02 €	258,82 €

Cash flow	- 2.000,00 €	389,56 €	392,74 €	395,96 €	399,23 €	402,55 €	232,91 €	236,33 €	239,79 €	243,30 €	- 753,13 €
-----------	--------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Production (kWh)	856,00	851,72	847,46	843,22	839,01	834,81	830,64	826,48	822,35	818,24
------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Dépenses											
Investissement initial											
Onduleur											
Frais d'entretien	12,19 €	12,43 €	12,68 €	12,94 €	13,19 €	13,46 €	13,73 €	14,00 €	14,28 €	14,57 €	
Taxe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	12,19 €	12,43 €	12,68 €	12,94 €	13,19 €	13,46 €	13,73 €	14,00 €	14,28 €	14,57 €	

Revenus											
Electricité produite	262,68 €	266,59 €	270,56 €	274,59 €	278,68 €	282,84 €	287,05 €	291,33 €	295,67 €	300,07 €	
Prime											
Total	262,68 €	266,59 €	270,56 €	274,59 €	278,68 €	282,84 €	287,05 €	291,33 €	295,67 €	300,07 €	

Cash flow	250,49 €	254,16 €	257,88 €	261,66 €	265,49 €	269,38 €	273,32 €	277,33 €	281,39 €	285,51 €	
-----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	--

Annexe VI : Plan financier 3 kWc

Paramètres	
WACC	7%
Puissance de l'installation (kWc)	3
Production annuelle moyenne d'un kWc (kWh)	900
Prime Quali watt par kWc	173,00 €
Perte de rendement annuelle	0,50%
Prix de l'électricité	0,25 €
Inflation	2%
Taux d'indexation	2%
Frais d'entretien annuel	0,50%
Coût d'investissement pour 1 kWc	2.000,00 €
Taxe annuelle par kWc installé	0

Taux interne de rentabilité	14,19%
Valeur actuelle nette	3.046,44 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Production (kWh)		2700,00	2686,50	2673,07	2659,70	2646,40	2633,17	2620,01	2606,91	2593,87	2580,90
-------------------------	--	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Dépenses

Investissement initial	6.000,00 €										
Onduleur											1.500,00 €
Frais d'entretien		30,00 €	30,60 €	31,21 €	31,84 €	32,47 €	33,12 €	33,78 €	34,46 €	35,15 €	35,85 €
Taxe		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	6.000,00 €	30,00 €	30,60 €	31,21 €	31,84 €	32,47 €	33,12 €	33,78 €	34,46 €	35,15 €	1.535,85 €

Revenus

Electricité produite		679,69 €	689,81 €	700,09 €	710,52 €	721,11 €	731,86 €	742,76 €	753,83 €	765,06 €	776,46 €
Prime		519,00 €	519,00 €	519,00 €	519,00 €	519,00 €					
Total	- €	1.198,69 €	1.208,81 €	1.219,09 €	1.229,52 €	1.240,11 €	731,86 €	742,76 €	753,83 €	765,06 €	776,46 €

Cash flow	- 6.000,00 €	1.168,69 €	1.178,21 €	1.187,88 €	1.197,69 €	1.207,64 €	698,73 €	708,98 €	719,37 €	729,91 €	- 759,39 €
------------------	---------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-------------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Production (kWh)	2568,00	2555,16	2542,38	2529,67	2517,02	2504,44	2491,91	2479,45	2467,06	2454,72
-------------------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Dépenses

Investissement initial										
Onduleur										
Frais d'entretien	36,57 €	37,30 €	38,05 €	38,81 €	39,58 €	40,38 €	41,18 €	42,01 €	42,85 €	43,70 €
Taxe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	36,57 €	37,30 €	38,05 €	38,81 €	39,58 €	40,38 €	41,18 €	42,01 €	42,85 €	43,70 €

Revenus

Electricité produite	788,03 €	799,77 €	811,69 €	823,78 €	836,05 €	848,51 €	861,15 €	873,99 €	887,01 €	900,22 €
Prime										
Total	788,03 €	799,77 €	811,69 €	823,78 €	836,05 €	848,51 €	861,15 €	873,99 €	887,01 €	900,22 €

