

Année académique 2021 - 2022

**Étude comparative de différentes solutions énergétiques pour le bâtiment
de
la Résidence Elisabeth A.C.P. à Liège, dans le contexte en évolution des
communautés d'énergie renouvelable en Région wallonne**

Mémoire présenté par Théo CAPRASSE

En vue de l'obtention des grades de

**Master en sciences et gestion de l'environnement, à finalité spécialisée
en énergies renouvelables et bâtiments durables (ULiège)**

Master en Développement durable, à finalité Energie-Environnement (Uni.lu)

Rédigé sous la direction

Du promoteur, Stéphane Monfils

Du co-promoteur, Frank Scholzen

Du comité de lecture, Damien Emonts, Marc Gillet et Jonas Lambert

« Copyright »

« Toute reproduction du présent document, par quelque procédé que ce soit, ne peut être réalisée qu'avec l'autorisation de l'auteur et de l'autorité académique* de l'Université de Liège et de l'Université du Luxembourg »

« L'autorité académique est représentée par le(s) promoteur(s) membre(s) du personnel enseignant de l'ULiège et de l'Université du Luxembourg »

« Le présent document n'engage que son auteur. »

« Auteur du présent document : CAPRASSE Théo, theo422@hotmail.com »

Résumé

Dans le contexte actuel de transition d'une société essentiellement basée sur de l'énergie carbonée vers une société neutre en émission de CO₂, le secteur du bâtiment et son amélioration énergétique occupent une place essentielle.

Ce contexte est actuellement perturbé par les tensions géopolitiques qui font s'accroître les prix de certaines énergies et qui influencent les investissements énergétiques et les choix en découlant. Ce travail mettra notamment en parallèle les situations de juin 2021 et de juin 2022, prenant en compte les prix du gaz et de l'électricité, ainsi que l'influence de cette évolution sur la rentabilité des diverses solutions étudiées.

Ce mémoire se réfère au projet de recherche AMORCE (Analyse Macro et micro-économique pour l'Optimisation et la Réplicabilité des Communautés d'Énergie) qui vise particulièrement à étudier la répliquabilité des communautés d'énergie en Région wallonne au travers de différents Living lab. Parmi ceux-ci figure la Résidence Elisabeth, une copropriété datant des années 80, sur laquelle se basera l'ensemble de cette optimisation des systèmes énergétiques.

Les solutions énergétiques étudiées pour ce bâtiment sont : l'installation de panneaux photovoltaïques en toiture, leur couplage avec une batterie de stockage électrique, l'ajout d'une pompe à chaleur pour produire l'eau chaude sanitaire et l'influence de cette option suivant diverses configurations, le remplacement du système centralisé actuel pour l'eau chaude sanitaire par une solution décentralisée utilisant des chauffe-eaux thermodynamiques, l'installation d'une unité de cogénération et, pour terminer, l'installation d'une production solaire thermique.

L'ensemble de ces solutions sera étudié à travers différents indicateurs énergétiques et économiques.

Ce cas d'étude semble particulièrement intéressant car il constitue un cas typique d'une copropriété vieillissante en centre urbain pour laquelle d'importants travaux énergétiques sont ou vont être nécessaires dans les années à venir. Le cas échéant, cette étude de cas permettra de s'appliquer à d'autres bâtiments aux caractéristiques semblables, bien entendu moyennant certaines précautions et adaptations.

1. Remerciements

A travers ces quelques lignes, je souhaiterais remercier toutes les personnes qui, de près ou de loin, m'ont aidé à réaliser ce mémoire de Master.

Je voudrais accorder une mention toute particulière à mon promoteur, Stéphane Monfils, qui s'est rendu accessible et d'une grande aide à chaque fois que le besoin s'en est fait ressentir. J'aimerais le remercier également pour son appui dans ma recherche de stage de deuxième année qui m'a mené vers l'entreprise Enersol située à Battice, ainsi que pour ses nombreux conseils et pour le soutien qu'il a pu me procurer.

J'aimerais ensuite remercier mon co-promoteur, Frank Scholzen, pour ses conseils avisés.

Je remercie également les membres du projet de recherche AMORCE qui m'ont accueilli et permis d'intégrer ce projet de recherche indispensable à la réalisation de mon mémoire. Je remercie tout particulièrement Jonas Lambert pour son aide et ses nombreux apports.

Premièrement pour m'avoir accueilli pour réaliser mon stage de fin d'étude et ensuite pour m'avoir apporté une aide conséquente pour ce travail, j'aimerais grandement remercier les membres du personnel de l'entreprise Enersol. Merci tout particulièrement à Marc Gillet pour l'accueil au sein de l'entreprise ainsi qu'à son équipe commerciale pour le résidentiel et merci à Damien Emonts pour son soutien et son aide indispensable à la réalisation de certaines études.

Pour terminer, j'aimerais remercier mes proches et plus généralement chaque personne qui a pu contribuer à la réalisation de ce mémoire, soit directement, soit indirectement. Merci aux yeux avisés qui m'ont permis d'améliorer la rédaction du texte, merci pour le soutien moral qui m'a été apporté et merci tout simplement d'avoir été présents.

2. Table des matières

1.	Remerciements	4
2.	Table des matières	5
3.	Liste des abréviations	8
4.	Liste des tables	9
5.	Liste des illustrations	9
6.	Introduction	12
7.	Etat de l'art	13
7.1.	Directive européenne 2018/2001 et intégration du concept de communauté d'énergie renouvelable	13
7.2.	Transposition de la Directive européenne dans la législation wallonne	14
7.3.	Application à l'échelle du bâtiment.....	16
7.4.	Présentation du projet de recherche AMORCE.....	18
7.4.1.	Appel à projet de la Région wallonne	19
7.4.2.	Projet de recherche AMORCE	21
8.	Question de recherche	24
9.	Méthodologie.....	25
9.1.	Description du bâtiment et déterminations des besoins énergétiques	25
9.2.	Optimisation des systèmes énergétiques	25
9.3.	Discussion des résultats.....	25
10.	Living lab de la Résidence Elisabeth.....	26
10.1.	Localisation	26
10.2.	Description du bâti	27
10.3.	Contexte sociologique	28
11.	Détermination des besoins énergétiques.....	29
11.1.	Diagnostic et audit énergétique du bâtiment	29
11.1.1.	Etat des lieux	29
11.1.2.	Feuille de route de l'audit énergétique	31
11.1.3.	Intérêts et limites de l'outil.....	34
11.2.	Profils de consommation des occupants et hypothèses de départ.....	35
11.2.1.	Détermination des besoins énergétiques.....	35
11.2.2.	Profils de consommation électrique des occupants	36
11.2.3.	Normalisation des données.....	44
12.	Optimisation des systèmes énergétiques	45

12.1.	Méthodologie et explications des variables utilisées dans les différentes analyses	46
12.1.1.	Dimensionnement – composantes de l’installation	46
12.1.2.	Aspects énergétiques	47
12.1.3.	Etudes de rentabilité	49
12.2.	Installation de panneaux photovoltaïques.....	53
12.2.1.	Dimensionnement de l’installation.....	53
12.2.2.	Composantes de l’installation.....	56
12.2.3.	Aspects énergétiques	57
12.2.4.	Etude de rentabilité.....	61
12.3.	Couplage avec une batterie.....	63
12.3.1.	Dimensionnement de l’installation.....	63
12.3.2.	Aspects énergétiques	65
12.3.3.	Etude de rentabilité.....	68
12.4.	Installation d’une pompe à chaleur en complément pour l’eau chaude sanitaire	70
12.4.1.	Dimensionnement de l’installation.....	73
12.4.2.	Aspects énergétiques	76
12.4.3.	Etude de rentabilité.....	82
12.5.	Installation de chauffe-eaux thermodynamiques pour l’eau chaude sanitaire	85
12.5.1.	Dimensionnement de l’installation.....	86
12.5.2.	Aspects énergétiques	87
12.5.3.	Etude de rentabilité.....	89
12.6.	Installation d’une unité de cogénération au gaz	91
12.6.1.	Dimensionnement de l’installation.....	92
12.6.2.	Aspects énergétiques	93
12.6.3.	Etude de rentabilité.....	97
12.7.	Installation de panneaux solaires thermiques	99
12.7.1.	Dimensionnement de l’installation.....	100
12.7.2.	Aspects énergétiques	102
12.7.3.	Etude de rentabilité.....	103
13.	Discussion des résultats – Analyse comparative	104
13.1.	Indicateur taux d’autoconsommation	104
13.2.	Indicateur taux d’autosuffisance.....	106
13.3.	Indicateur énergie primaire économisée.....	107
13.4.	Indicateur émissions de CO ₂ économisées.....	108
13.5.	Indicateurs économiques	110
13.5.1.	Temps de retour.....	110

13.5.2.	Taux de rentabilité interne.....	113
13.5.3.	Valeur actuelle nette.....	115
14.	Discussion des résultats – Analyse critique.....	117
14.1.	Synthèse des études.....	117
14.1.1.	Point de vue énergétique.....	118
14.1.2.	Point de vue environnemental.....	118
14.1.3.	Point de vue économique.....	119
14.1.4.	Apports divers.....	119
14.1.5.	Configuration optimale.....	120
14.2.	Limites de ce travail.....	121
14.3.	Perspectives.....	122
15.	Conclusion.....	123
16.	Références.....	125
17.	Annexes.....	129

3. Liste des abréviations

ADEME - Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AG – Assemblée Générale

AMORCE – Analyse Macro et micro-économique pour l'Optimisation et la Réplicabilité des Communautés d'Énergie

BEMS – Building Energy Monitoring and Simulation

BRF - Bois raméal fragmenté

CER – Communauté d'énergie renouvelable

Cluster Tweed - Cluster Technologie Wallonie Energie - Environnement et Développement Durable

COGEO – Comité de gestion opérationnelle

ComAcc – Comité d'accompagnement

COP – Coefficient de performance (*Coefficient of performance*)

CREG - Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

CWaPE - Commission wallonne pour l'Énergie

ECS – Eau chaude sanitaire

GES - Gaz à effet de serre

HEC – Haute école de commerce

ICEDD – Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable

ORES – Opérateur des réseaux gaz et électricité

PAC – Pompe à chaleur

PEB - Performances énergétiques des bâtiments

PVC – Polyvinyl chloride (Polychlorure de vinyle)

SOCCER - Socio-économie des communautés d'énergie renouvelable

SPW – Service Public de Wallonie

TGBT - Tableau général basse tension

TGV – Turbine gaz vapeur

TVA – Taxe sur la valeur ajoutée

U – Coefficient de transmission thermique

ULiège – Université de Liège

VAN – Valeur actuelle nette

4. Liste des tables

Tableau 1 - Prix du gaz et de l'électricité en juin 2021 et 2022 (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2022)	50
Tableau 2 - Résumé des paramètres pour l'étude de rentabilité du PV	62
Tableau 3 - Résumé des résultats de rentabilité PV	62
Tableau 4 - Comparatif des données énergétiques	68
Tableau 5 - Hypothèses de calcul batterie	69
Tableau 6 - Résultats de rentabilité batterie	69
Tableau 7 - Sommes des kWh injectés sur le réseau par mois (Réalisé sur base du tableur Excel Enersol)	71
Tableau 8 - Pertes de rendement et évolution des besoins énergétiques pour l'ECS par poste	74
Tableau 9 - Comparatif des données énergétiques avec PAC comme stockage thermique	78
Tableau 10 – Comparatif des données énergétiques annuelles concernant l'ECS avec la PAC comme stockage	80
Tableau 11 - Comparatif des données énergétiques avec PAC	81
Tableau 12 - Comparaison de l'énergie primaire consommée selon le scénario (PAC).....	81
Tableau 13 - Emissions de CO ₂ économisées (PAC)	82
Tableau 14 - Hypothèses de calcul PAC	83
Tableau 15 - Résultats rentabilité PAC	84
Tableau 16 - Rappel données énergétique ECS	87
Tableau 17 - Nombre de boilers thermodynamiques, leur COP et puissance unitaire maximale	87
Tableau 18 - Comparatif des données énergétiques avec chauffe-eau thermodynamique	88
Tableau 19 - Hypothèses de calculs boilers thermos.....	90
Tableau 20 - Résultats rentabilité chauffe-eaux thermodynamiques.....	90
Tableau 21 - Aspects énergétiques cogénération	93
Tableau 22 - Résumé des paramètres pour l'étude de rentabilité du PV	98
Tableau 23 - Résultats rentabilité cogénération	98
Tableau 24- Hypothèses principales pour le tableur Quick Scan Solaire thermique	102
Tableau 25 - Résultats énergétiques du Quick Scan Solaire thermique	102
Tableau 26 - Résumé des paramètres pour l'étude de rentabilité du PV	103
Tableau 27 - Résultats rentabilité solaire thermique	103

5. Liste des illustrations

Figure 1 - Exemple de configuration pour une CER (Wallonie énergie SPW 2022).....	17
Figure 2 - Logo du projet SOCCER (ReWallonia 2021)	21
Figure 3 - Logo du projet AMORCE (ReWallonia 2021).....	21
Figure 4 - BEMS Logo (Université de Liège 2018).....	22
Figure 5 - Cluster Tweed Logo (Clusters Wallonie 2022)	23
Figure 6 - Engie Laborelec Logo (Engie Laborelec 2022).....	23
Figure 7 - HEC ULiège Logo (Université de Liège 2017).....	23
Figure 8 - Multitel Logo (Multitel 2022)	23
Figure 9 - Résidence Elisabeth au sein de la zone urbaine de Liège (Google Earth 2020).....	26
Figure 10 - Quartier de la Résidence Elisabeth (Google Earth 2018)	27

Figure 11 - Façade de la Résidence Elisabeth (Projet AMORCE 2021)	27
Figure 12 - Vue 3D arrière du bâtiment (Projet AMORCE 2021)	28
Figure 13 - Audit Résidence Elisabeth - Feuille de route (Lambert et Service public de Wallonie 2022)	31
Figure 14 - Exemple d'installation photovoltaïque potentielle (Projet AMORCE 2021).....	32
Figure 15 - Surfaces concernées par l'isolation des façades (Projet AMORCE 2021)	33
Figure 16 - Surfaces concernées par l'isolation des toitures (Projet AMORCE 2021)	33
Figure 17 - Conclusion de la rénovation énergétique décrite dans l'audit (Lambert et Service public de Wallonie 2022).....	34
Figure 18 - Audit Résidence Elisabeth - Situation énergétique initiale (Lambert et Service public de Wallonie 2022).....	36
Figure 19 - Répartition des profils d'occupation Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)	37
Figure 20 - Répartition du nombre d'occupants par logement Elisabeth (Monfils et Lambert 2022) ...	37
Figure 21 - Résidence Elisabeth - consommation annuelles (Monfils et Lambert 2022).....	39
Figure 22 - Répartition de la consommation électrique de la Résidence Elisabeth par poste (Monfils et Lambert 2022)	40
Figure 23 – Profil de consommation électrique globale Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)	41
Figure 24 - Consommation mensuelles de la Résidence Elisabeth (réalisé via le tableur d'Enersol)....	42
Figure 25 - Consommation horaire semaine 1 Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)	43
Figure 26 - Profil de consommation hebdomadaire semaine 1 Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)..	44
Figure 27 - Analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'énergie (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2022)	50
Figure 28 - Aperçu du système PV sur le toit de la Résidence Elisabeth (SolarEdge et Emonts 2022) 54	
Figure 29 - Garantie de qualité (Soluxtec 2020).....	56
Figure 30 - Panneaux Soluxtec DASMODULMONO (Soluxtec 2020)	56
Figure 31 - Onduleur SE30K (SolarEdge 2020)	56
Figure 32 - Optimiseur de puissance (SolarEdge 2021).....	57
Figure 33 - Facteur de correction selon l'inclinaison et l'orientation (Architecture et Climat 2010)	58
Figure 34 - Profil de consommation et production PV : semaine de janvier (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	59
Figure 35 - Profil de consommation et production PV : semaine de juillet (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	59
Figure 36 - Tableau dimensionnement automatique des batteries (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	64
Figure 37 - Nombre de cycles en fonction de la capacité de la batterie (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	65
Figure 38 - Autoconsommation/autosuffisance en fonction de la capacité de la batterie (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	65
Figure 39 - Profil de consommations avec batteries : semaine de janvier (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	67
Figure 40 - Profil des consommations avec batteries : semaine de juillet (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	67
Figure 41 - Comparaison des différents coûts du combustible entre l'électricité, le gaz et l'usage d'une pompe à chaleur selon les données de la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2022).....	72
Figure 42 - Rendements pour l'ECS de la Résidence Elisabeth par poste (Lambert et Service public de Wallonie 2022).....	74
Figure 43 - Unité extérieure U-250PE2E8A (Panasonic 2022b)	75
Figure 44 - Réservoir pompe à chaleur PAW-VP1000LDHW-1 (Panasonic 2022a)	75

Figure 45 - Exemple de la consommation et production PV d'une semaine de juillet.....	79
Figure 46 - Exemple de la consommation et production PV d'une semaine de juillet avec PAC comme stockage thermique.....	79
Figure 47 - Chauffe-eau thermodynamique (Panasonic 2021)	86
Figure 48 - Graphique du nombre d'heures de fonctionnement par an d'une unité de cogénération en fonction de sa puissance (Architecture et Climat 2016)	92
Figure 49 - Cogénération XRGI 9 (EC-POWER 2016)	93
Figure 50 - Graphique consommation journalière en % (COGENcalc).....	94
Figure 51 - Graphique consommation hebdomadaire % (COGENcalc)	94
Figure 52 - Graphique consommation annuelle % (COGENcalc)	94
Figure 53 - Répartition de la production de la cogénération par mois (COGENcalc)	95
Figure 54 - Profil des consommations avec une cogénération : semaine de janvier (Réalisé via le tableur Excel Enersol)	96
Figure 55 - Schéma comparatif avant/après cogénération (COGENcalc).....	97
Figure 56 - Capteur solaire thermique Euro L20 MQ AR (Wagner & Co 2010)	100
Figure 57 - Comparaison du taux d'autoconsommation par installation	104
Figure 58 - Comparaison du taux d'autosuffisance par installation.....	106
Figure 59 - Comparaison de l'énergie primaire économisée annuellement par installation	107
Figure 60 - Comparaison des émissions de CO ₂ économisés annuellement par installation	109
Figure 61 - Comparaison du temps de retour par installation - Prix 1	110
Figure 62 - Comparaison du temps de retour par installation - Prix 2	111
Figure 63 - Comparaison du taux de rentabilité interne sur 15 ans par installation - Prix 1	113
Figure 64 - Comparaison du taux de rentabilité interne sur 15 ans par installation - Prix 2	114
Figure 65 - Comparaison de la valeur actuelle nette sur 15 ans par installation - Prix 1	115
Figure 66 - Comparaison de la valeur actuelle nette sur 15 ans par installation - Prix 2	116

6. Introduction

A l'heure du changement climatique anthropique observé et confirmé depuis des décennies par la communauté scientifique, à l'heure des premiers, mais pas des derniers, signes bouleversants de ce changement climatique en cours ailleurs dans le Monde mais également en Europe de l'Ouest, à l'heure de cette urgence climatique prenant diverses formes de conséquences, il est grand temps d'agir.