Cash flow	751,46 €	762,47 €	773,64 €	784,97 €	796,47 €	808,14 €	819,97 €	831,98 €	844,16 €	856,52 €
------------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Annexe VII : Plan financier 5 kWc

Paramètres	
WACC	7%
Puissance de l'installation (kWc)	5
Production annuelle moyenne d'un kWc (kWh)	900
Prime Quali watt par kWc	173,00 €
Perte de rendement annuelle	0,50%
Prix de l'électricité	0,25 €
Inflation	2%
Taux d'indexation	2%
Frais d'entretien annuel	0,50%
Coût d'investissement pour 1 kWc	2.000,00 €
Taxe annuelle par kWc installé	0

Taux interne de rentabilité	12,14%
Valeur actuelle nette	3.912,90 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Production (kWh)		4500,00	4477,50	4455,11	4432,84	4410,67	4388,62	4366,68	4344,84	4323,12	4301,50
-------------------------	--	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Dépenses											
Investissement initial	10.000,00 €										
Onduleur											2.000,00 €
Frais d'entretien		50,00 €	51,00 €	52,02 €	53,06 €	54,12 €	55,20 €	56,31 €	57,43 €	58,58 €	59,75 €
Taxe		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	10.000,00 €	50,00 €	51,00 €	52,02 €	53,06 €	54,12 €	55,20 €	56,31 €	57,43 €	58,58 €	2.059,75 €

Revenus											
Electricité produite		1.132,81 €	1.149,69 €	1.166,82 €	1.184,21 €	1.201,85 €	1.219,76 €	1.237,93 €	1.256,38 €	1.275,10 €	1.294,10 €
Prime		519,00 €	519,00 €	519,00 €	519,00 €	519,00 €					
Total	- €	1.651,81 €	1.668,69 €	1.685,82 €	1.703,21 €	1.720,85 €	1.219,76 €	1.237,93 €	1.256,38 €	1.275,10 €	1.294,10 €

Cash flow	- 10.000,00 €	1.601,81 €	1.617,69 €	1.633,80 €	1.650,15 €	1.666,73 €	1.164,56 €	1.181,63 €	1.198,94 €	1.216,52 €	- 765,66 €
------------------	----------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Production (kWh)	4280,00	4258,60	4237,30	4216,12	4195,04	4174,06	4153,19	4132,42	4111,76	4091,20
-------------------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Dépenses										
Investissement initial										
Onduleur										
Frais d'entretien	60,95 €	62,17 €	63,41 €	64,68 €	65,97 €	67,29 €	68,64 €	70,01 €	71,41 €	72,84 €
Taxe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	60,95 €	62,17 €	63,41 €	64,68 €	65,97 €	67,29 €	68,64 €	70,01 €	71,41 €	72,84 €

Revenus										
Electricité produite	1.313,38 €	1.332,95 €	1.352,81 €	1.372,97 €	1.393,42 €	1.414,19 €	1.435,26 €	1.456,64 €	1.478,35 €	1.500,37 €
Prime										
Total	1.313,38 €	1.332,95 €	1.352,81 €	1.372,97 €	1.393,42 €	1.414,19 €	1.435,26 €	1.456,64 €	1.478,35 €	1.500,37 €

Cash flow	1.252,43 €	1.270,78 €	1.289,40 €	1.308,29 €	1.327,45 €	1.346,89 €	1.366,62 €	1.386,63 €	1.406,93 €	1.427,53 €
------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Annexe VIII : Plan financier 10 kWc

Paramètres	
WACC	7%
Puissance de l'installation (kWc)	10
Production annuelle moyenne d'un kWc (kWh)	900
Prime Quali watt par kWc	173,00 €
Perte de rendement annuelle	0,50%
Prix de l'électricité	0,25 €
Inflation	2%
Taux d'indexation	2%
Frais d'entretien annuel	0,50%
Coût d'investissement pour 1 kWc	2.000,00 €
Taxe annuelle par kWc installé	0