Des objectifs ambitieux se mettent en place depuis des décennies et une accélération s'observe dans l'Union européenne depuis quelques années. L'objectif phare est maintenant la neutralité climatique à l'horizon 2050.

L'année 2050 c'est lointain et à la fois très proche d'aujourd'hui. Loin car c'est dans près de trente ans et que dans l'imaginaire collectif, trente ans c'est long. Pourtant c'est dès aujourd'hui qu'il faut investir et bouger afin de parvenir à cet objectif.

C'est dans ce sens que diverses Directives européennes sont mises en place à tous niveaux. Notamment dans le secteur de l'énergie avec la mise en place des communautés d'énergie renouvelable mais également dans le secteur du bâtiment au sens large. Les performances énergétiques des bâtiments deviennent une priorité et décarboner ce secteur un enjeu majeur.

Ce travail se déploie dans ce cadre législatif européen en mouvement qui peine à trouver son écho au niveau législatif régional wallon. C'est précisément dans ce cadre wallon qu'il vient s'insérer.

Afin d'évaluer le potentiel des communautés d'énergie renouvelable et les contraintes quant à leur mise en œuvre en Région wallonne, le Gouvernement a lancé un appel à projet de recherche. Il a notamment été remporté par le projet de recherche AMORCE, acronyme de « *Analyse Macro et micro-économique pour l'Optimisation et la Réplicabilité des Communautés d'Énergie* ».

L'objectif de ce mémoire est de contribuer à ce projet de recherche en étudiant et en analysant différentes solutions énergétiques pour les systèmes du bâtiment de la Résidence Elisabeth à Liège, l'un des laboratoires vivants d'AMORCE.

Il s'agira tout d'abord de poser le contexte de cette étude. Le cadre législatif, le projet de recherche, les communautés d'énergie renouvelable, le bâtiment de la Résidence Elisabeth ainsi que les recherches déjà menées à son sujet et pouvant être utiles à ce travail seront développés.

Viendra ensuite la détermination des besoins énergétiques du bâtiment. Pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire ces besoins seront estimés grâce à un audit énergétique mené préalablement sur le bâtiment en question.

En ce qui concerne les besoins électriques, ils seront estimés grâce des profils de consommation créés spécialement pour ce bâtiment. Faute de compteurs électriques communicants au sein du bâtiment, ces données doivent être basées sur des hypothèses de consommations et non sur des données réelles d'habitude de consommation.

Une fois que cette première étape sera réalisée, il sera possible d'analyser l'impact de différentes installations techniques au sein du bâtiment. Au total ce sont six installations techniques différentes qui seront analysées : une installation photovoltaïque, une installation photovoltaïque munie de batteries électriques de stockage, l'ajout d'une pompe à chaleur pour réaliser une partie ou la totalité de l'eau chaude sanitaire, le remplacement du système actuel au gaz centralisé par des chauffe-eaux

thermodynamiques individuels, l'ajout d'une unité de cogénération et finalement l'ajout d'une installation solaire thermique.

Chaque solution technique sera étudiée sous un angle énergétique, environnemental et économique à l'aide d'indicateurs communs adéquats.

La dernière partie de ce travail se compose d'une analyse comparative de ces différentes installations techniques au regard des différents indicateurs sélectionnés et d'une analyse critique des différentes options.

7. Etat de l'art

Avant de s'intéresser au cas d'étude du bâtiment de la Résidence Elisabeth, il est essentiel de poser le contexte. Il permettra de comprendre les différentes dynamiques qui sont en jeu, les objectifs européens et régionaux qui poussent à aller dans ce sens et de mettre en avant les différents enjeux macroscopiques. Ces enjeux plus généraux permettront ensuite de cerner davantage les dynamiques qui s'exercent au niveau local avec les communautés d'énergie et qui influencent ou influenceront directement le bâtiment.

Cette première partie s'intéressera dès lors au contexte général européen de la transition énergétique et au cadre dans lequel s'intègrent les communautés d'énergie renouvelable. La transposition au niveau régional wallon sera ensuite développée pour terminer par une application concrète à l'échelle du bâtiment.

7.1. Directive européenne 2018/2001 et intégration du concept de communauté d'énergie renouvelable

Avec le changement climatique et ses effets qui se font déjà ressentir partout dans le monde, la volonté politique européenne est de mettre en place des mesures de réduction et d'adaptation. Les premières consistent à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) actuelles et futures afin de limiter voire de stopper la tendance actuelle. Puisqu'il est déjà connu que l'ensemble des effets du changement climatique ne pourront être limités ou contrecarrés, il est indispensable de prendre des mesures qui permettront de s'adapter aux bouleversements déjà en cours.

Du point de vue du bâtiment, les mesures d'adaptation peuvent se traduire par une meilleure conception du bâti qui permettra de résister davantage aux prochaines catastrophes naturelles, de faire face aux vagues de chaleur ou de sécheresse, d'améliorer le confort en végétalisant, de prendre en compte la raréfaction des ressources énergétiques fossiles, etc.

Les mesures de réduction auront plutôt tendance à limiter la consommation des énergies fossiles en réduisant au maximum les besoins et en utilisant le plus possible de l'énergie décarbonée pour satisfaire le restant des besoins.

C'est notamment dans cette optique-là que la Directive de 2001 a été modifiée en profondeur en 2018. Ce texte européen communément appelé « *Directive renouvelable* » tend à favoriser l'émergence de la production d'énergie renouvelable et à décarboner la production électrique sur le territoire européen.

Pour ce faire, un nouvel outil est entre-autre mis en place, il s'agit des « *communautés d'énergie renouvelable* » (Journal officiel de l'Union européenne 2018). Ce terme est défini comme tel à la page L-328/103 de la Directive :

« 16) «*communauté d'énergie renouvelable*»: une entité juridique:

- a) *qui, conformément au droit national applicable, repose sur une participation ouverte et volontaire, est autonome, est effectivement contrôlée par les actionnaires ou des membres se trouvant à proximité des projets en matière d'énergie renouvelable auxquels l'entité juridique a souscrit et qu'elle a élaborés;*
- b) *dont les actionnaires ou les membres sont des personnes physiques, des PME ou des autorités locales, y compris des municipalités;*
- c) *dont l'objectif premier est de fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux à ses actionnaires ou à ses membres ou en faveur des territoires locaux où elle exerce ses activités, plutôt que de rechercher le profit; »*

La communauté d'énergie renouvelable (CER) est donc une nouvelle entité juridique qui peut prendre différentes formes. Dans le cas d'une copropriété, comme c'est le cas de la Résidence Elisabeth sur laquelle porte cette étude, l'idée serait de constituer une CER qui intégrerait l'ensemble de la copropriété. Cela permettrait de faciliter les aspects juridiques et d'éviter de scinder ces deux structures. Néanmoins il faudra envisager le fait que ces deux entités finissent par se scinder tôt ou tard puisqu'un membre d'une CER doit pouvoir en sortir quand il le souhaite. Il pourrait également être envisageable d'étendre la CER à d'autres bâtiments dans un périmètre local qui doit encore être défini.

Dans l'article scientifique intitulé « Les communautés d'énergie renouvelable et la transition verte de l'UE », Antonio di Marco reformule cette définition d'une CER de la sorte : « *une communauté d'énergie renouvelable est une PME ou une organisation sans but lucratif, dont les actionnaires ou les membres coopèrent en vue de la production, de la distribution, du stockage ou de la fourniture d'énergie produite à partir de sources renouvelables* » (di Marco 2018).

Outre les aspects de production et de consommation d'énergie d'origine renouvelable, une importance est accordée au périmètre qualifié de local. Ce terme assez vague devra être précisé par la suite par les Etats-membres, le cas-échéant par la Région wallonne. Le gain environnemental, social et/ou économique figure également parmi les objectifs des CER, tout en écartant l'objectif seul de générer des bénéfices. Ces différents avantages pourraient se traduire par exemple par une réduction des émissions de CO₂ en favorisant de l'énergie décarbonée, par l'augmentation de la stabilité du réseau électrique local en favorisant l'autoconsommation et donc en réduisant l'injection sur ce réseau, en générant de l'emploi au niveau local ou encore en donnant accès à de l'énergie meilleur marché à des ménages en précarité énergétique. Comme le montrent ces quelques exemples, la marge de manœuvre de ces communautés d'énergie renouvelable est extrêmement large.

7.2. Transposition de la Directive européenne dans la législation wallonne

Une fois qu'une directive est adoptée, il est du devoir des Etats membres de l'intégrer dans leur législation nationale. Pour cette matière, ce sont les Régions qui sont compétentes en Belgique. C'est donc à la Région wallonne de transposer ce texte européen dans sa législation régionale.

Alors que cette transposition avait commencé avec le ministre de l'Énergie compétent du gouvernement wallon précédent avec le décret du 2 mai 2019 (Moniteur belge et Parlement de Wallonie 2019), lors du changement de gouvernement en 2019, le nouveau ministre de l'Énergie Philippe Henry a décidé

d'entièrement revoir ce texte. Il a fallu attendre le 4 mai 2022 pour que cette Directive européenne soit transposée dans le droit wallon via un décret. Ce dernier ne précise pas l'ensemble des modalités qui s'appliqueront aux communautés d'énergie renouvelable et il faut attendre les arrêtés d'exécution pour que les règles se précisent. (Wallonie énergie SPW 2022)

Parmi les incertitudes qui persistent se retrouvent, entre-autres, le prix de rachat de l'électricité excédentaire qui sera injectée sur le réseau ou encore la distance limite du fameux périmètre local dans lequel doit s'insérer la même CER.

Pour le cas d'étude de la Résidence Elisabeth, puisqu'il s'agit d'un Living lab s'insérant dans un projet de recherche, une dérogation doit être demandée auprès du régulateur wallon, la Commission wallonne pour l'Énergie (CWaPE). Cette dérogation permettra à la communauté d'énergie renouvelable de se constituer légalement et de fonctionner comme le prévoit la loi.

Ce texte de loi porté par le ministre de l'Énergie figure parmi les objectifs de la déclaration de politique régionale pour l'exercice 2019 à 2024. Au chapitre 12 de cette déclaration portant sur l'énergie, il est notamment indiqué que « *le Gouvernement développera le plus rapidement possible la production d'électricité d'origine renouvelable* » et que « *Dans ce but, le Gouvernement s'appuiera notamment sur des projets pilotes d'autoconsommation collective d'énergie renouvelable, en associant les gestionnaires de réseau. Il sera également attentif à la finalisation et la mise en œuvre concrète de la législation entourant le développement des communautés d'énergie renouvelable, dans le respect de l'intérêt général et de l'objectif de transition énergétique. Le Gouvernement évaluera les impacts des expériences pilotes d'autoconsommation collective sur le financement des réseaux de distribution et veillera à ce qu'ils ne mettent pas en péril leur développement futur au service de la transition énergétique.* » (Gouvernement wallon 2019)

C'est dans ce cadre de déclaration de politique régionale que s'inscrit le projet de recherche AMORCE dont il a déjà été fait mention et qui sera développé par la suite.

L'augmentation de la production d'énergie renouvelable est donc un enjeu au niveau européen, national, régional et également local comme le démontrent les communautés d'énergie renouvelable. La tendance va vers la décentralisation de la production pour qu'elle soit au plus proche du consommateur final afin de limiter les pertes de rendement et d'améliorer la résilience du réseau électrique.

Bien que ce travail porte presque exclusivement sur l'optimisation des systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth, la réduction des besoins énergétiques reste une priorité absolue qui ne doit pas passer après cette optimisation des systèmes. Cette réduction des besoins permettra de dimensionner au mieux les installations par rapport à une enveloppe du bâtiment qui sera efficace et pertinente.

Le Gouvernement wallon adopte cette position dès le premier point de sa déclaration de politique régionale qui s'intitule « *Les économies d'énergie et l'isolation des bâtiments* ». Ce point découle directement de la Directive européenne 2010/31 portant sur la performance énergétique des bâtiments, régissant les règles wallonnes actuelles en la matière.

Outre ces deux points sur la réduction des besoins et sur la production d'énergie renouvelable, le Gouvernement wallon actuel déclare porter une attention importante à « *l'accès à l'énergie* », qu'il considère comme étant un droit fondamental.

Le dernier point de ce chapitre sur l'énergie s'intitule « *Les aides aux entreprises et indépendants pour l'accès à l'énergie et la réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre* » (Gouvernement wallon 2019). La volonté affirmée dans ce dernier point est le fait de vouloir faire participer et aider les entreprises wallonnes dans la transition énergétique en leur permettant également de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.

7.3. Application à l'échelle du bâtiment

Les niveaux réglementaires européen et régional wallon pourraient être qualifiés de niveaux « *macroscopiques* » ou « *globaux* » qui intègrent une stratégie d'ensemble. Cette stratégie se traduit de niveau en niveau pour, in fine, atteindre le niveau local de la commune, de la ville, du quartier, de la localité, du bâtiment et finalement de l'utilisateur ou bénéficiaire. Ces textes de lois sont essentiels pour garder une cohérence entre les territoires européens ou régionaux et permettent de viser des objectifs majeurs.

En 2020, un nouveau texte européen majeur et très ambitieux a été publié et voté. Il s'agit du « *Pacte vert pour l'Europe* » ou « *European Green Deal* ». Ce texte ambitieux vise la neutralité climatique de l'Union européenne d'ici 2050 et une diminution d'au moins 55% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 (Conseil européen et Conseil de l'Union européenne 2022).

Pour y parvenir, de nombreuses mesures ont été décidées, notamment certaines dans les secteurs du bâtiment et de l'énergie. L'un des projets se nomme le « *clean energy package* ». Il vise à renforcer les formes de partage de l'énergie comme c'est le cas des communautés d'énergie renouvelable (Architecture et Climat 2022).

La tendance est donc clairement au renforcement de la production électrique renouvelable, à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments ou encore à de nouvelles formes de consommation d'énergie comme c'est le cas des CER.

Après transposition dans le droit wallon de ces directives, restait à les mettre en application via des mesures concrètes.

Ainsi, pour un bâtiment qui se trouverait sur le territoire de la Région wallonne, la loi sur les performances énergétiques qui découle directement de la Directive PEB 2010/31 et citée précédemment sera d'application. Cette loi découle de l'objectif d'atteindre la neutralité climatique au niveau européen d'ici 2050 mentionné précédemment. Pour le secteur du bâtiment l'enjeu est énorme tant le parc immobilier est important et vieillissant. La volonté régionale d'aller vers une rénovation progressive du bâti est clairement marquée avec une volonté d'atteindre le label énergétique A.

La Directive impose quatre mesures à appliquer : une méthodologie de calcul pour déterminer les performances énergétiques d'un bâtiment, des exigences minimales pour un nouveau bâtiment et pour le bâti existant, une certification pour le neuf et lors de la vente ou de la mise en location d'un bâtiment existant ainsi qu'une inspection régulière des systèmes de chauffage et de ventilation. (Wallonie énergie SPW 2018)

Afin de réaliser l'ensemble de ces étapes, la Région wallonne a mis en place un audit énergétique réalisé par des auditeurs agréés. Leur mission est de poser un diagnostic énergétique du bâtiment et de mettre en avant un package de solutions par ordre de priorité afin d'atteindre le label énergétique A. Cet outil permet de mener à bien une rénovation énergétique pour un bâtiment tout en gardant une logique et une pertinence dans la réalisation des différents travaux. La réduction des besoins sera dès lors la priorité pour ensuite laisser place à l'amélioration des systèmes et in fine, la production d'énergie renouvelable in situ. Il sera montré par la suite que les solutions proposées pour le bâtiment étudié sont placées dans un ordre différent pour diverses raisons découlant directement de la constitution d'une CER.

En effet, l'audit énergétique réalisé pour la Résidence Elisabeth qui sera expliqué par la suite prône la réalisation de certaines étapes dans un ordre différent. La mise en place d'une production photovoltaïque en toiture apparaît dès la première étape avant même les mesures de réduction des besoins. Cette modification de l'ordre est tout d'abord due à la nécessité de produire de l'énergie renouvelable pour

pouvoir former une CER. L'idée est aussi de générer des recettes grâce à cette installation, qui permettront de financer la suite des travaux énergétiques. Dans un cas classique, ces travaux n'auraient peut-être pas été effectués car trop lourd financièrement alors qu'ici ils pourraient être financés par les recettes de la CER, n'entraînant pas de dépense ou d'investissement qui pourraient éventuellement rebuter les copropriétaires.

Cet aspect sur les performances énergétiques des bâtiments (PEB) sera utilisé dans le cadre de ce travail lors de la présentation du Living lab et pour la détermination des différents besoins énergétiques du bâtiment. Les données qui seront utilisées proviennent en grande partie de l'audit énergétique logement réalisé par un auditeur agréé dans le cadre du projet de recherche AMORCE.

En termes d'applicabilité de la Directive et du décret portant sur les communautés d'énergie renouvelable, tous les aspects ne sont pas parfaitement clairs et vont se préciser par la suite mais une configuration initiale tend à se dégager. Il s'agirait de former une CER composée de la même manière que la copropriété. C'est-à-dire que l'ensemble de la copropriété prendrait part à cette CER ce qui permettrait de faciliter la répartition des investissements et de faciliter la prise de décision.

Néanmoins les deux structures doivent être scindées juridiquement. Rien ne garantit que l'ensemble des membres de la CER souhaitent y rester dans les années à venir et il n'est pas exclu que d'autres membres viennent s'y greffer.

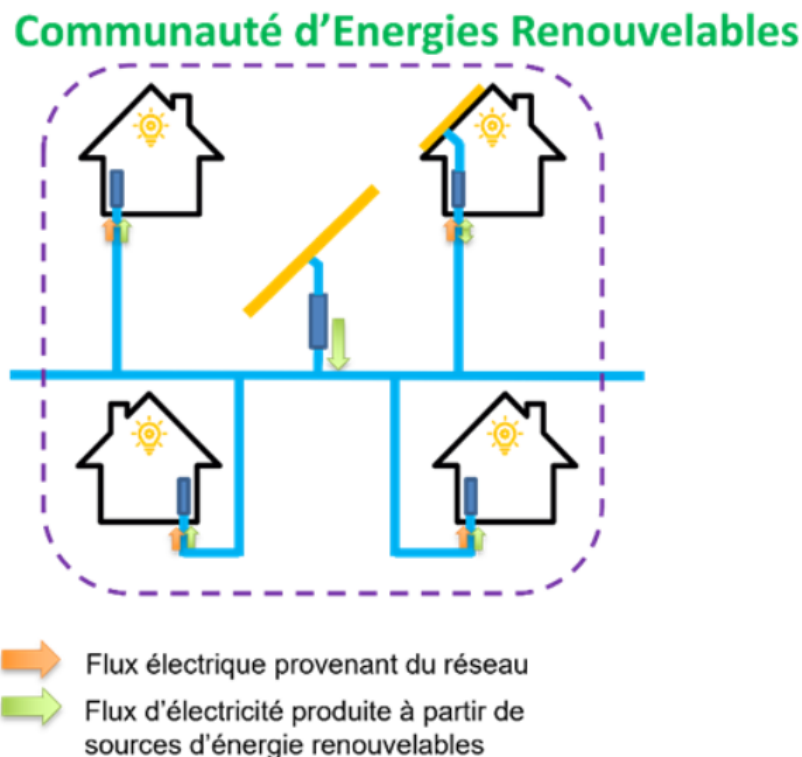


Figure 1 - Exemple de configuration pour une CER (Wallonie énergie SPW 2022)

Ce schéma montre un exemple de configuration possible pour une communauté d'énergie renouvelable. Il s'agit ici de quatre bâtiments consommateurs dont un est également producteur et d'une unité de production commune. Les flux électriques peuvent à la fois provenir du réseau et de la production de la CER.

Pour le bâtiment de la Résidence Elisabeth, la configuration privilégiée actuellement serait une production photovoltaïque en toiture qui serait redistribuée à l'ensemble des membres de la CER

constituée par l'ensemble des occupants du bâtiment. Les clés de répartition de l'électricité produite sont encore à définir et peuvent prendre différentes formes en fonction des souhaits des membres de la CER. Il pourrait par exemple s'agir de répartir uniformément l'électricité produite entre les membres ou alors de favoriser les plus gros consommateurs.

Il faut bien comprendre qu'une copropriété a des règles de fonctionnement particulières que ça soit en termes de processus de prise de décision, des démarches à suivre pour effectuer un investissement ou des travaux ou encore dans la répartition des charges entre les occupants. Le fait que la copropriété Elisabeth décide de former une CER qui comprendrait l'ensemble de la copropriété faciliterait énormément la prise de décision.

Dans le cas contraire, il faudrait mettre en place un dispositif juridique qui permettrait à certains copropriétaires d'utiliser les toitures pour produire de l'électricité pour la CER dont ils feraient partie, tout en rémunérant d'une quelconque façon les copropriétaires ne faisant pas partie de la CER mais à qui les toitures appartiennent également. C'est pour cette raison que l'unité de la copropriété pour former une CER serait un énorme atout même si les prises de décisions restent toujours compliquées.

La création d'une CER pour une copropriété est un réel atout car cela permet de répartir l'énergie produite de manière contrôlée tout en faisant bénéficier de cette électricité un maximum des membres. Dans ce cas-ci, s'il s'agissait uniquement de placer une installation photovoltaïque en toiture sans former de CER, l'électricité pourrait être utilisée pour couvrir les besoins des locaux communs mais il serait impossible de répartir entre les différents occupants le reste de l'électricité. Il y aurait donc une injection importante et les occupants ne pourraient pas profiter de l'électricité photovoltaïque produite en toiture pour couvrir une partie de leurs propres besoins.

Outre un gain financier pour les membres de la CER par l'achat d'une électricité meilleur marché que sur le réseau, les communautés d'énergie renouvelable ont d'autres atouts. L'investissement serait beaucoup plus facile à porter avec une CER qu'avec un investisseur seul puisque l'ensemble des coûts sont répartis. Un foyer n'ayant pas suffisamment de moyens pour investir seul dans ce type d'installation de production renouvelable se verrait doté de cette possibilité grâce à la CER, réduisant par la même occasion les risques de précarité énergétique. Le gain environnemental est également présent comme cela a déjà été mentionné précédemment. En effet une CER tend à maximiser l'autoconsommation réduisant ainsi l'injection sur le réseau qu'une installation classique pourrait engendrer. La production et la consommation se verraient également rapprochées l'une de l'autre, réduisant le besoin d'importer de l'énergie. Ces nouveaux types de productions d'énergie décentralisés améliorent l'intégration des énergies renouvelables dans le paysage énergétique en réduisant leurs impacts sur le réseau électrique. (Wallonie énergie SPW 2022)

7.4. Présentation du projet de recherche AMORCE

Afin de mettre en exergue les différents aspects théoriques vus dans la première partie de ce document, ce travail s'appuiera largement sur l'un des *living labs* du projet de recherche AMORCE : la Résidence Elisabeth à Liège.

Un living lab, littéralement un « laboratoire vivant » en français, est décrit par Dimitri Voilmy dans son article « *Les living labs et la conception participative : l'exemple d'ActivAgeing* » comme étant « *un concept créé pour soutenir les processus de développement de technologies [...] centrées sur l'utilisateur. Un living lab se définit à la fois comme un environnement et une approche. Cette démarche accompagne un processus d'innovation propice à l'élaboration des scénarios d'usage en appartement-laboratoire et aux expérimentations en conditions réelles dans l'habitat quotidien.* » (Voilmy 2016)

Ce laboratoire vivant constitue donc l'un des espaces étudiés par le projet de recherche AMORCE, l'acronyme de « *Analyse Macro et micro-économique pour l'Optimisation et la Réplicabilité des Communautés d'Énergie* ». (Cluster TWeed 2021)

Cette recherche et cette analyse portant sur le bâtiment de la Résidence Elisabeth s'insèrera dès lors dans le cadre de ce projet de recherche afin d'une part de pouvoir tirer profit des avancées déjà effectuées, et d'autre part de pouvoir y apporter une plus-value éventuelle en termes de recherche supplémentaire. Dans cet état d'esprit, les répétitions seront le plus possible réduites et il s'agira de se concentrer sur des éléments qui n'auraient pas encore été étudiés.

Avant de se plonger davantage dans ce travail de recherche et d'analyse, cette quatrième partie de l'état de l'art se concentre sur la présentation et la description du projet de recherche AMORCE.

7.4.1. Appel à projet de la Région wallonne

Informations générales

Au mois d'août 2020, la section Territoire, Logement, Patrimoine et Énergie du Service Public de Wallonie (SPW) publie un appel à projets de recherche. Celui-ci doit porter sur le domaine de l'énergie en Région wallonne, plus particulièrement sur des Living labs, littéralement « *laboratoires vivants* ». L'octroi de ce marché public s'accompagne d'un budget dédié, destiné à financer le ou les projets de recherche qui auraient été approuvés par le SPW. Cette section se base essentiellement sur le document officiel de cet appel à projet (SPW Territoire, Logement, Patrimoine, Énergie 2020).

Philippe Henry, Vice-président et Ministre du climat, de l'énergie, de la mobilité et des infrastructures au Gouvernement wallon, lance cet appel à projets afin d'expérimenter au travers des living labs les nouveaux enjeux liés au thème de l'énergie en Région wallonne. Ces projets doivent s'articuler autour de trois thématiques phares, lesquelles peuvent s'entrelacer. Il peut s'agir de « *Communautés d'énergie électrique et/ou chaleur/froid ; Processus de rénovation collective ; Gestion de la mobilité électrique partagée.* »

L'appel à projets comporte également le budget public alloué total qui est de 2 985 000€ avec un maximum d'un million d'euros par projet. La durée du projet est de maximum 4 ans, avec une évaluation de celui-ci à mi-chemin. Pour le projet AMORCE, cette évaluation est en cours de publication et elle sera évoquée à plusieurs reprises dans ce travail. Il est essentiel de comprendre que ce budget alloué ne peut servir qu'à financer de la recherche et en aucun cas il ne pourrait servir à financer des installations pour les Living labs. Une future CER ne pourrait dès lors pas être motivée à prendre part à ce projet de recherche pour financer d'éventuelles installations photovoltaïques ou autre.

Le projet de recherches doit impérativement intégrer les différents défis énergétiques évoqués et déboucher sur la création d'un ou plusieurs living labs afin d'établir un « *développement expérimental* » et faire office d'une « *démonstration* ». Une multitude d'acteurs et de conglomérats d'acteurs sont potentiellement éligibles. Il peut s'agir d'organismes de recherche, d'unités universitaires, d'unités de haute école, de centres de recherche agréés, de petites/moyennes/grandes entreprises ou toute autre personne morale ayant un siège d'activité en Wallonie.

C'est le département de l'énergie et du bâtiment durable du SPW qui examine les différentes candidatures et qui juge de leur pertinence. Les critères d'évaluation sont basés sur les principes suivants : « *Qualité, la faisabilité et la pertinence du projet* », « *le caractère innovant* », « *valorisation de l'innovation* » et la « *contribution au développement durable* ». Ce dernier point considère que cette contribution passe par trois principes, le principe d'efficacité, le principe de résilience et le principe de suffisance.

Thématiques étudiées

Avant de décrire les différents sujets possibles pour cette recherche, l'appel à projets précise ce qui est attendu en précisant le terme de « *living labs* ». Pour ce faire, un texte issu de Wikipédia censé permettre une meilleure compréhension du sujet est retranscrit. Les éléments sont similaires à la définition évoquée précédemment bien que certains aspects méritent d'être soulignés.

Il est par exemple question de « *tester grandeur nature* », « *d'impliquer les utilisateurs dès le début de la conception* », « *stimuler les collaborations entre des profils hétérogènes de personnes* », « *développer des découvertes inattendues* », etc. Outre ces différents aspects qui sont censés stimuler la recherche par la mise en évidence d'éléments inattendus, un living lab fait également office de vitrine pour les résultats de la recherche.

Une fois cette précision réalisée, l'appel à projet décrit les différentes thématiques envisageables. Il peut s'agir, comme mentionné plus haut, de communautés d'énergie, de rénovation collective ou encore de mobilité électrique partagée.

- *Communautés d'énergie en électricité et/ou chaleur froid*

Partant du principe qu'il est compliqué d'atteindre des niveaux d'exigence en chaleur, électricité ou en carburant nuls, il faut rendre le besoin en énergie restant le plus vert possible. Pour concrétiser cela, il faut pouvoir passer par des énergies renouvelables, par l'application de principes d'économie circulaire et de nouveaux modes de consommation de cette énergie. Modifier l'organisation du partage des énergies renouvelables, par exemple via les CER, permettrait d'atteindre une gestion plus efficace de l'énergie.

- *Rénovation énergétique collective des bâtiments à l'échelle d'îlot(s) ou de quartier(s)*

L'ambition de la stratégie de rénovation wallonne à long terme étant d'atteindre la classe énergétique « A » décarboné en moyenne pour les bâtiments résidentiels d'ici 2050 et d'atteindre la neutralité en énergie des bâtiments tertiaires publics d'ici 2040, la rénovation énergétique est un enjeu crucial.

Alors que l'approche traditionnelle consiste à améliorer les performances énergétiques d'un bâtiment en particulier, une approche plus globale qui pourrait se faire à l'échelle d'un îlot ou d'un quartier serait le sujet de la recherche.

- *Gestion de la mobilité électrique partagée*

Il est bien connu que les voitures à moteurs thermiques entraînent des conséquences néfastes sur l'environnement mais également sur la santé humaine. C'est d'ailleurs dans l'optique de diminuer ces impacts négatifs, en plus de réduire la dépendance européenne aux importations de combustibles fossiles, que l'Union européenne va vers une interdiction totale de la vente de ces moteurs neufs à l'horizon 2035. (Le Monde avec AFP 2022)

La voiture électrique, exempte d'émissions de CO₂, de particules fines ou d'autres polluants de l'air lors de son fonctionnement aura sans aucun doute sa place dans la solution. Néanmoins cet appel à projets déclare clairement que remplacer l'ensemble du parc automobile belge par de l'électrique n'est pas une solution miracle et qu'il sera nécessaire de prendre d'autres mesures, notamment pour réduire l'usage de la voiture individuelle. Il y est par exemple écrit « *Dans tous les cas, nous recommandons l'usage du véhicule personnel « à bon escient » ...* » ou encore « *L'appel souhaite résoudre les problèmes liés à la voiture personnelle notamment par la voie de la mobilité électrique partagée.* »

La réduction de l'usage de la voiture personnelle permettrait de réduire la pression sur le réseau routier et dès lors de laisser la place à d'autres modes de transport. Il est souhaitable de favoriser des modes

d'utilisation de la voiture « *partagés* » afin de réduire le temps d'inactivité de ces véhicules, d'encourager le covoiturage ou encore de remplacer des lignes d'autobus qui ne présenteraient pas des conditions d'utilisation suffisante. Outre ces aspects concernant la gestion de la mobilité, la voiture électrique à l'arrêt pourrait être considérée comme un outil de stockage-déstockage pouvant rendre service au réseau électrique. L'ensemble de ces aspects est donc susceptible d'être retenu pour faire office d'un projet de recherches.

Lauréats de l'appel à projets

Le 1^{er} mars 2021, le SPW énergie publie sur son site internet une actualité reprenant les deux projets lauréats de cet appel à projets. Il s'agit du projet AMORCE pour un budget de 995.156,60€ et du projet SOCCER pour 988.447,55€, tous les deux repris dans la thématique sur les communautés d'énergie. (SPW Energie 2021)



Figure 2 - Logo du projet SOCCER (ReWallonia 2021)

SOCCER, acronyme de « *socio-économie des communautés d'énergie renouvelable* », a pour objectif de rédiger un « *guide de bonnes pratiques citoyennes* » et d'identifier les « *facteurs clés de succès* » pour mettre en place une communauté d'énergie renouvelable et de la mobilité partagée inclusive en Région wallonne. (ReWallonia 2021)

Pour ce faire, le projet de recherches va s'appuyer sur des living labs se situant à Verviers, Ans et Chapelle-lez-Herlaimont. Le projet se fera en collaboration avec des partenaires privés, le secteur associatif, le secteur public et le milieu académique.

7.4.2. Projet de recherche AMORCE



Figure 3 - Logo du projet AMORCE (ReWallonia 2021)

Description du projet

Les objectifs du projet de recherche AMORCE sont notamment décrit sur le site internet ReWallonia. Ce site internet, initiative du Cluster TWEED se décrit comme étant un rassemblement de « *tous les acteurs du secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Wallonie et à Bruxelles* » (ReWallonia 2022). L'objectif de ce portail est de contribuer à l'émergence des énergies renouvelables et de favoriser l'efficacité énergétique.