Taux interne de rentabilité	10,99%
Valeur actuelle nette	6.460,32 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Production (kWh)		9000,00	8955,00	8910,23	8865,67	8821,35	8777,24	8733,35	8689,69	8646,24	8603,01
-------------------------	--	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Dépenses											
Investissement initial	20.000,00 €										2.500,00 €
Onduleur											
Frais d'entretien		100,00 €	102,00 €	104,04 €	106,12 €	108,24 €	110,41 €	112,62 €	114,87 €	117,17 €	119,51 €
Taxe		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	20.000,00 €	100,00 €	102,00 €	104,04 €	106,12 €	108,24 €	110,41 €	112,62 €	114,87 €	117,17 €	2.619,51 €

Revenus											
Electricité produite		2.265,62 €	2.299,38 €	2.333,64 €	2.368,41 €	2.403,70 €	2.439,52 €	2.475,87 €	2.512,76 €	2.550,20 €	2.588,20 €
Prime		519,00 €	519,00 €	519,00 €	519,00 €	519,00 €					
Total	- €	2.784,62 €	2.818,38 €	2.852,64 €	2.887,41 €	2.922,70 €	2.439,52 €	2.475,87 €	2.512,76 €	2.550,20 €	2.588,20 €

Cash flow	- 20.000,00 €	2.684,62 €	2.716,38 €	2.748,60 €	2.781,29 €	2.814,46 €	2.329,11 €	2.363,25 €	2.397,89 €	2.433,03 €	- 31,31 €
------------------	----------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	------------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Production (kWh)	8559,99	8517,19	8474,61	8432,23	8390,07	8348,12	8306,38	8264,85	8223,52	8182,41
-------------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

Dépenses										
Investissement initial										
Onduleur										
Frais d'entretien	121,90 €	124,34 €	126,82 €	129,36 €	131,95 €	134,59 €	137,28 €	140,02 €	142,82 €	145,68 €
Taxe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total	121,90 €	124,34 €	126,82 €	129,36 €	131,95 €	134,59 €	137,28 €	140,02 €	142,82 €	145,68 €

Revenus										
Electricité produite	2.626,76 €	2.665,90 €	2.705,62 €	2.745,93 €	2.786,85 €	2.828,37 €	2.870,52 €	2.913,29 €	2.956,69 €	3.000,75 €
Prime										
Total	2.626,76 €	2.665,90 €	2.705,62 €	2.745,93 €	2.786,85 €	2.828,37 €	2.870,52 €	2.913,29 €	2.956,69 €	3.000,75 €

Cash flow	2.504,86 €	2.541,56 €	2.578,80 €	2.616,57 €	2.654,90 €	2.693,79 €	2.733,24 €	2.773,26 €	2.813,87 €	2.855,07 €
------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Annexe IX : Plan financier 100 kWc

Paramètres	
WACC	7%
Puissance de l'installation (kWc)	100
Production annuelle moyenne d'un kWc (kWh)	900
Cout onduleur par kWc	150,00 €
Perte de rendement annuelle	0,50%
Prix de l'électricité injectée par kWh	0,03367 €
Prix de l'électricité consommée par kWh	0,1300 €
Prix CV	65,00 €
Taux d'octroi de CV	1,53
Inflation	2%
Frais d'entretien annuel	0,50%
Coût d'investissement pour 1 kWc	1.323,00 €
Part d'autoconsommation	78%

Taux interne de rentabilité	10,43%
Valeur actuelle nette	31.873,68 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Production (kWh)		90000,00	89550,00	89102,25	88656,74	88213,46	87772,39	87333,53	86896,86	86462,37	86030,06
Nombre de CV		138	137	136	136	135	134	134	133	132	132

Dépenses											
Investissement initial	132.300,00 €										
Onduleur											15.000,00 €
Frais d'entretien		661,50 €	674,73 €	688,22 €	701,99 €	716,03 €	730,35 €	744,96 €	759,86 €	775,05 €	790,55 €
Total	132.300,00 €	661,50 €	674,73 €	688,22 €	701,99 €	716,03 €	730,35 €	744,96 €	759,86 €	775,05 €	15.790,55 €

Revenus											
Electricité injectée		680,00 €	690,13 €	700,41 €	710,85 €	721,44 €	732,19 €	743,10 €	754,17 €	765,41 €	776,82 €
Electricité autoconsommée		9.308,52 €	9.447,22 €	9.587,98 €	9.730,84 €	9.875,83 €	10.022,98 €	10.172,32 €	10.323,89 €	10.477,72 €	10.633,83 €
Certificat verts		8.950,50 €	8.905,75 €	8.861,22 €	8.816,91 €	8.772,83 €	8.728,96 €	8.685,32 €	8.641,89 €	8.598,68 €	8.555,69 €
Total	- €	18.939,02 €	19.043,10 €	19.149,61 €	19.258,60 €	19.370,10 €	19.484,14 €	19.600,74 €	19.719,96 €	19.841,81 €	19.966,34 €

Cash flow	- 132.300,00 €	18.277,52 €	18.368,37 €	18.461,39 €	18.556,62 €	18.654,07 €	18.753,79 €	18.855,79 €	18.960,10 €	19.066,76 €	4.175,79 €
------------------	-----------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	-------------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Production (kWh)	85599,91	85171,91	84746,05	84322,32	83900,71	83481,21	83063,80	82648,48	82235,24	81824,06
Nombre de CV	131	130	130	129	128	128	127	126	126	125

Dépenses										
Investissement initial										
Onduleur										
Frais d'entretien	806,36 €	822,49 €	838,94 €	855,72 €	872,84 €	890,29 €	908,10 €	926,26 €	944,78 €	963,68 €
Total	806,36 €	822,49 €	838,94 €	855,72 €	872,84 €	890,29 €	908,10 €	926,26 €	944,78 €	963,68 €

Revenus										
Electricité injectée	788,39 €	800,14 €	812,06 €	824,16 €	836,44 €	848,90 €	861,55 €	874,39 €	887,42 €	900,64 €
Electricité autoconsom	10.792,28 €	10.953,08 €	11.116,28 €	11.281,92 €	11.450,02 €	11.620,62 €	11.793,77 €	11.969,50 €	12.147,84 €	12.328,85 €
Certificat verts										
Total	11.580,67 €	11.753,22 €	11.928,34 €	12.106,08 €	12.286,46 €	12.469,52 €	12.655,32 €	12.843,88 €	13.035,26 €	13.229,48 €

Cash flow	10.774,30 €	10.930,73 €	11.089,40 €	11.250,36 €	11.413,62 €	11.579,23 €	11.747,22 €	11.917,63 €	12.090,47 €	12.265,80 €
------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------

Annexe X : Plan financier 300 kWc

Paramètres	
WACC	7%
Puissance de l'installation (kWc)	300
Production annuelle moyenne d'un kWc (kWh)	900
Coût onduleur par kWc	150,00 €
Perte de rendement annuelle	0,50%
Prix de l'électricité injectée	0,03367 €
Prix de l'électricité consommée	0,13 €
Prix CV	65,00 €
Taux d'octroi de CV	1,19
Inflation	2%
Frais d'entretien annuel	0,50%
Coût d'investissement pour 1 kWc	1.214,00 €
Part d'autoconsommation	78%

Taux interne de rentabilité	10,38%
Valeur actuelle	89.242,33 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Production (kWh)		270000,00	268650,00	267306,75	265970,22	264640,37	263317,16	262000,58	260690,57	259387,12	258090,19
Nombre de CV		321	320	318	317	315	313	312	310	309	307

Dépenses											
Investissement initial	364.200,00 €										
Onduleur											45.000,00 €
Frais d'entretien		1.821,00 €	1.857,42 €	1.894,57 €	1.932,46 €	1.971,11 €	2.010,53 €	2.050,74 €	2.091,76 €	2.133,59 €	2.176,26 €
Total	364.200,00 €	1.821,00 €	1.857,42 €	1.894,57 €	1.932,46 €	1.971,11 €	2.010,53 €	2.050,74 €	2.091,76 €	2.133,59 €	47.176,26 €