Les objectifs de ce projet de recherches sont décrits comme tels :

« *Le projet AMORCE vise à étudier le gain sociétal lié au développement des nouveaux modes d'échange d'énergie, et de proposer des schémas et modèles de tarifications/protocole/sécurité cohérents pour tous les acteurs, et surtout, compréhensibles pour les citoyens et utilisateurs finaux.* »

« *La finalité du projet est donc de proposer des modèles et des outils permettant de répliquer les communautés d'énergie dans les configurations identifiées comme les plus pertinentes pour la collectivité. Il sera alors possible de quantifier le potentiel d'économies énergétiques et environnementales dans les prochaines années et de planifier sa réalisation.* » (ReWallonia 2021)

Comme l'indique son acronyme, il y a un enjeu de répliquabilité dans le projet AMORCE qui passera par l'établissement d'outils ou protocoles visant les configurations les plus pertinentes possible des communautés d'énergie. La vulgarisation sera également un élément clef afin que chaque acteur, plus particulièrement les citoyens ou utilisateurs finaux, puissent avoir une lisibilité claire de leur tarification et du fonctionnement de celle-ci. Outre les aspects économiques ou tarifaires, le gain sociétal et pour la collectivité est également un objectif primordial pour le projet. Les living labs permettront de rendre concrets ces différents objectifs et de les affiner.

Bien qu'initialement il ne s'agissait pas d'un aspect censé être étudié par le projet de recherche AMORCE, la mobilité électrique partagée ou non et ses impacts seront tout de même étudiés. Cette décision provient du fait qu'il est aujourd'hui indispensable de prendre cet aspect en compte dans la gestion de l'énergie d'un bâtiment. L'impact se fera ressentir au niveau du taux d'autoconsommation de la CER mais il y a également un potentiel de stockage d'énergie important avec la charge/décharge des véhicules au sein des bâtiments.

Les différents partenaires de ce projet de recherches sont les suivants :

- ***Building Energy Monitoring and Simulation (BEMS) – ULiège***

Le BEMS est un laboratoire universitaire de recherche situé sur le Campus Environnement de l'Université de Liège à Arlon. Il s'intéresse aux aspects énergétiques des bâtiments et de l'énergie de manière globale, en suivant une approche « *systemique* ». (ReWallonia 2021)

Dans le cadre du projet de recherche AMORCE, le BEMS s'intéresse aux aspects sociologiques et comportementaux lors de l'implantation et le fonctionnement d'une communauté d'énergie renouvelable. Son objectif est, entre autres, de mettre en évidence et d'analyser les différents freins à la mise en place d'une CER et les différentes dynamiques sociologiques qui découlent de ce processus.



Figure 4 - BEMS Logo
(Université de Liège
2018)

· **Cluster Tweed**

Le Cluster Tweed, acronyme de « *Cluster Technologie Wallonie Energie - Environnement et Développement Durable* », regroupe différents organismes wallons actifs dans le secteur de l'énergie durable. Il joue ainsi un rôle fédérateur et de lobby dans le secteur de l'énergie au niveau de la Région wallonne et tend à faciliter l'émergence de nouveaux projets.



Figure 5 - Cluster Tweed Logo (Clusters Wallonie 2022)

Pour le projet AMORCE, le rôle du Cluster Tweed sera de coordonner l'ensemble de ce projet de recherche, d'en synthétiser et vulgariser les résultats afin de pouvoir les partager et les diffuser.

· **Engie Laborelec**

Il s'agit d'un laboratoire de recherche situé à Bruxelles et relié à l'entreprise du secteur énergétique Engie. Ses activités se concentrent sur l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité et sur les différentes filiales de production électrique. (ReWallonia 2021)



Figure 6 - Engie Laborelec Logo (Engie Laborelec 2022)

Laborelec a pour rôle d'établir le « *potentiel de développement* » des CER dans le cadre de ce projet de recherche (Cluster TWeeD 2021). Il s'agit de mettre en évidence les configurations optimales de communautés d'énergie selon les différents indicateurs retenus.

· **Haute Ecole de Commerce (HEC) – ULiège**

HEC Liège est une école de commerce et de gestion rattachée à l'Université de Liège.



Figure 7 - HEC ULiège Logo (Université de Liège 2017)

Ce groupe de travail s'intéresse à la tarification au niveau macroscopique et interne à la CER. Cette tarification est essentielle pour pouvoir connaître les revenus potentiels que pourrait engendrer la participation à une CER pour un éventuel membre. Les échanges sont étudiés au niveau microscopique, c'est-à-dire à l'intérieur de la CER et au niveau macroscopique, soit à l'échelle du réseau.

· **Multitel**

Situé à Mons et à Tournai, Multitel est un « *Centre de recherche agréé en réseaux & télécoms, photonique appliquée, IoT, systèmes embarqués, IA, certification ferroviaire qui accompagne les entreprises dans les projets d'innovations technologiques et élabore et intègre des technologies émergentes au sein du tissu industriel.* » (ReWallonia 2021)



Figure 8 - Multitel Logo (Multitel 2022)

Le rôle de Multitel dans le projet de recherche est d'établir un « *protocole d'échange* » et une « *modélisation fonctionnelle* » (Cluster TWeeD 2021). Il s'agit de mettre en place une méthode standardisée d'échange des données au sein et en dehors de la CER.

Outre ces différents partenaires, le projet de recherches comporte également des parrains censés le soutenir et le conseiller dans cette tâche. Ces parrains sont au nombre de cinq et sont composés du responsable énergie à la Ville de Liège, du fonds d'investissement Noshag, du consultant GNG et des deux gestionnaires du réseau électrique en Région wallonne, ORES et RESA. (SPW Energie 2021)

En réponse à une question parlementaire posée le 25 mai 2022, le Ministre Philippe Henry aborde l'état d'avancement des deux projets de recherche, soit SOCCER et AMORCE. Il met en avant le fait que ces deux projets sont en route et apportent déjà leurs premiers résultats. En ce qui concerne le projet AMORCE, le Ministre affirme notamment que différents modèles tarifaires ont déjà pu être testés. De plus, il serait clairement établi que les communautés d'énergie renouvelable amèneraient différents atouts techniques concernant par exemple, la réduction de l'amplitude des pics de puissance sur le réseau ou encore l'augmentation de l'autoconsommation et de l'autosuffisance du living lab. L'aspect sociologique serait actuellement le blocage principal dans le cadre du projet de recherche. (Parlement de Wallonie et Henry 2022)

8. Question de recherche

La proposition de réaliser un travail de fin d'étude dans le cadre du Master en sciences et gestion de l'environnement sur ce sujet émane initialement de Stéphane Monfils, chercheur au BEMS et membre du projet de recherche AMORCE. L'idée était de profiter de la nécessité de réaliser un stage et de réaliser un mémoire afin de contribuer aux aspects énergétiques du living lab de la Résidence Elisabeth et plus particulièrement de l'optimisation des systèmes.

Ce travail contribue humblement à favoriser l'avancement du projet de recherches AMORCE et tend à proposer des pistes énergétiques potentielles. Il permet également de comparer les différentes méthodes utilisées par les chercheurs du projet et celles des professionnels du secteur de chez Enersol.

A la demande des membres du BEMS qui participent au projet de recherche, ce travail a pour objectif d'explorer différentes solutions et configurations pour les systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth. Avant que ce travail ne débute, un audit énergétique avait été réalisé ainsi qu'une pré-étude pour une installation photovoltaïque. Cette dernière a été réalisée par l'entreprise Enersol. Néanmoins aucun groupe de travail du projet de recherche n'avait encore exploré de manière plus approfondie des solutions pour optimiser les systèmes énergétiques.

Ce travail tente donc de combler ce léger manque en apportant sa pierre à l'édifice et en tentant de contribuer du mieux possible à l'étude de ce living lab et plus largement au projet de recherche AMORCE.

Le cœur de ce travail portera donc sur une étude comparative de différentes solutions énergétiques pour le bâtiment de la Résidence Elisabeth, tout en considérant la constitution d'une communauté d'énergie renouvelable et le contexte associé en évolution constante.

Il s'agira de sélectionner un certain nombre de solutions techniques pour les systèmes énergétiques du bâtiment et de calculer différents indicateurs. Une fois ces étapes réalisées, il sera possible de comparer les différentes options du point de vue énergétique et économique afin d'aiguiller un éventuel investisseur vers le meilleur choix possible.

Il faut préciser si besoin que la réalisation de cette étude a nécessité de poser certaines hypothèses dont la modification influencerait évidemment les résultats. Il est à noter dans le même ordre d'idée que certains outils utilisés sont capables de prendre en compte d'autres scénarios que ceux proposés, ce qui représente une richesse indéniable.

9. Méthodologie

Afin d'atteindre ces objectifs, l'étude faisant l'objet de ce mémoire va reposer sur trois étapes distinctes.

9.1. Description du bâtiment et déterminations des besoins énergétiques

Avant d'aborder l'optimisation des systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth, thème de ce travail, il est nécessaire de décrire le bâtiment. Le dixième point de ce document sera donc dédié à poser le contexte de la copropriété.

Il s'agira en premier lieu de préciser la situation et la localisation du bâtiment pour ensuite décrire le bâti et ses caractéristiques physiques. Une brève description sociologique des occupants et des interactions ayant mené à la création de ce living lab sera ensuite réalisée.

L'essentiel des informations de cette partie provient d'une part des recherches déjà effectuée dans le cadre du projet de recherche AMORCE et d'autre part de l'audit énergétique.

Cet audit énergétique sera à nouveau mis à profit pour déterminer les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire (ECS) du bâtiment. Il sera également expliqué pourquoi dans cette étude les données énergétiques seront légèrement différentes que celles de l'audit.

Pour établir les besoins électriques de la copropriété, un profil d'occupation pour chaque unité de logement sera établi, permettant d'obtenir des données électriques annuelles. Ces données ont été estimées puis insérées dans un tableur Excel créé par Stéphane Monfils dans le cadre de sa thèse de doctorat. Il s'agira bien entendu de données adaptées pour le bâtiment de la Résidence Elisabeth et dont les résultats figurent dans un article scientifique devant être publié d'ici peu.

9.2. Optimisation des systèmes énergétiques

Il s'agit de la partie centrale de ce travail puisqu'elle rassemble les résultats des différentes études menées. Ces études ont été réalisées pour une partie d'entre elles avec l'aide d'Enersol via des tableurs Excel et méthodes lui appartenant alors que d'autres ont été menées via des tableurs Excel en accès libre ou créés pour ce travail.

Après avoir posé la méthodologie et les hypothèses générales des différentes études, chaque solution technique sera analysée séparément. Certains liens entre les différentes options seront cependant présents afin de tester diverses configurations.

Pour chaque option, des indicateurs énergétiques et économiques seront établis. Il s'agira de la consommation ou économie en énergie primaire, de la quantité de CO₂ épargnée ainsi que de différents indicateurs économiques.

9.3. Discussion des résultats

Après la collecte des résultats obtenus à la suite des postulats de départ, et fonction des options envisagées, il sera temps de comparer les données.

Cette étape essentielle permettra de mettre en avant de façon motivée les solutions les plus intéressantes suivant différents facteurs.

Pour terminer ce point, une attention particulière sera posée à l'égard de différentes observations majeures générées par ces études. Les limites et suites possibles de ce travail seront également envisagées.

10. Living lab de la Résidence Elisabeth

Après avoir défini le cadre de recherche et la démarche suivie, cette partie s'intéresse plus particulièrement au Living Lab de la Résidence Elisabeth. Il sera premièrement question des informations générales décrivant le bâtiment comme sa localisation, son architecture, ses volumes ainsi que d'informations à tendances sociologiques comme les occupants de l'immeuble.

10.1. Localisation

Le bâtiment de la copropriété Elisabeth se situe en pleine zone urbaine de la Ville de Liège. Le bâtiment fait face à la dérivation de la Meuse, dans le quartier de Bressoux en bordure du Quai du Roi Albert au numéro 16. Il se situe à moins de 10 minutes en voiture de la Place de la Cathédrale et à une vingtaine de minutes à pied. Il s'agit d'une localisation centrale par rapport à la Ville de Liège qui est également bien desservie en transports en commun.

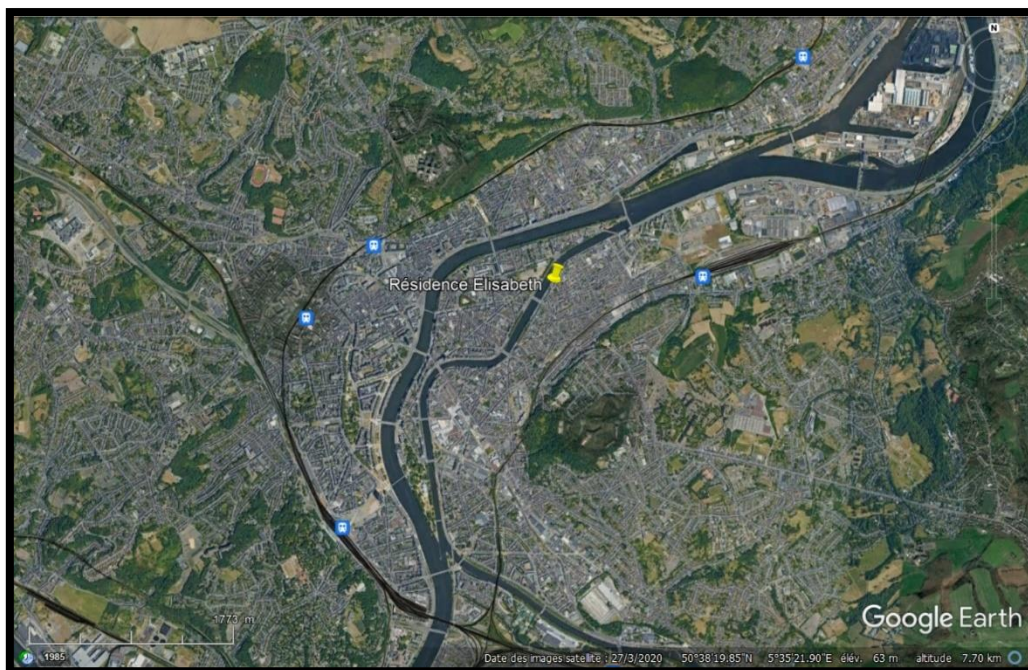


Figure 9 - Résidence Elisabeth au sein de la zone urbaine de Liège (Google Earth 2020)

Cette première cartographie permet de visualiser cet emplacement en plein tissu urbain et de se donner une idée de l'environnement dans lequel s'insère le bâtiment. Sur la seconde carte munie d'une échelle plus fine, le bâtiment est visible et il est possible de distinguer le quartier dans lequel il s'intègre. Il s'agit d'un quartier densément bâti en pleine évolution. Le chancre urbain qui se trouve juste en face de l'immeuble est actuellement en pleine mutation puisqu'il est en reconversion afin d'accueillir de nouveaux ensembles immobiliers, communément appelé « L'Espace Bavière ».



Figure 10 - Quartier de la Résidence Elisabeth (Google Earth 2018)

10.2. Description du bâti

Inauguré en 1981, cet immeuble à appartements se compose de deux parties. La première est un bloc en front de voirie accueillant deux surfaces de bureaux au rez-de-chaussée et des appartements dans sa partie supérieure sur 9 étages supplémentaires. La seconde partie est l'extension des surfaces de tertiaire au niveau du rez-de-chaussée allant jusqu'à quelques dizaines de mètres à l'arrière du bloc principal. (Projet AMORCE 2021)



Figure 11 - Façade de la Résidence Elisabeth (Projet AMORCE 2021)

Le sous-sol du bâtiment comporte 17 places de parking privées, donc dédiées à certains logements, différents espaces de stockages, les compteurs d'électricité et la chaufferie. En plus des deux espaces d'activités commerciales de type tertiaire, la copropriété comporte 28 unités de logement de tailles variables. (Projet AMORCE 2021)

En ce qui concerne les différents types de logement, ceux-ci sont classés en deux catégories en fonction de leur taille. Deux des vingt-huit logements font partie de ce qui a été appelé par l'auditeur le « *groupe penthouse* », avec une surface plus importante. Pour les vingt-six autres, leur surface est considérée comme étant identique. Avec des surfaces encore plus importantes, les bureaux sont considérés à part dans le « *groupe tertiaire* ». La surface totale de plancher chauffé du bâtiment est de 3 957 m². (Lambert et Service public de Wallonie 2022)

Typique des années 70-80', le bâtiment est essentiellement constitué de béton pour sa structure, de larges baies vitrées à front de voirie et de brique pour les murs mitoyens. Cet immeuble n'a pas fortement changé depuis sa construction bien que quelques travaux de rénovation aient été entrepris il y a une dizaine d'années. Ces travaux consistaient dans un premier temps à remplacer la toiture du bâtiment principal tout en l'isolant et dans un second temps à remplacer le système de chauffage central en 2013. Ce dernier est désormais pourvu de trois chaudières à gaz à condensation en cascade qui assurent le chauffage de l'immeuble et son eau chaude sanitaire. (Projet AMORCE 2021)



Figure 12 - Vue 3D arrière du bâtiment (Projet AMORCE 2021)

10.3. Contexte sociologique

La Résidence Elisabeth a été retenue comme Living Lab pour le projet AMORCE grâce à l'initiative d'un de ses occupants. Celui-ci souhaite faire placer des panneaux photovoltaïques sur les toitures du bâtiment et pour ce faire il a pris contact avec les services de la Ville de Liège. De fil en aiguille, un lien a été établi entre ce résident et Marc Schlitz, le représentant de la Ville de Liège et l'un des parrains du projet de recherche, qui a tout naturellement suggéré l'idée de participer à ce projet de recherches en tant que Living Lab. (Projet AMORCE 2021)

Après une étude préliminaire auprès d'une entreprise du secteur pour l'installation photovoltaïque et un début d'analyse du bâtiment, les premiers résultats et perspectives ont été présentés à l'Assemblée Générale (AG) de la copropriété du 17 mars 2022, laquelle a voté favorablement son adhésion au projet de recherches.