Revenus											
Electricité injectée		2.040,00 €	2.070,39 €	2.101,24 €	2.132,55 €	2.164,33 €	2.196,57 €	2.229,30 €	2.262,52 €	2.296,23 €	2.330,45 €
Electricité autoconsommée		27.925,56 €	28.341,65 €	28.763,94 €	29.192,52 €	29.627,49 €	30.068,94 €	30.516,97 €	30.971,67 €	31.433,15 €	31.901,50 €
Certificat verts		20.884,50 €	20.780,08 €	20.676,18 €	20.572,80 €	20.469,93 €	20.367,58 €	20.265,74 €	20.164,42 €	20.063,59 €	19.963,28 €
Total	- €	50.850,06 €	51.192,12 €	51.541,36 €	51.897,87 €	52.261,75 €	52.633,10 €	53.012,02 €	53.398,61 €	53.792,98 €	54.195,23 €

Cash flow	- 364.200,00 €	49.029,06 €	49.334,70 €	49.646,79 €	49.965,41 €	50.290,64 €	50.622,57 €	50.961,28 €	51.306,85 €	51.659,38 €	7.018,96 €
-----------	----------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Production (kWh)	256799,74	255515,74	254238,16	252966,97	251702,13	250443,62	249191,40	247945,45	246705,72	245472,19
Nombre de CV	306	304	303	301	300	298	297	295	294	292

Dépenses										
Investissement initial										
Onduleur										
Frais d'entretien	2.219,79 €	2.264,18 €	2.309,47 €	2.355,66 €	2.402,77 €	2.450,83 €	2.499,84 €	2.549,84 €	2.600,84 €	2.652,85 €
Total	2.219,79 €	2.264,18 €	2.309,47 €	2.355,66 €	2.402,77 €	2.450,83 €	2.499,84 €	2.549,84 €	2.600,84 €	2.652,85 €

Revenus										
Electricité injectée	2.365,17 €	2.400,41 €	2.436,18 €	2.472,48 €	2.509,32 €	2.546,70 €	2.584,65 €	2.623,16 €	2.662,25 €	2.701,91 €
Electricité autoconsommée	32.376,84 €	32.859,25 €	33.348,85 €	33.845,75 €	34.350,05 €	34.861,87 €	35.381,31 €	35.908,49 €	36.443,53 €	36.986,54 €
Certificat verts										
Total	34.742,01 €	35.259,66 €	35.785,03 €	36.318,23 €	36.859,37 €	37.408,57 €	37.965,96 €	38.531,65 €	39.105,78 €	39.688,45 €

Cash flow	32.522,22 €	32.995,48 €	33.475,56 €	33.962,57 €	34.456,60 €	34.957,75 €	35.466,12 €	35.981,82 €	36.504,94 €	37.035,60 €
-----------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Annexe XI : Plan financier 1.000 kWc

Paramètres	
WACC	7%
Puissance de l'installation (kWc)	1000
Production annuelle moyenne d'un kWc (kWh)	900
Cout onduleur par kWc	150,00 €
Perte de rendement annuelle	0,50%
Prix de l'électricité injectée	0,03367 €
Prix de l'électricité consommée	0,13 €
Prix CV	65,00 €
Taux d'octroi de CV	0,9
Inflation	2%
Frais d'entretien annuel	0,50%
Coût d'investissement pour 1 kWc	1.121,00 €
Part d'autoconsommation	78%

Taux interne de rentabilité	10,33%
Valeur actuelle	279.370,08 €

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Production (kWh)		900000,00	895500,00	891022,50	886567,39	882134,55	877723,88	873335,26	868968,58	864623,74	860300,62
Nombre de CV		810	806	802	798	794	790	786	782	778	774

Dépenses											
Investissement initial	1.121.000,00 €										
Onduleur											150.000,00 €
Frais d'entretien	5.605,00 €	5.717,10 €	5.831,44 €	5.948,07 €	6.067,03 €	6.188,37 €	6.312,14 €	6.438,38 €	6.567,15 €	6.698,49 €	
Total	1.121.000,00 €	5.605,00 €	5.717,10 €	5.831,44 €	5.948,07 €	6.067,03 €	6.188,37 €	6.312,14 €	6.438,38 €	6.567,15 €	156.698,49 €

Revenus											
Electricité injectée		6.799,99 €	6.901,31 €	7.004,14 €	7.108,50 €	7.214,42 €	7.321,92 €	7.431,01 €	7.541,73 €	7.654,11 €	7.768,15 €
Electricité autoconsommée		93.085,20 €	94.472,17 €	95.879,80 €	97.308,41 €	98.758,31 €	100.229,81 €	101.723,23 €	103.238,91 €	104.777,17 €	106.338,35 €
Certificat verts		52.650,00 €	52.386,75 €	52.124,82 €	51.864,19 €	51.604,87 €	51.346,85 €	51.090,11 €	50.834,66 €	50.580,49 €	50.327,59 €
Total	- €	152.535,19 €	153.760,23 €	155.008,76 €	156.281,11 €	157.577,60 €	158.898,57 €	160.244,36 €	161.615,31 €	163.011,76 €	164.434,09 €

Cash flow	- 1.121.000,00 €	146.930,19 €	148.043,13 €	149.177,32 €	150.333,04 €	151.510,57 €	152.710,20 €	153.932,22 €	155.176,92 €	156.444,61 €	7.735,59 €
-----------	------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	------------

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Production (kWh)	855999,12	851719,12	847460,53	843223,22	839007,11	834812,07	830638,01	826484,82	822352,40	818240,64
Nombre de CV	770	767	763	759	755	751	748	744	740	736

Dépenses										
Investissement initial										
Onduleur										
Frais d'entretien	6.832,46 €	6.969,11 €	7.108,50 €	7.250,67 €	7.395,68 €	7.543,59 €	7.694,46 €	7.848,35 €	8.005,32 €	8.165,43 €
Total	6.832,46 €	6.969,11 €	7.108,50 €	7.250,67 €	7.395,68 €	7.543,59 €	7.694,46 €	7.848,35 €	8.005,32 €	8.165,43 €

Revenus										
Electricité injectée	7.883,90 €	8.001,37 €	8.120,59 €	8.241,59 €	8.364,38 €	8.489,01 €	8.615,50 €	8.743,87 €	8.874,16 €	9.006,38 €
Electricité autoconsommée	107.922,79 €	109.530,84 €	111.162,85 €	112.819,17 €	114.500,18 €	116.206,23 €	117.937,71 €	119.694,98 €	121.478,43 €	123.288,46 €
Certificat verts										
Total	115.806,69 €	117.532,21 €	119.283,44 €	121.060,76 €	122.864,57 €	124.695,25 €	126.553,21 €	128.438,85 €	130.352,59 €	132.294,84 €

Cash flow	108.974,22 €	110.563,09 €	112.174,94 €	113.810,09 €	115.468,89 €	117.151,66 €	118.858,74 €	120.590,50 €	122.347,27 €	124.129,42 €
-----------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Bibliographie