Le 15 juin 2022 a eu lieu la première réunion des groupes de travail. Il s'agit de réunions thématiques auxquelles participent quelques « représentants » de la copropriété en vue de faire office de personnes relais et motrices pour la mise en place des différentes mesures qui seront établies par la suite. Pour cette première réunion, il s'agissait principalement de rappeler les concepts clés et d'aborder les résultats préliminaires de diverses études menées. L'ensemble de ces réunions et processus garantissent un suivi et une adhésion des occupants au projet de recherche mais il pourrait tout à fait s'intégrer dans un processus standard de prise de décision et d'action adapté à une autre copropriété.

Outre ces divers processus en cours et cette volonté d'action, le projet AMORCE a vocation d'analyser les différents freins sociologiques. Même si le but espéré est bien entendu une mise en mouvement de la copropriété, un échec de l'adhésion ne serait pas forcément un échec pour le projet de recherches puisqu'il permettrait malgré tout d'épingler différents blocages qui ont empêché le bon déroulement du Living Lab ; l'ensemble de ces résultats pouvant faire office d'expérience pour les prochains Living Labs et communautés d'énergie de manière plus large.

11. Détermination des besoins énergétiques

Cette troisième partie de ce travail reprend l'ensemble des informations et des analyses concernant l'énergie du bâtiment au sens large. L'objectif étant d'établir dans un premier temps un état des lieux de la situation actuelle du bâtiment pour ensuite aller vers divers scénarii plus performants.

Il s'agira premièrement d'étudier les consommations et l'état actuel de l'enveloppe du bâtiment pour ensuite mettre en évidence les pistes de solution notamment avancées dans l'audit énergétique effectué dans le cadre du projet de recherches.

Une fois cette première partie réalisée, la deuxième va établir une méthodologie afin d'estimer la consommation et les besoins en énergie du bâtiment. Pour ce faire, des profils de consommation des occupants vont être simulés afin de refléter au mieux ces données essentielles.

Une fois que cet état des lieux énergétique et ces besoins du bâtiment auront été estimés, la troisième et dernière partie pourra être développée. Elle constitue l'essence même de ce travail puisqu'il s'agira de réaliser différentes études et scénarii pour l'optimisation des systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth. Une fois cette partie achevée, il devra être possible d'avoir une vision claire des différentes solutions potentielles pour améliorer la situation des systèmes énergétiques du bâtiment mais également de mettre en avant les différents avantages et inconvénients de chaque option.

11.1. Diagnostic et audit énergétique du bâtiment

11.1.1. Etat des lieux

Les standards architecturaux et énergétiques des années 80' n'étant plus les mêmes que ceux d'aujourd'hui, il est tout à fait logique que le bâtiment de la Résidence Elisabeth ne soit pas aux normes actuelles. De plus, hormis la réfection et l'isolation de la toiture du bâtiment principal, aucun chantier majeur n'a été mis en place dans ce bâtiment. Les travaux potentiels sont dès lors importants, potentiellement onéreux mais ils permettraient néanmoins d'engendrer des économies pour ses occupants. La situation énergétique mondiale accentue d'ailleurs positivement ce temps de retour sur investissement via la flambée des coûts de l'énergie.

Description du volume protégé¹

Le volume protégé considéré pour l'audit énergétique réalisé comprend l'ensemble du volume du bâtiment à l'exception de la chaufferie, des garages souterrains et des caves. Ces différentes données proviennent de la version test de l'audit énergétique établi par Jonas Lambert, architecte de recherche au laboratoire de l'Université de Liège le Building Energy Monitoring and Simulation (BEMS) et membre du projet de recherche AMORCE. (Lambert et Service public de Wallonie 2022)

L'ensemble des informations présentées ci-dessous proviennent de cet audit énergétique, sauf mention contraire.

· Parois extérieures

Les murs actuels ont deux types de composition selon leur position autour du bâtiment. Le mur de la façade arrière et la rehausse à l'avant du bâtiment sont composés de 12 cm de briques et de 20 cm de béton armé pour une superficie totale de 443,97 m² et un coefficient U de 1,63 W/m²K.

¹ Le résumé de ces données concernant les parois du bâtiment figure en annexe 1

Les murs mitoyens sont constitués de 30 cm de briques sur une superficie de 439,34 m² et un coefficient U de 1,67 W/m²K. Une partie du mur mitoyen dispose d'un bardage en ardoises supplémentaire pour une surface de 239,65 m² et un coefficient U de 0,95 W/m²K. En ce qui concerne les murs donnant vers le garage, ils sont composés de briques sur une épaisseur de 19 cm et ont un coefficient U de 1,3 W/m²K

Les murs du bâtiment secondaire des bureaux sont également composés de 30 cm de briques pour une superficie de 199,61 m² et un coefficient U identique de 1,67 W/m²K

- Menuiseries :

Pour les menuiseries, il s'agit de fenêtres double-vitrage d'origine (1980) dans des châssis en aluminium avec un coefficient de transmission thermique (U_w) de 4 W/m²*K.

- Toitures :

La toiture de l'espace réservé aux bureaux comporte 13 coupoles synthétiques doubles avec des châssis en PVC pour une surface de 24m² avec coefficient U_w de 2,8 W/m²*K. Le coefficient U de la toiture de cet espace est de 0,79 W/m²K pour une surface de 419,27 m².

Pour ce qui est de la toiture de cet espace, elle est composée d'une membrane bitumineuse, de 4 cm de laine minérale, d'une seconde membrane bitumineuse, de 20 cm de béton armé et d'un enduit de plâtre.

En ce qui concerne la toiture du bloc principal, rénovée et isolée récemment, le coefficient U est de 0,26 W/m²K pour une surface de 243,58 m². Les terrasses situées au dernier étage de ce bâtiment n'ont pas été isolées en même temps ; elles ont un coefficient U de 0,79 W/m²K pour une surface de 121,18 m².

- Planchers

Les planchers donnant vers l'extérieur sont composés de 1,4 cm d'épaisseur de carreaux de grès, de 8 cm de béton léger, de 15 cm de béton armé et de 1 cm de mortier de ciment. Ces planchers ont une surface de 23,31 m². Les planchers vers les caves et vers les garages ont la même composition à l'exception du mortier de ciment qui est absent. Ils ont une superficie de 316,41 m² pour les planchers vers les caves et une superficie de 472,31 m² pour les planchers vers les garages.

Cette description de la composition des parois du volume protégé de ce bâtiment montre clairement l'ampleur du défi qui consisterait à remettre celui-ci aux normes énergétiques. Le point suivant s'intéresse justement à ce défi et propose une méthode de mise en œuvre, conformément aux recommandations présentées dans l'audit énergétique.

11.1.2. Feuille de route de l'audit énergétique

Outre le fait de poser un diagnostic sur la situation énergétique de départ d'un bâtiment, l'audit permet d'établir une feuille de route reprenant différentes étapes par ordre de priorité définies sur un laps de temps déterminé. In fine, le bâtiment devra atteindre un objectif clairement identifiable et quantifiable. La feuille de route établie pour la Résidence Elisabeth est la suivante :

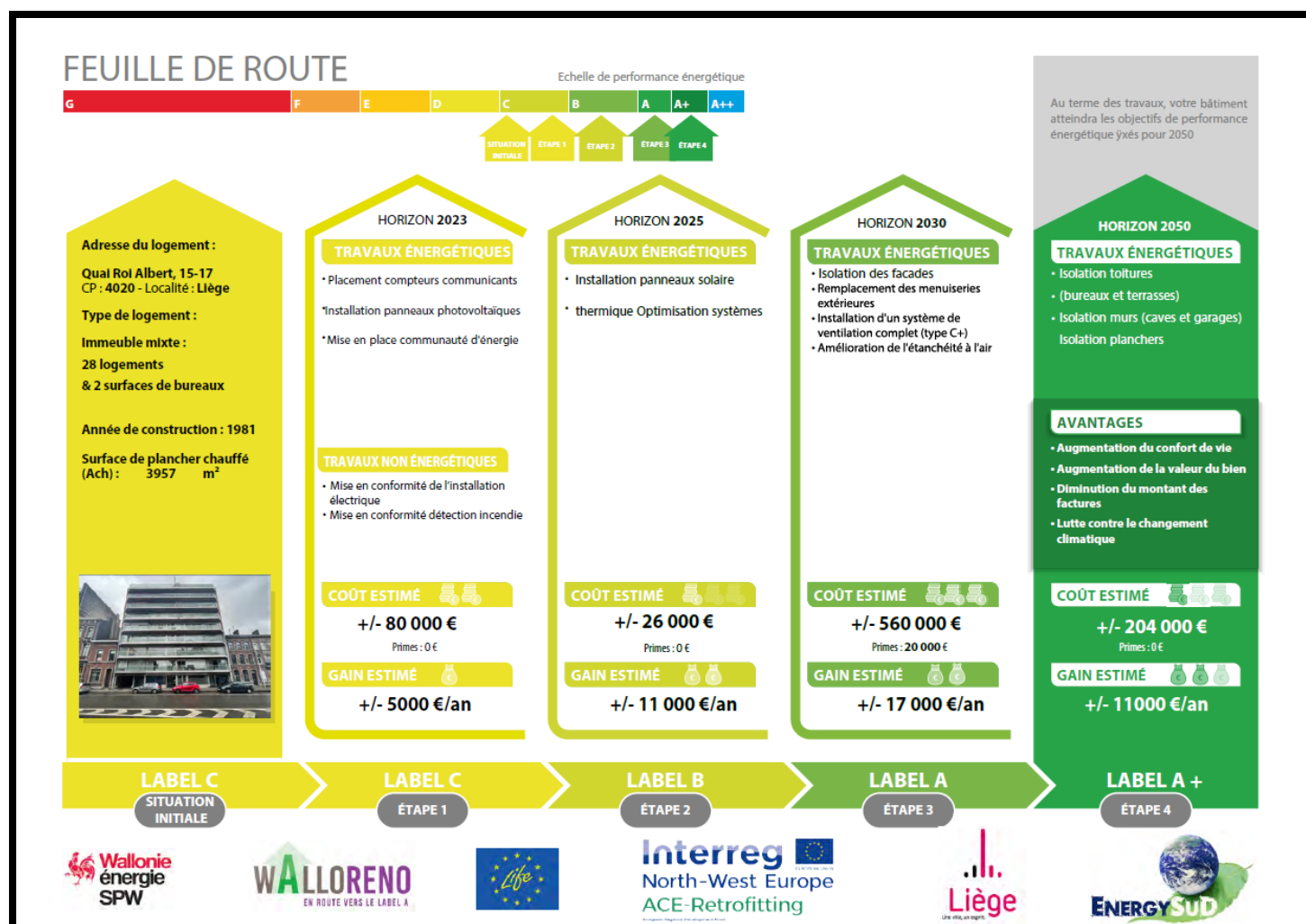


Figure 13 - Audit Résidence Elisabeth - Feuille de route (Lambert et Service public de Wallonie 2022)

L'audit énergétique dégage 4 étapes majeures afin d'atteindre le label énergétique A+ à l'horizon 2050. Chaque étape permet d'améliorer la classe énergétique du bâtiment à travers diverses mesures établies par ordre de priorité. A terme, d'importants travaux devront être réalisés sur le bâtiment mais pour certains de ceux-ci des primes régionales peuvent être demandées. Bien que le retour sur investissement puisse être long à atteindre pour certains travaux de rénovation énergétique avec des montants d'investissement importants, l'économie annuelle liée à l'économie d'énergie est immédiate et plus ou moins constante d'année en année.

Chaque étape est décrite par un bouquet de travaux énergétiques, éventuellement de travaux non-énergétiques nécessaires, d'un coût estimé et d'un gain annuel estimé. Ces différentes étapes et les mesures liées sont développées ci-dessous.

· **Etape 1 – Label C**

Cette première étape s'établit à l'horizon 2023. Elle comporte des mesures énergétiques et non-énergétiques. Pour les premières il s'agit du placement de compteurs communicants nécessaire pour la création d'une communauté d'énergie renouvelable, de l'installation de panneaux photovoltaïques et finalement de la mise en place de la communauté d'énergie renouvelable.

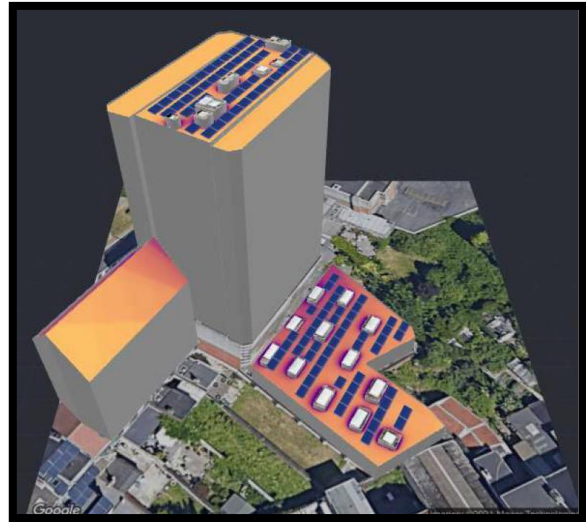


Figure 14 - Exemple d'installation photovoltaïque potentielle (Projet AMORCE 2021)

Les deux travaux non-énergétiques prévus sont des mises en conformité, obligatoires et prioritaires dans un audit pour pouvoir avoir accès à des primes éventuelles. Il s'agit de la mise en conformité de l'installation de détection incendie dans une optique de sécurité pour les occupants et de la mise en conformité de l'installation électrique. Cette dernière est nécessaire pour pouvoir procéder à l'installation de panneaux photovoltaïques et pour le fonctionnement de la communauté d'énergie renouvelable. Le coût estimé par l'auditeur est de 80.000€ pour un gain annuel de 5.000€. Il faut noter que ces résultats seront nettement différents dans l'étude de rentabilité qui sera réalisée dans la suite de ce travail. Les raisons de cette différence peuvent être nombreuses et dépendent fortement des hypothèses considérées.

· **Etape 2 – Label B**

Cette deuxième étape à l'horizon 2025 s'articule autour de l'installation de panneaux solaires thermiques et de l'optimisation du système thermique actuel de la copropriété. En ce qui concerne la première des deux mesures, elle sera discutée dans le point suivant de ce travail qui concerne l'optimisation des systèmes. Le coût estimé de cette étape est de 26.000€ pour un gain annuel estimé à 11.000€.

Les mesures associées au second point énergétique sont l'isolation des gaines et vannes de chauffage, la mise en place d'un fonctionnement intermittent du chauffage, la prévision d'une mise en veille hors période de chauffe, le remplacement des circulateurs actuels par des circulateurs à vitesse variable et l'arrêt de ceux-ci en dehors de la période de chauffe.

Pour ce qui est du chauffe-eau solaire, une superficie de 20 m² a été attribuée pour une orientation plein sud et une inclinaison de 21%. L'isolation des vannes et des conduites de la boucle d'eau chaude sanitaire y a été associée.

· Etape 3 – Label A

Avec pour échéance l’horizon 2030, cette troisième étape s’attaque essentiellement à l’amélioration de l’isolation du bâtiment et de son étanchéité. Il est dès lors préconisé d’isoler les façades mitoyennes et arrières, de remplacer les menuiseries extérieures, d’améliorer l’étanchéité à l’air mais également d’installer un système de ventilation complet de type C+².

Il s’agirait de l’étape la plus coûteuse puisqu’elle est estimée à près de 560.000€ avec une aide via des primes pour un montant de 20.000€ et un gain annuel estimé à 17.000€.

A noter que l’isolation de la façade avant n’est pas indiquée dans cet audit énergétique. La raison de cette absence est le fait qu’il s’agirait d’un investissement très coûteux et compliqué à mettre en œuvre. Puisque l’objectif annoncé est de mettre en place une CER au plus vite, cette rénovation a été mise de côté.

· Etape 4 – Label A+

Il s’agit de la dernière étape planifiée par cet audit énergétique avec pour horizon l’année 2050. A l’arrivée de cette échéance, le bâtiment est censé atteindre les objectifs fixés dans le cadre des réglementations européennes sur les performances énergétiques des bâtiments.

En pratique, il s’agit d’atteindre le label A+. Pour ce faire, les travaux énergétiques pour passer à cette étape sont l’isolation des toitures encore non isolées, soit les terrasses du bâtiment principal et la toiture des espaces de tertiaires. L’isolation des murs des caves et garages ainsi que leurs planchers est également nécessaire. Le coût estimé de cette opération est de 204.000€ avec un gain annuel estimé à 11.000€.