- Aldabas, M., Gstrein, M. & Teufel, S. (2015) Changing Energy Consumption Behaviour: Individuals' Responsibility and Government Role. *Journal of electronic science and technology*, Vol. 13, No. 4. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/289525296_Changing_Energy_Consumption_Behaviour_Individuals%27_Responsibility_and_Government_Role
- Association pour la promotion des énergies renouvelable. (2016). *Apere*. Retrieved 10 March 2017, from <http://www.apere.org/>
- Aubin, J. (2010). *Croissance infinie : La grande illusion*. Le Rheu, 253 pages.
- Ballestero, E. (2015). *Socially Responsible Investment : A Multi-Criteria Decision Making Approach*. Cham, 312 pages.
- Bauwen, T., (2013). *Le citoyen face au changement climatique*. Retrieved from <https://orbi.ulg.ac.be/bitstream/2268/157357/1/Article%20LB%20Bauwens.pdf>
- Bersay, C., (2015). *Croissance et population*. L'esprit du temps, 128 pages.
- Bert, R., (2012). Powering the future : how we will (eventually) solve the energy crisis and fuel the civilization of tomorrow. *Civil Engineering*, Vol.82(1), p.74
- Biju-Duval, B. (1999). *Géologie sédimentaire : Bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole*. Paris, 735 pages.
- BRUGEL. (2015). *Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en Région de Bruxelles-Capitale - Octobre-Novembre-Décembre 2015*. Retrieved from <http://www.brugel.be/Files/media/SIGI/567259ee5c277.pdf>
- BP. (2016). *Statistical Review of World Energy*. Retrieved from <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>.
- Cluster Tweed, (2014). *L'impact micro et macroéconomique des énergies renouvelables en région wallonne*.
- Commission Européenne, (2014). *Objectifs pour 2030 en matière de climat et d'énergie en faveur d'une économie de l'UE compétitive, sûre et à faibles émissions de carbone*.
- Crane, A. & Matten, D. (2010) *Business Ethics: Managing Corporate Citizenship and Sustainability in the Age of Globalization*. Oxford university press, 614 pages.
- CRE. (2014). *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*.
- CREG. (2017). *Tableau de bord mensuel électricité et gaz naturel*. Retrieved from <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Prices/tableaubord.pdf>
- CWaPE. (2017). *COMMUNICATION CD-17c29-CWaPE-0014 Communication sur les coefficients économiques kECO applicables pour la filière solaire photovoltaïque de plus de 10 kW pour la période du 1er juillet au 31 décembre 2017*.

- CWaPE. (2017). *COMMUNICATION CD-17c29-CWaPE-0015 montant des primes QUALIWATT pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW mises en service entre le 1er juillet et le 31 décembre 2017.*
- CWaPE. (n.d.). Panneaux solaire, Solwatt/Qualiwatt. Retrieved March 16, 2017, from <http://www.cwape.be/?dir=6.3>
- CWaPE. (n.d.). Producteurs: Coefficient économique kECO. Retrieved March 16, 2017, from <http://www.cwape.be/?dir=3.10>
- CWaPE. (n.d.). Producteurs, marché des CV, mécanisme de soutien. Retrieved March 16, 2017, from <http://www.cwape.be/?dir=3.4.00>
- CWaPE. (n.d.). Producteurs, marché des CV, quota de CV en RW. Retrieved March 16, 2017, from <http://www.cwape.be/?dir=3.4.02>
- CWaPE. (n.d.). Producteurs, marché des CV, statistiques prix. Retrieved March 16, 2017, from <http://www.cwape.be/?dir=3.4.11>
- David, O. (2015). *La population mondiale : répartition, dynamique et mobilité*. Paris, 191 pages.
- Devogelaer, D. & Gusbin, D. (2011). Towards 100% renewable energy in belgium by 2050. Retrieved from <http://www.plan.be/publications/publication-1191-fr-towards+100pct+renewable+energy+in+belgium+by+2050>
- Engie Electrabel. (2017). *La facture d'électricité augmente, comment ça s'explique*. Retrieved from <https://www.engie-electrabel.be/fr/particulier/evolution-facture-electricite>
- Engie Electrabel. (2017). *Prix de l'électricité Belgique*. Retrieved from <https://www.engie-electrabel.be/fr/particulier/prix-gaz-electricite-fournisseur/prix/prix-electricite-fournisseur-belgique>
- Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières asbl. (2017). *Statistiques électricité*. Retrieved from <https://www.febeq.be/fr/statistiques-electricite>
- Forget, E., (2015). *L'investissement éthique : analyse juridique*. Presse universitaire de Strasbourg, 787 pages.
- Houghton, J. (2011). *Le réchauffement climatique : un état des lieux complet*. De boeck, 495 pages.
- Leroux, M., (2005). *Global Warming : Myth or Reality ? The Actual Evolution of the Weather*. Springer Berlin Heidelberg, 469 pages.
- Merle, J, (2016). *Changement climatique : histoire et enjeux*. Paris, 365 pages.
- Moati, P., (2016). *La société malade de l'hyperconsommation*. Paris, 255 pages.
- Morvan, J. (2004). *L'investissement socialement responsable : Une nouvelle gouvernance d'entreprise ?* Paris, 270 pages.
- Newell, P. & Paterson, M., (2011). *Climat et Capitalisme réchauffement climatique et transformation de l'économie mondiale*. De boeck, 219 pages.

- Organisation de Coopération et de Développement Économiques. (2007). *Développement de l'énergie nucléaire : Risques et avantages de l'énergie nucléaire*. Paris, France. Retrieved from http://www.oecd-ilibrary.org/nuclear-energy/risques-et-avantages-de-l-energie-nucleaire_9789264035553-fr
- Organisation de Coopération et de Développement Économiques. (2011). *Vers des comportements plus environnementaux : Vue d'ensemble de l'enquête 2011*. Paris, France. Retrieved from http://www.oecd-ilibrary.org/environment/vers-des-comportements-plus-environnementaux_9789264195493-fr
- Organisation de Coopération et de Développement Économiques. (2002). *Vers un mode de consommation durable des ménages ? : Tendances et politiques dans les pays de l'OCDE*. Paris, France. Retrieved from http://www.oecd-ilibrary.org/environment/vers-un-mode-de-consommation-durable-des-menages_9789264275065-fr
- Palier, B. (2014). Passer de l'austérité à l'investissement social, c'est à l'Europe de montrer la voie. Palier Bruno. *Revue de l'OFCE, 2014, Issue 3, p.229*
- Parotte, C. & Rossignol, N. (2011). *Energie : faut-il se mettre au régime ?* Retrieved from <http://hdl.handle.net/2268/104235>
- Pluchart, J. (2011) L'impossible capitalisme vert. *Vie & Sciences de l'Entreprise, Sep 2011, Issue 188, p.94*
- Shafiee, S. & Topal, E., (2014). When will fossil fuel reserves be diminished? *Energy Policy, 2009, Vol.37(1), pp.181-189.*
- SPF économie. (2017). *Statistiques Belgium : Inflation*. Retrieved from http://economie.fgov.be/fr/statistiques/chiffres/economie/prix_consommation/indices_prix_consommation/inflation/
- Utama, N., Fathoni, A., Kristianto, M. & Mclellan, B., (2014). The End of Fossil Fuel Era: Supply-demand Measures through Energy Efficiency, *Procedia Environmental Sciences, 2014, Vol.20, pp.40-45.*
- WWF & Eneco 2014. *Les énergies traditionnelles encore privilégiées en Belgique par rapport aux énergies renouvelables*. Retrieved from https://wwf.be/fr/que-faisons-nous/actualites/faire-pression/energies-traditionnelles-encore-privilegiees-en-belgique-par-rapport-aux-energies-renouvelables/53_1169/?fb_comment_id=215789368630650_403526533190265
- 3E, (2014). *Les coûts et bénéfices réels des énergies conventionnelles et renouvelables*.

Executive Summary

Over the past few years, awareness has been raised about global issues the world is facing such as the increasing demography, the overall increasing consumption, the scarcity of resources and the global warming. Leaders from all over the planet decided to take actions in order to tackle those problems. Therefore, some European countries decided to set up some support mechanisms in order to develop the renewable energies. In that context, the development of renewable energies seems to be a first choice option. However, the profitability of those means of production has to be discussed.

In this thesis, after a small introduction, we investigate the profitability of different sources of production such as the hydroelectricity, the photovoltaic and the wind power in Wallonia taking into account the costs and revenues generated by each of those sources of production. We also consider different possible scenarios in order to determine the profitability of the different sources under various circumstances.

The results of this thesis have shown that most of the renewable production sources are profitable under different circumstances. The production mean that struggles the most giving a high profitability is the small wind turbine. In order to be profitable those installations need to consume their own production in a large proportion. The same reasoning can be applied to the photovoltaic while the big wind turbine can be profitable by solely selling its entire production. However, in most of the cases discussed, the photovoltaic offers better internal rates of return. For the small photovoltaic, it is even profitable with taxes applied over the power installed. The case of the hydroelectricity was also illustrated with one example which has shown us that those types of installation can also be profitable under the assumption that the price of the electricity is not too low.