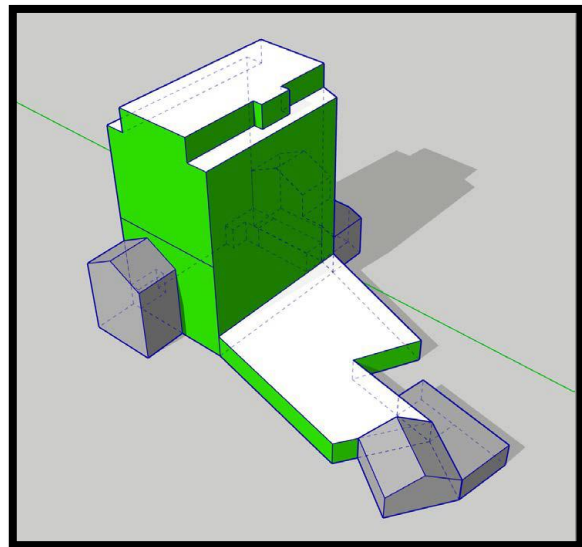


Figure 15 - Surfaces concernées par l'isolation des façades (Projet AMORCE 2021)

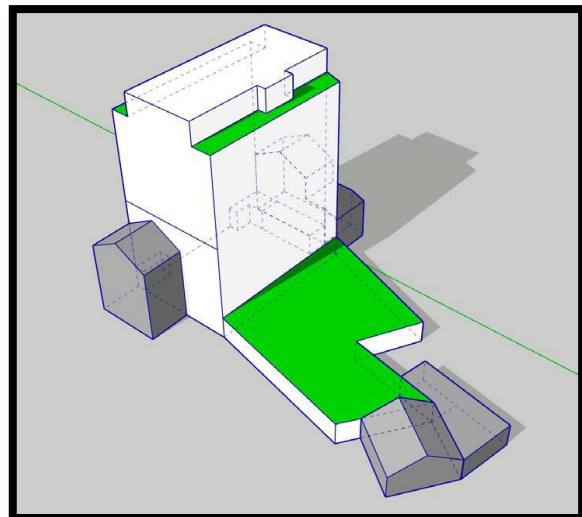


Figure 16 - Surfaces concernées par l'isolation des toitures (Projet AMORCE 2021)

² Ce système de ventilation consiste à extraire l’air vicié de façon mécanique et d’amener de l’air sain de façon naturelle via, par exemple, des grilles de ventilation incorporées dans les châssis. Le volume d’air brassé dépend de la demande en air sain, établi sur base de capteurs de polluants comme le CO₂ ou la vapeur d’eau. (Energuides et Sibelga 2022)

11.1.3. Intérêts et limites de l’outil

L’avantage premier de ce document est qu’il dégage un objectif clair, quantifié et avec une échéance précise. En plus de cet agenda, il balise toute une série de mesures concrètes permettant d’accomplir l’objectif du label énergétique souhaité.

Bien que l’ensemble de ces travaux puisse paraître impressionnant, divers avantages pour les propriétaires ou occupants sont épinglés par l’audit. Il s’agit de l’augmentation du confort de vie, de l’augmentation de la valeur du bien, de la réduction des montants des factures d’énergie et de la lutte contre le changement climatique.

Il faut cependant garder à l’esprit qu’il ne s’agit pas de la version définitive de l’audit énergétique et que celui-ci devra encore être affiné. Il sera peut-être également préférable de modifier certains points de l’agenda comme planifier en amont de l’installation photovoltaïque la rénovation et l’isolation des toits concernés afin de réaliser les travaux dans le bon ordre. L’option du chauffe-eau solaire ne sera pas forcément la meilleure option à privilégier comme cela sera analysé dans le point suivant de ce travail.

Lors d’un entretien avec l’auditeur énergétique Jonas Lambert, le fait que cet audit énergétique soit différent d’un audit logement classique a été développé.

Pour un audit énergétique classique, la priorité aurait été la réduction des besoins à l’aide de mesures portant sur l’isolation de l’enveloppe du bâtiment. Viendraient ensuite l’optimisation des systèmes énergétiques et en fin de compte la production éventuelle d’énergie renouvelable (Lambert 2022). Pour la Résidence Elisabeth le processus est partiellement inversé.

La raison est bien entendu le fait qu’il s’agit ici d’un bâtiment servant pour une recherche, qui plus est commanditée par la Région wallonne. Afin de procéder de la sorte, une dérogation sera néanmoins nécessaire par la suite mais il n’y a pas de doute que celle-ci sera accordée compte tenu du contexte.

La situation énergétique avant et post travaux de rénovation énergétique est la suivante :

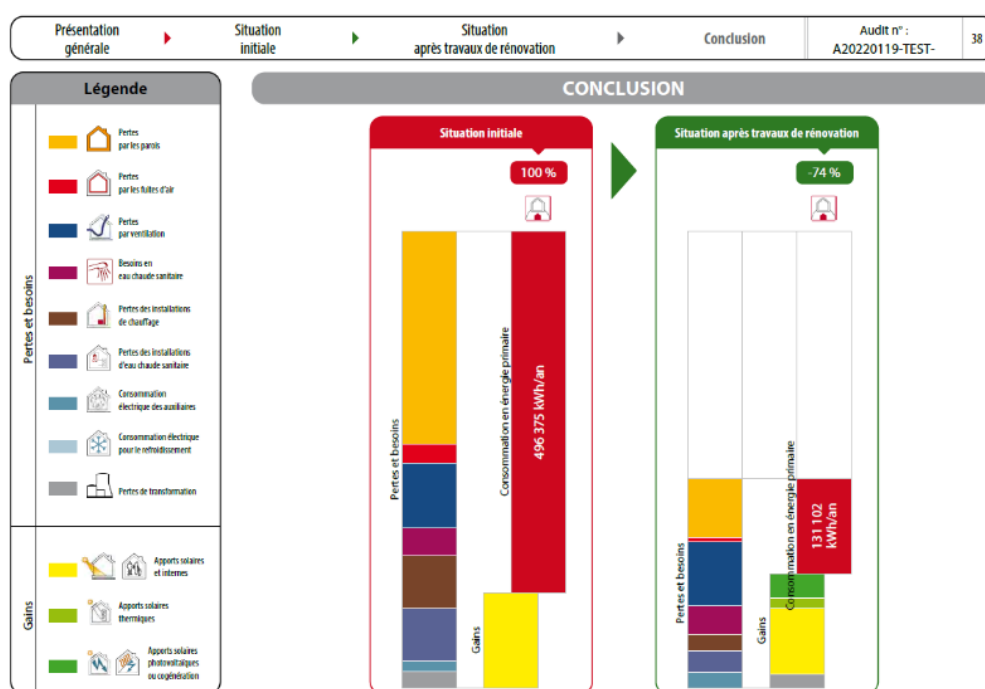


Figure 17 - Conclusion de la rénovation énergétique décrite dans l’audit (Lambert et Service public de Wallonie 2022)

11.2. Profils de consommation des occupants et hypothèses de départ

Alors que le point précédent s'intéressait au diagnostic général du bâtiment et des éléments mis en avant par l'audit énergétique, ce point-ci s'articule autour des différents besoins énergétiques de la copropriété.

Dans un premier temps il s'agira de revenir sur l'audit énergétique afin d'établir une demande en énergie du bâtiment pour son chauffage, son eau chaude sanitaire (ECS) et d'utiliser les informations mises à disposition par la copropriété pour établir une consommation électrique annuelle.

Sur base de ces données annuelles, il sera possible d'émettre une hypothèse pour une consommation électrique en données quart-horaires pour l'ensemble de la copropriété. Ces données quart-horaires seront essentielles par la suite afin de calculer les taux d'autoconsommation, d'autosuffisance et d'ajuster au mieux les différents dimensionnements des installations techniques.

Afin d'établir cette hypothèse de consommation, un tableur Excel visant à définir différents profils d'occupants au bâtiment et leurs besoins électriques liés sera utilisé. Ce tableur a été mis au point par Stéphane Monfils, docteur et chercheur au laboratoire Building Energy Monitoring and Simulation (BEMS) de l'Université de Liège, dans le cadre de sa thèse de doctorat. Cette thèse publiée en 2018 est intitulée « *The human factor in the energy performance assessments for renovation strategies of existing urban houses in Wallonia* ». (Monfils 2018)

11.2.1. Détermination des besoins énergétiques

Grâce à l'outil qu'est l'audit énergétique, il est possible d'obtenir les différentes données pour les postes énergétiques du bâtiment. Ils se divisent en trois catégories, la première étant les « *besoins nets en énergie pour le chauffage* ». Ceux-ci sont calculés sur base des surfaces de déperdition et leur composition, de l'étanchéité à l'air et des pertes par ventilation. A cela il faut ajouter les gains solaires et les apports internes ainsi que les besoins nets pour la production d'eau chaude sanitaire.

La deuxième catégorie représente « *l'énergie finale consommée* ». Il s'agit des besoins calculés précédemment auxquels sont ajoutés les pertes générées par les systèmes de chauffage, les systèmes de production d'eau chaude sanitaire, la consommation des auxiliaires et éventuellement de la consommation due au refroidissement du bâtiment. Lorsqu'une installation de panneaux solaires thermiques est présente, cette production est déduite.

En plus de ce gain énergétique, il peut également y avoir des apports solaires photovoltaïques ou une production provenant d'une unité de cogénération. Afin d'obtenir le montant de la dernière catégorie qui représente « *l'énergie primaire* », un facteur déterminé selon l'énergie utilisée est appliqué. Le cas échéant il s'agit du gaz naturel ou gaz de ville donc le facteur de conversion de 1 est appliqué. Ce facteur permet de refléter les différentes pertes énergétiques liées aux différentes transformations énergétiques de transformation du combustible. Par comparaison, le facteur de conversion utilisé dans les audits énergétiques en Région wallonne pour l'électricité est de 2,5.

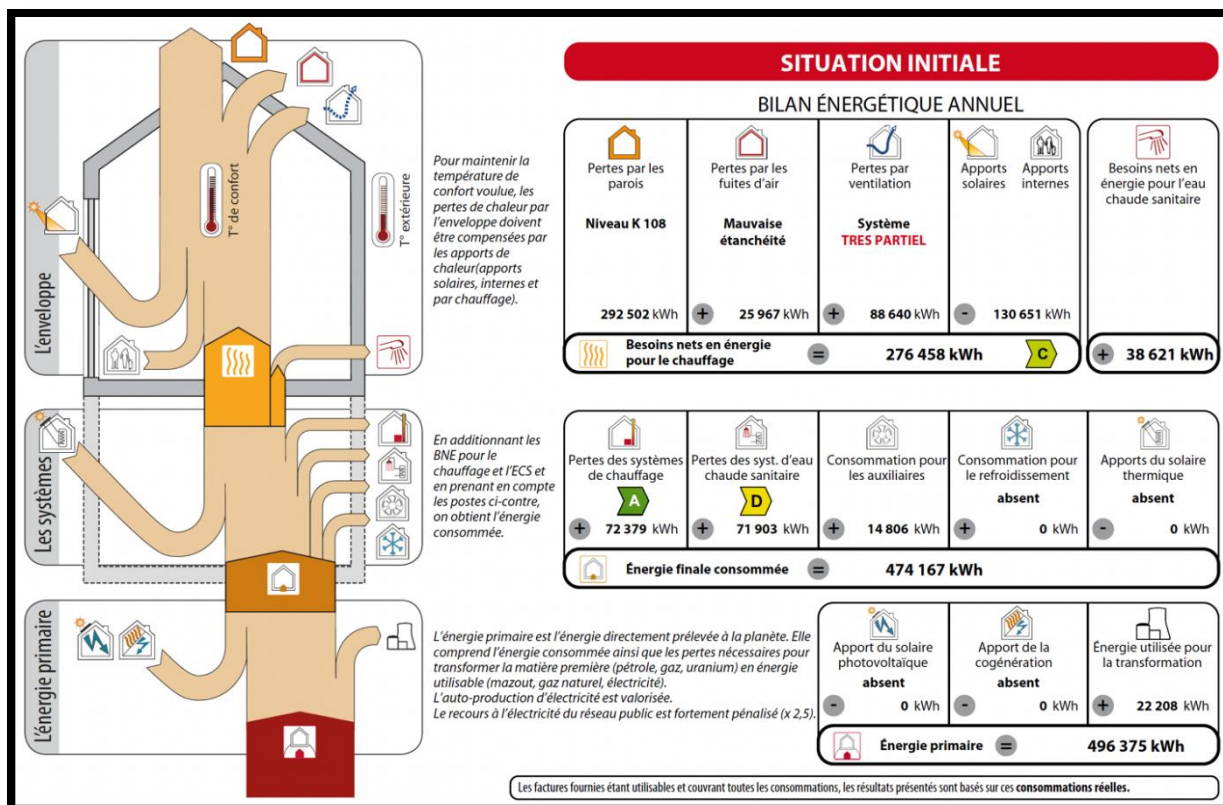


Figure 18 - Audit Résidence Elisabeth - Situation énergétique initiale (Lambert et Service public de Wallonie 2022)

Comme l'indique l'illustration ci-dessus, les différents besoins énergétiques sont les suivants :

- Besoins nets en énergie pour le chauffage = 276.458 kWh
- Besoins nets en énergie pour l'eau chaude sanitaire = 38.621 kWh
- Energie finale consommée = 474.167 kWh
- Energie primaire = 496.375 kWh

En ce qui concerne les besoins en électricité du bâtiment, ils avaient été estimés à 60.000 kWh par an par l'entreprise Enersol lors d'une pré-étude concernant l'installation de panneaux photovoltaïques. Cette estimation provient de l'hypothèse selon laquelle chaque appartement ou espace de tertiaire consommerait en moyenne 2.000 kWh par an. Il s'agit néanmoins d'une estimation ayant uniquement pour objectif de chiffrer les économies que pourrait générer une installation photovoltaïque.

11.2.2. Profils de consommation électrique des occupants

Méthodologie

Afin de préciser cette estimation de 60.000 kWh et d'éventuellement la corriger, une estimation plus précise doit être réalisée. Comme cela a été mentionné plus haut, il va s'agir d'adapter le tableur Excel de Stéphane Monfils. Ce tableur ayant été adapté dans le cadre du projet de recherche AMORCE, les données qui suivent proviendront du rapport scientifique, non publié actuellement, rédigé par Stéphane Monfils et Jonas Lambert (Monfils et Lambert 2022).

Pour ce faire, différentes informations influençant la consommation électrique du ménage vont être reprises pour chaque logement. Il s'agit de la surface du logement, du nombre d'occupants et du profil d'occupation. Ce dernier point varie de 1 à 4 et correspond au « *mode de vie* » de l'occupant et de sa présence relative dans son logement. Il peut être déterminé soit via un éventuel questionnaire permettant de connaître les profils de chaque occupant, soit par l'émission d'hypothèses. Un taux d'équipements électriques du logement est également établi. Celui-ci détermine à quel point l'occupant possède et utilise des appareils électroniques. L'ensemble de ces facteurs permet d'obtenir une consommation électrique annuelle hypothétique.

Les différents profils d'occupation sont les suivants :

- *Profil 1 : travailleur, sans enfant, absent en semaine de 8h à 18h*
- *Profil 2 : travailleur, avec enfants, absent en semaine de 8h à 17h, présent le mercredi PM*
- *Profil 3 : présent à mi-temps, en semaine, entre 8h et 18h*
- *Profil 4 : présent à temps plein, en semaine, entre 8h et 18h*

Puisqu'il n'est pas possible d'obtenir les informations relatives aux profils des occupants actuellement pour cause de confidentialité, des hypothèses seront émises. La répartition du nombre de profils d'occupation de chaque sorte pour la Résidence Elisabeth est estimée comme telle :

- 8 profils d'occupation de type 1
- 6 profils d'occupation de type 2
- 6 profils d'occupation de type 3
- 10 profils d'occupation de type 4

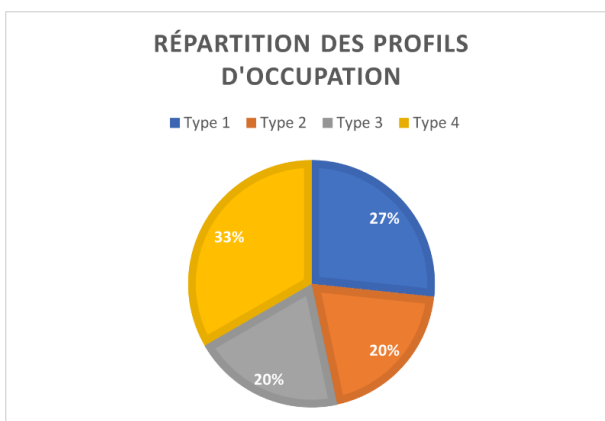


Figure 19 - Répartition des profils d'occupation Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)

Le nombre d'occupants pour l'ensemble de la copropriété est estimé à 55 avec une répartition de 9 unités de logement occupées par une seule personne, 17 unités de logement occupées par deux personnes et 4 unités de logement occupées par trois personnes. Les deux espaces de tertiaires ont été intégrés à cette dernière catégorie.

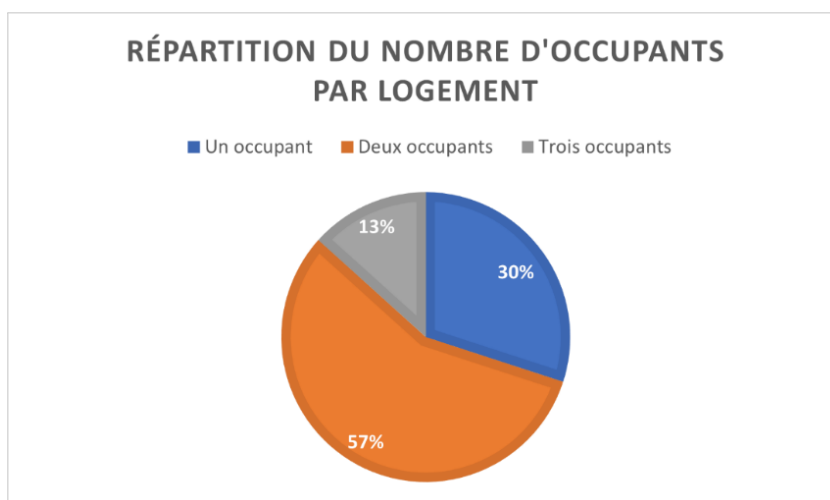


Figure 20 - Répartition du nombre d'occupants par logement Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)

Au fur et à mesure de l'avancement du projet AMORCE en ce qui concerne ce Living Lab, ces données concernant les occupants de la copropriété pourront se préciser. Actuellement un questionnaire portant sur la composition des ménages et sur leurs habitudes de consommation a déjà été rempli et renvoyé au projet de recherche par 15 logements sur les 28. Ces premiers résultats indiquent que pour ces 15 logements, il y a 20 occupants au total. Soit des logements composés d'une ou deux personnes. Parmi ces 20 occupants, 15 d'entre eux sont retraités.

A la question portant sur le niveau d'équipements, 6 ménages répondent être faiblement équipés, 4 modérément équipés, 4 moyennement équipés et 3 équipés de manière importante. Il semblerait que l'échantillon ne soit donc pas un grand consommateur électrique. Ces résultats pourraient remettre en question de manière plus ou moins importante les hypothèses établies pour les profils de consommation.

Bien que ces réponses pourraient laisser penser que la consommation électrique du bâtiment devrait être revue à la baisse et que la répartition de la consommation journalière soit plus lisse, il faut tout de même nuancer ces résultats. En effet cet échantillon représente presque la moitié des unités de logements ou de bureaux du bâtiment et il persiste donc une incertitude en ce qui concerne le reste des occupants. De plus les hypothèses établies pourraient parfaitement être représentatives d'un autre bâtiment du même type avec simplement des profils d'occupation différents.

Ces résultats préliminaires à ces questionnaires sont donc à prendre avec prudence et il faut nuancer l'impact qu'ils pourraient avoir sur l'optimisation des systèmes énergétiques du bâtiment puisqu'ils ne concernent que la consommation électrique. Outre ce dernier point, il faut rappeler que la répliquabilité d'une communauté d'énergie renouvelable est l'un des objets du projet AMORCE. Il sera donc important d'adapter le plus fidèlement possible les résultats concernant ce Living Lab avec sa situation réelle mais il sera également indispensable de permettre une comparaison avec d'autres bâtiments similaires d'un point de vue architectural présentant des divergences en termes de profils d'occupation.

Consommations annuelles

En utilisant ces hypothèses d'occupation, la consommation électrique annuelle totale de la copropriété est fixée à 100.626 kWh. Elle est de 15.453 kWh pour les communs en considérant des postes tels que l'éclairage, l'utilisation de l'ascenseur, la consommation des auxiliaires de chauffage et de la production d'eau chaude sanitaire. Ces données de consommation pour les espaces communs de la copropriété sont directement issues de factures d'électricité. Pour les unités de logement ou de tertiaire, la consommation varie de 1.931 kWh à 4.755 kWh avec une moyenne de 2.839 kWh.

L'estimation de 60.000 kWh annuels a donc largement été rehaussée pour atteindre 100.626 kWh. Les consommations par unité de logement ou de tertiaire passent donc d'une moyenne de 2.000 kWh à 2.839 kWh, soit une augmentation de 41,96%. La consommation de la copropriété a quant à elle été relevée de près de 67,71%.

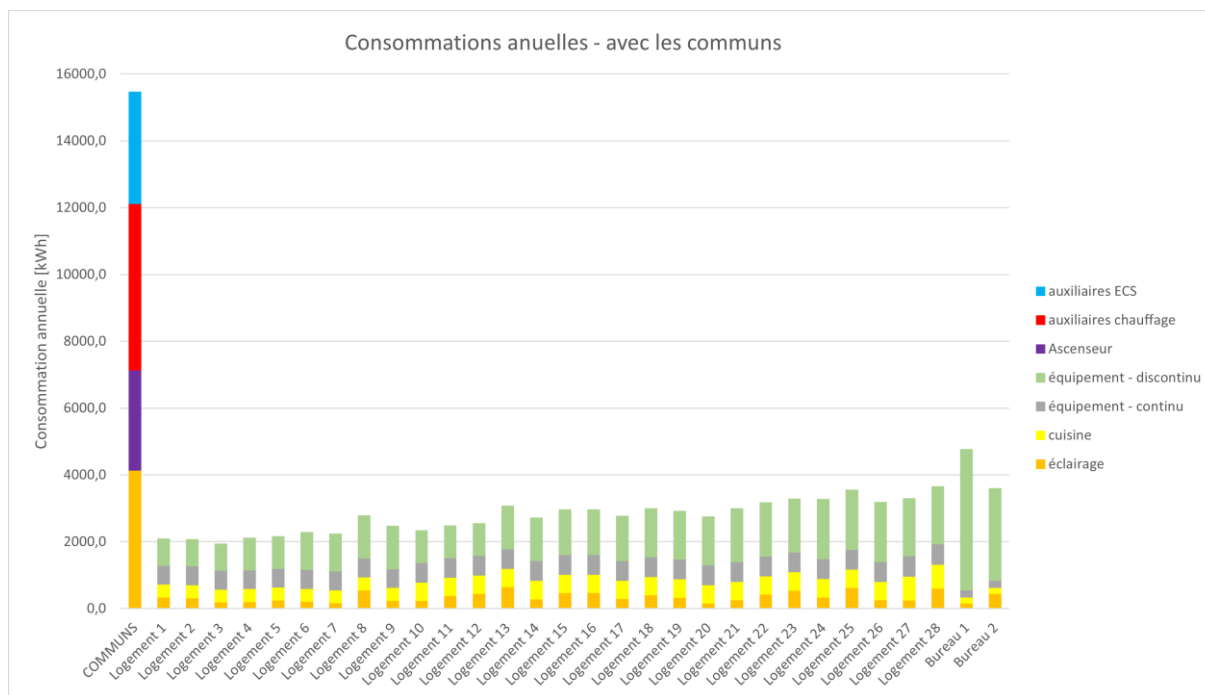


Figure 21 - Résidence Elisabeth - consommation annuelles (Monfils et Lambert 2022)

Le graphique ci-dessus permet de mieux visualiser l'ensemble de ces données de consommations électriques annuelles. Il permet d'une part de constater que le poste de consommation le plus important est représenté par l'usage des espaces communs. Les auxiliaires pour l'eau chaude sanitaire et pour le chauffage, c'est-à-dire l'ensemble des consommations issues de ces deux postes comme les circulateurs, représentent près de 46,20% de la consommation totale des communs.

D'autre part, il permet également de visualiser la consommation annuelle pour chaque unité de logement ou de tertiaire. Ces consommations oscillent autour de la moyenne qui est de 2.839,1 kWh. Les postes comme la cuisine ou les équipements continus composés du frigidaire, des accessoires comme le Wifi ou d'autres appareils divers semblent assez stables d'un logement à l'autre. Ces consommations continues varient de 565 kWh par an pour les unités de logement les moins consommatrices, à 615 kWh par an pour les plus gros consommateurs. Les deux espaces de tertiaires font exception avec une consommation de seulement 215 kWh par an pour ce poste. Pour la cuisine, les consommations varient entre 387 kWh par an et 709 kWh par an avec également pour exception les bureaux qui présentent une consommation annuelle de 174 kWh.

Les consommations discontinues prennent en compte l'usage d'appareils électriques tels que le lave-vaisselle, le lave-linge, la télévision et ses auxiliaires, le fer à repasser, l'aspirateur, l'ordinateur, le séchoir ou d'autres appareils éventuels. Elles sont plus fluctuantes d'un ménage à l'autre puisqu'elles peuvent passer de 783 kWh par an pour les plus faibles consommateurs à 1 707 kWh par an pour les plus gros consommateurs. Distinction faite avec les deux espaces de bureaux qui ont des consommations discontinues annuelles estimées respectivement à 2.743 kWh et 4.195 kWh.

L'éclairage est quant à lui déterminé en fonction de la surface du logement et de son taux d'occupation.

Répartition de la consommation électrique annuelle de la Résidence Elisabeth par poste

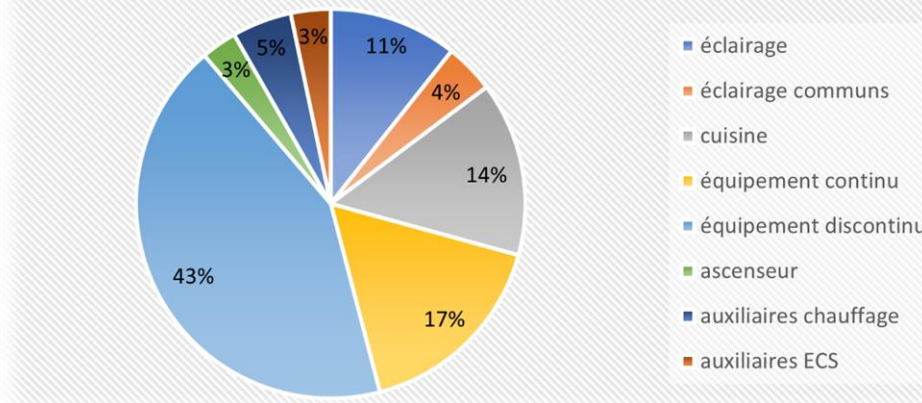


Figure 22 - Répartition de la consommation électrique de la Résidence Elisabeth par poste (Monfils et Lambert 2022)

Le graphique ci-dessus permet de visualiser davantage la répartition des consommations électriques de la Résidence Elisabeth de manière globale par poste de consommation.

Avec près de 43.107,6 kWh sur les 100.629 kWh annuels, les équipements discontinus représentent 43% de la consommation électrique totale de la copropriété. Cette observation permet d'envisager un pilotage de certains électroménagers afin de les faire concorder au maximum avec les périodes de disponibilité d'électricité photovoltaïque au sein du bâtiment ou d'éviter leur utilisation durant certaines périodes. Ça pourrait par exemple être le cas pour l'utilisation du séchoir, du lave-vaisselle ou encore du lave-linge. Cette réflexion dépasse bien entendu le cadre de ce travail et n'est évoquée ici qu'à titre de piste éventuelle afin de maximiser l'autoconsommation d'un bâtiment. De plus il n'est pas forcément simple de prévoir un système de pilotage des appareils au sein d'un bâtiment que ce soit du point de vue technique ou de l'adhésion des occupants.

Les postes qui viennent ensuite sont successivement les équipements continus avec 17% de la consommation globale, le poste « cuisine » avec 14%, l'éclairage avec 11%, les auxiliaires de chauffage avec 5%, l'éclairage des communs avec 4% et pour finir l'ascenseur et les auxiliaires pour l'eau chaude sanitaire avec tous les deux 3%.

Outre l'aspect de pilotage des consommations, une seconde réflexion peut émaner de ce graphique. Sur l'ensemble de la consommation électrique de ce bâtiment, les consommations des espaces communs représentent 15,36%. Pourtant l'installation de panneaux photovoltaïques au sein d'une copropriété revient parfois à couvrir les besoins des installations communes en revendant l'excédent sur le réseau lorsqu'il peut être racheté. La constitution d'une communauté d'énergie renouvelable qui permettrait d'une part de couvrir les besoins des espaces communs et d'autre part de redistribuer le restant de cette électricité aux logements serait dès lors un réel avantage !

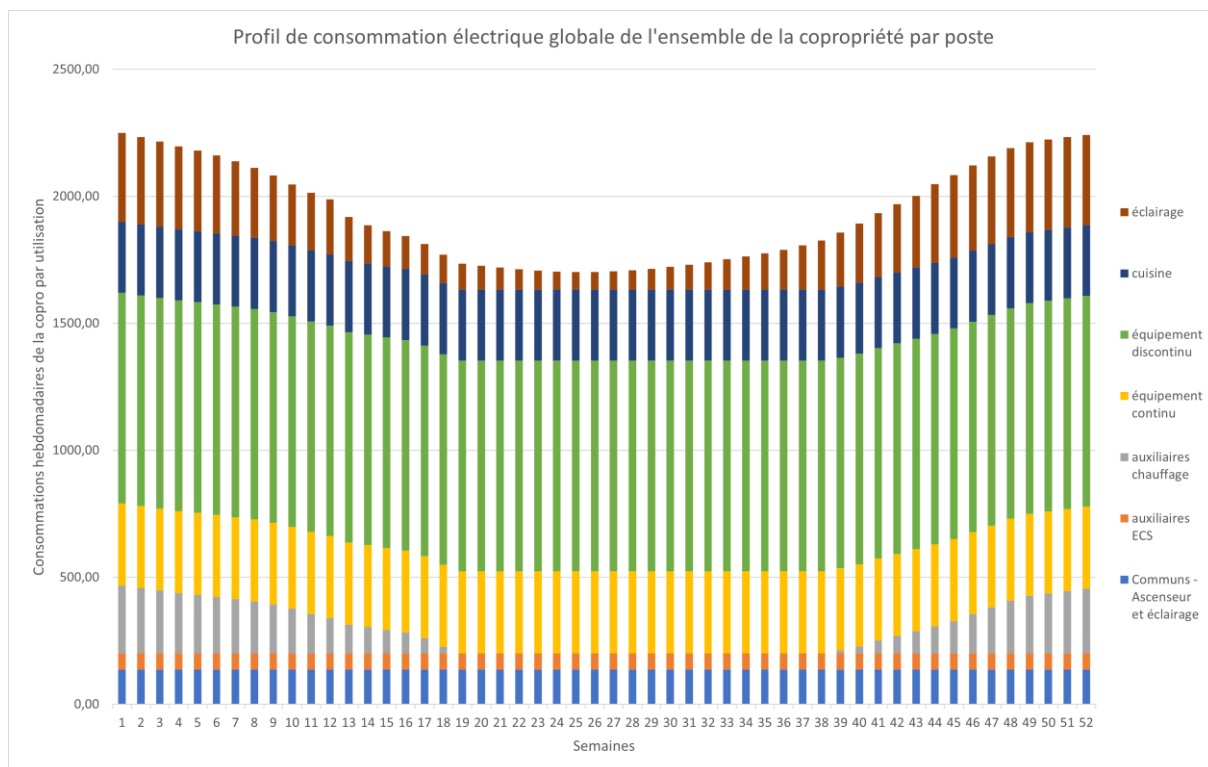


Figure 23 – Profil de consommation électrique globale Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)

Pour poursuivre sur ce point portant sur la consommation électrique annuelle de la copropriété, le graphique ci-dessus permet de mettre en avant la répartition de la consommation globale de la copropriété tout au long de l'année. Alors que la plupart des gros postes cités plus haut comme les équipements continus ou discontinus et d'autres plus petits postes comme la cuisine, l'ascenseur et l'éclairage des communs sont constants durant l'année, d'autres postes fluctuent de manière importante. Il s'agit de l'éclairage et des auxiliaires de chauffage. En effet, ces deux postes dépendent de la saison que ça soit en termes de luminosité pour l'éclairage qu'en termes de besoins en chauffage pour le second poste.

Bien que cette variation saisonnière ne soit pas immense, il est intéressant de la constater et de savoir que les besoins en électricité auront tendance à diminuer durant l'été, lors du plus haut potentiel photovoltaïque et inversement, à augmenter lorsque le photovoltaïque aura une production plus limitée durant l'hiver. Pour un autre bâtiment, la consommation en été pourrait cependant être plus importante dans le cas où une installation de refroidissement serait présente. Le fait qu'un système de chauffage fonctionne à l'électricité comme une pompe à chaleur influencerait également la consommation vers le haut durant les mois de chauffe.

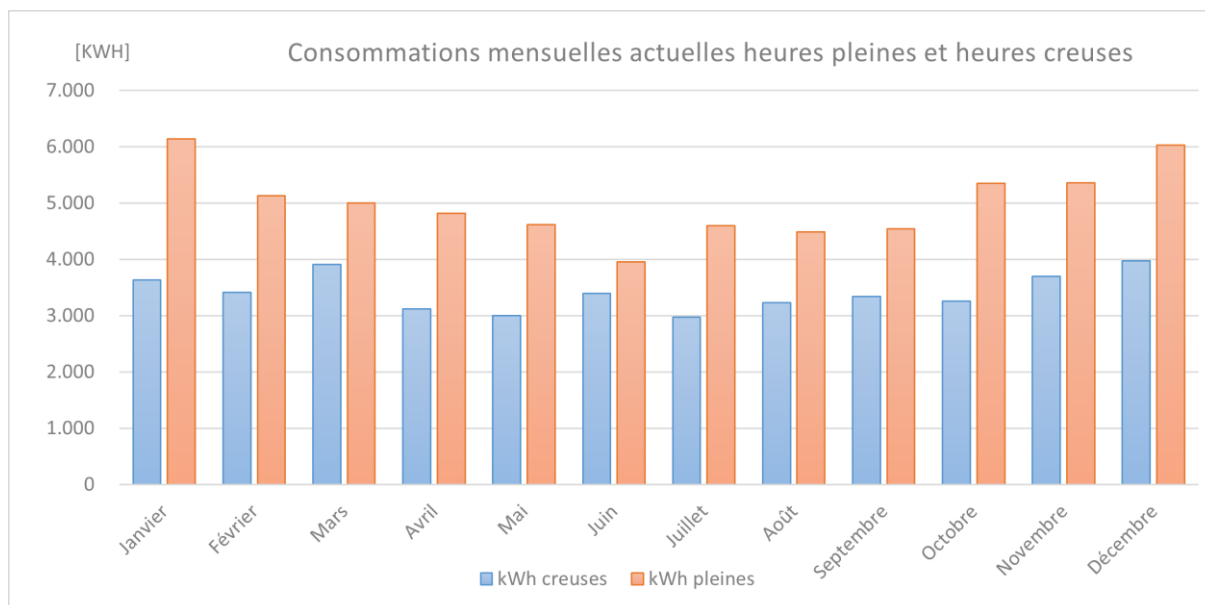


Figure 24 - Consommation mensuelles de la Résidence Elisabeth (réalisé via le tableur d'Enersol)

Pour amorcer le point suivant qui concerne les consommations horaires, le graphique ci-dessus permet de montrer la répartition de la consommation mensuelle selon qu'elle soit d'heure creuse ou d'heure pleine. Les heures creuses sont constituées des heures situées entre 22 heures et 7 heures ainsi que la consommation se déroulant le week-end.

En toute logique, la même tendance saisonnière est observée. Que ça soit pour les heures creuses ou pleines, elles sont à leur maximum durant les mois d'hiver et à leurs minimums durant les mois d'été. Outre cette information, il est clairement visible que la consommation est plus importante durant les heures pleines que durant les heures creuses, quel que soit le mois de l'année. Cela témoigne d'une activité plus importante durant la journée, jusqu'à 22 heures hors week-end.

Consommations horaires

Afin d'aller plus loin dans l'analyse de la consommation et des besoins énergétiques du bâtiment étudié, il est nécessaire d'affiner les données. Celles-ci ont été présentées dans le point précédent sur une base annuelle, ce qui est l'idéal pour avoir une vision d'ensemble. Toujours via le même tableur Excel, ces données annuelles vont être transposées en données de consommation horaires.

Pour ce faire, chaque poste de consommation électrique a été défini selon une durée d'utilisation quotidienne. Le graphique ci-dessous permet de visualiser quel poste de consommation est sollicité durant chaque jour de la semaine. Etant donné que ce graphique porte sur la semaine 1, soit la première semaine de janvier, il est logique qu'il soit différent en plein été. En effet le poste éclairage sera plus faible et les auxiliaires de chauffage auront une consommation nulle.

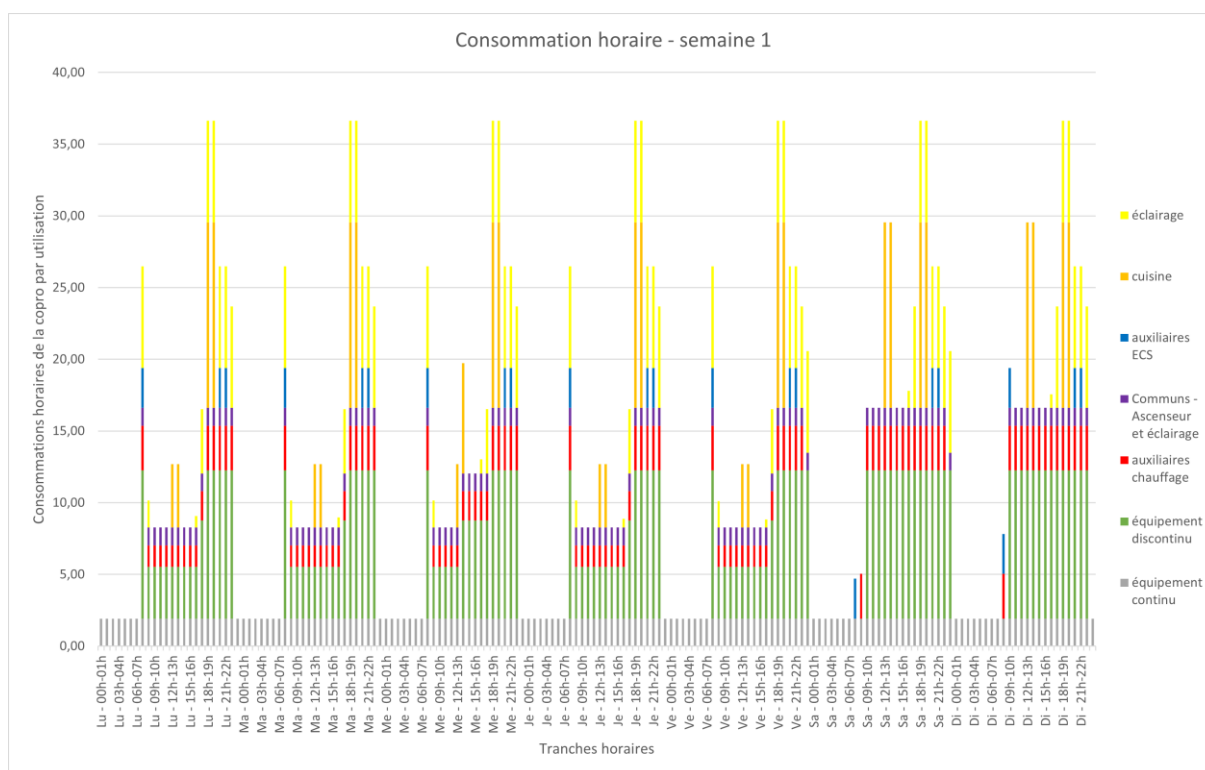


Figure 25 - Consommation horaire semaine 1 Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)

Au cours d'une journée, trois pics de consommations peuvent être observés :

- Le pic du matin entre 7 et 9 heures, résultant de l'activité matinale des occupants.
- Un plus léger pic entre 12 et 14 heures dont la cause principale est l'activité « cuisine ».
- Un troisième pic, le plus important et le plus long, qui représente les activités de soirée. Il se situe entre 17 et 22 heures, les postes principaux sont la cuisine, l'éclairage ou encore les équipements discontinus.

Il est à noter qu'il y a en permanence une consommation, aussi légère soit-elle. Celle-ci vient d'une part des équipements fonctionnant en continu et d'autre part des occupants qui restent dans leur logement en permanence comme ça pourrait par exemple être le cas d'un retraité. C'est durant la nuit que les consommations sont les plus faibles.

Outre cet aspect journalier, le graphique permet de mettre en évidence une plus grande consommation durant le week-end. Cette consommation est le témoin d'une occupation plus importante des logements par les profils 1 et 2 qui sont des travailleurs avec ou sans enfants. Le mercredi après-midi présente également une consommation légèrement plus élevée par rapport aux autres jours de la semaine par la présence du profil 2, travailleur avec enfant présent le mercredi après-midi.

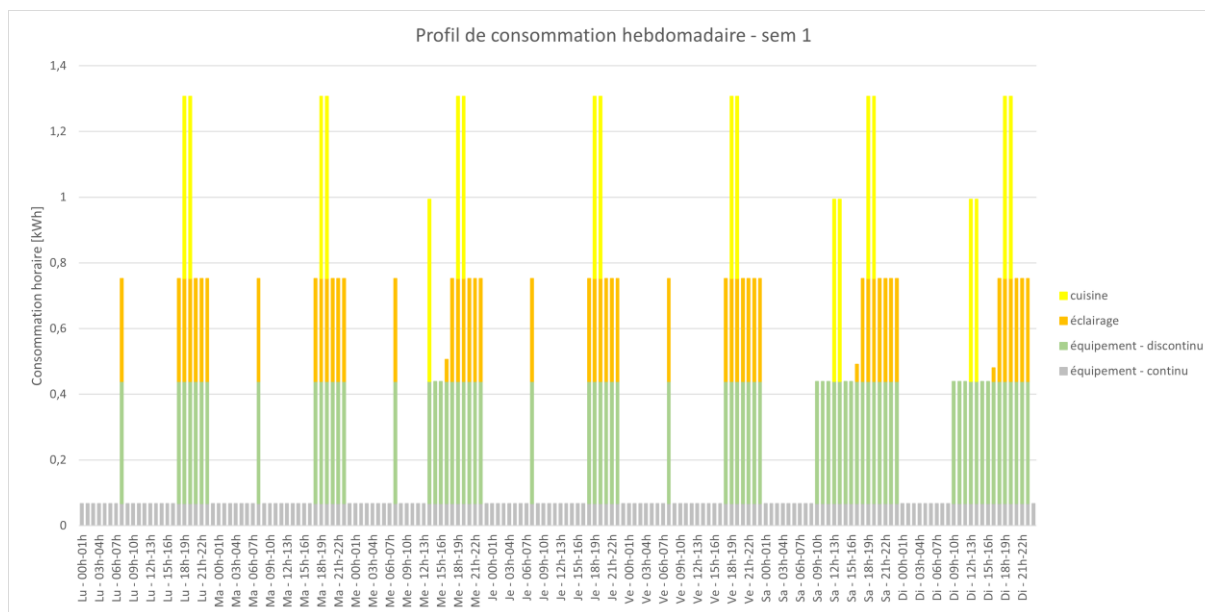


Figure 26 - Profil de consommation hebdomadaire semaine 1 Elisabeth (Monfils et Lambert 2022)

Le graphique ci-dessus représente le profil de consommation hebdomadaire pour un logement précis. Le cas-échéant il s'agit d'un logement occupé par un « Profil 2 : travailleur, avec enfants, absent en semaine de 8h à 17h, présent le mercredi PM » et par deux occupants.

Le graphique précédent portant sur la consommation horaire de l'ensemble de la copropriété n'est autre que l'ensemble des données par logement ou bureau cumulées.

11.2.3. Normalisation des données

Bien que ces 8760 entrées de données correspondant au nombre d'heures dans une année soient déjà une très bonne base d'analyse, il faut encore les affiner. Pour ce faire, chaque donnée horaire est divisée par quatre afin d'obtenir des données quart-horaires. Cette manipulation suppose que la consommation est constante au cours d'une même heure bien que ça ne soit pas forcément le cas en réalité. En plus de cette manipulation, une journée supplémentaire a dû être ajoutée afin d'atteindre les 8760 heures annuelles. En effet, en l'état le tableur Excel comptait 364 jours, soit 52 semaines multipliées par 7 pour le nombre de jours, au lieu des 365 jours requis dans l'encodage des données quart-horaires. Pour ce faire, la dernière journée de l'année, correspondant à l'une des journées les plus gourmandes en énergie, a été doublée. Cette modification n'aura qu'un très faible impact sur les résultats et permet de standardiser les données pour leur utilisation dans un tableur Excel suivant.

Il est important de savoir que l'ensemble des manipulations qui viennent d'être développées n'aurait pas été nécessaire si chaque unité de logement ou de bureau avaient été équipée d'un compteur intelligent. En effet avec l'autorisation de l'occupant et du gestionnaire de réseau, ce type de compteur permet de générer des données quart-horaires sur une année basées sur les données réelles de consommation. C'est donc faute de disposer de ces données ou d'informations de consommation plus précises pour ce bâtiment qu'il a fallu passer par l'ensemble de ces étapes.

Ces 35.040 entrées de données vont permettre de réaliser certains dimensionnements de systèmes énergétiques développés dans la partie suivante de ce travail. Il faut également noter que la conversion de ces données d'un tableur Excel à un autre ainsi que les différentes manipulations effectuées ont

entraîné une légère modification des données globales de consommation du bâtiment. Ainsi alors que la consommation annuelle a été estimée à 100.629,46 kWh au point précédent, cette même consommation est de 100.990 kWh dans le tableur suivant. Cette différence de 360,54 kWh sur l'année provient certainement en partie du traitement des arrondis qui varierait entre les deux tableurs mais également et surtout de la différence quant à la 365^{ième} journée considérée. Cette variation étant minime, elle sera négligée par la suite et la valeur de 100.990 kWh par an sera retenue.

12. Optimisation des systèmes énergétiques

Maintenant que l'estimation des besoins énergétiques du bâtiment est terminée, il est possible de passer à l'étape suivante qui est le cœur même de ce travail. Ce deuxième point se concentre donc sur l'optimisation des systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth.

Les configurations suivantes vont être étudiées :

- 1) L'installation de panneaux photovoltaïques
- 2) Le couplage de cette installation avec une batterie
- 3) L'installation d'une pompe à chaleur en complément pour l'eau chaude sanitaire
- 4) L'installation de chauffe-eaux thermodynamiques pour l'eau chaude sanitaire
- 5) L'installation d'une unité de cogénération au gaz
- 6) L'installation de panneaux solaires thermiques

Chaque dispositif s'articule autour de trois points : son dimensionnement, les impacts énergétiques qu'il engendre au sein du bâtiment et une étude de rentabilité. Le but étant de mettre en avant les installations techniques répondant au mieux aux objectifs d'optimisation de ce bâtiment.

L'ensemble de ces étapes a été réalisé au moyen de différents tableurs Excel, selon les nécessités et les moyens qui étaient à disposition. Le premier de ces tableurs provenant de l'entreprise Enersol permet de réaliser les deux premiers points de ce chapitre.

C'est dans ce tableur nommé « *autoconsommation industrielle* » que sont intégrées les données quart-horaires établies précédemment. Si ces données n'avaient pas été produites, il aurait également été possible de sélectionner un type de profil intégré dans ce tableur pour ce bâtiment. En effet celui-ci dispose de profils enregistrés comme du résidentiel, plusieurs types de bâtiments industriels, une maison de repos, une grande surface, une école primaire ou supérieure, une administration communale, etc. L'ensemble de ces profils provient de cas concrets sur lesquels Enersol a travaillé auparavant.

Le principe de ce tableur est le suivant : une fois que la consommation est établie en quart-horaire soit via des données externes, soit via un profil préconfiguré, il est possible d'y ajouter divers postes de production d'énergie renouvelable, de stockage ou de consommation. Pour la production renouvelable, il est possible d'intégrer une installation photovoltaïque ou de l'éolien. Le stockage consiste à intégrer un système de batteries électriques et le poste de consommation supplémentaire permet de configurer un « *profil de mobilité* », soit l'intégration d'un poste de consommation pour de la mobilité électrique.

Le potentiel de ce tableur ne sera donc pas utilisé à son maximum puisque seule la production photovoltaïque et son couplage avec une batterie seront sollicités. Il est en effet difficilement envisageable de prévoir l'installation d'une éolienne à proximité immédiate du bâtiment Elisabeth ce qui pousse à exclure ce mode de production d'électricité renouvelable.

Pour ce qui est de la mobilité électrique, le choix a été pris de ne pas la prendre en compte puisqu'elle est inexistante actuellement. S'agissant de places de parking privatives, compte tenu de l'absence actuelle de véhicule électrique et des aménagements qui seraient certainement réclamés par les pompiers pour installer une borne de recharge en sous-sol, cette hypothèse semble tout à fait réaliste.

Néanmoins il est tout à fait possible qu'à l'avenir l'un des résidents ou travailleurs d'un des deux bureaux dispose d'une voiture électrique et qu'il la fasse recharger via l'installation électrique de la copropriété moyennant l'installation d'une borne de recharge. Si cela s'avérait être le cas, il faudrait considérer ce nouveau consommateur important au sein de la copropriété.

Outre l'éolien et la mobilité électrique qui sont écartés de cette étude, quelques autres installations le sont également. Ainsi hormis l'option de l'unité de cogénération fonctionnant au gaz de ville, aucun système de production de chaleur par combustion n'est abordé. C'est le cas pour des systèmes qui fonctionneraient avec d'autres combustibles fossiles comme le mazout de chauffage mais également pour des combustibles de type biomasse. Les raisons de ce choix sont tout d'abord environnementales. Il serait en effet absurde de favoriser des combustibles émetteurs tels que le mazout de chauffage alors que les objectifs tendent vers la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Bien que fossile également, le gaz sera tout de même abordé à travers le dispositif de cogénération. Ce mode de production de chaleur et d'électricité étant plus avantageux qu'une chaudière à gaz classique ou à condensation pour diverses raisons qui seront abordées dans la section relative. Il est à noter que le gaz naturel est l'actuel combustible énergétique de la copropriété lui servant à produire son eau chaude pour le chauffage et pour les sanitaires.

Bien qu'ils soient considérés comme renouvelables, les combustibles ayant pour origine la biomasse ont également été exclus de cette étude. Qu'il s'agisse du pellet, de bois raméal fragmenté (BRF) ou encore de bois de chauffage, ces combustibles qui pourraient être brûlés dans des chaudières adaptées pour générer de la chaleur ont été écartés pour une raison sanitaire. En effet malgré une neutralité en termes d'émissions de gaz à effet de serre lorsque le bois est issu d'une filiale de production durable, les émissions de polluants tels que des particules fines ne sont pas négligeables pour la santé publique. Etant donné la situation de ce bâtiment en pleine zone urbaine, il serait anormal de proposer cette solution. Ce type de combustible entraîne également la dépendance à des livraisons ponctuelles pour ravitailler le bâtiment en combustible, ce qui n'est pas nécessaire avec le gaz ou l'électricité et un espace de stockage important.

12.1. Méthodologie et explications des variables utilisées dans les différentes analyses

Afin d'éviter d'alourdir inutilement les points suivants, cette section s'intéresse à la méthodologie qui sera appliquée par la suite. S'il s'avère qu'il y ait des spécificités propres à une installation technique, elles seront alors abordées dans leur point respectif.

12.1.1. Dimensionnement – composantes de l'installation

Ces deux aspects sont bien entendu propres à chaque installation même s'il peut y avoir des spécificités communes. Chaque dimensionnement et composantes seront dès lors développées dans leur section respective.

Outre l'utilisation du logiciel SolarEdge pour le dimensionnement de l'installation photovoltaïque, le reste s'effectue via le logiciel Excel.

12.1.2. Aspects énergétiques

Bien que les besoins nets soient inchangés quelle que soit la solution technique envisagée, les besoins bruts en énergie peuvent quant à eux varier. Il est en effet possible qu'une installation autre que celle qui est en place ait un meilleur rendement ce qui entrainerait une baisse des besoins bruts et donc de la consommation en énergie du bâtiment.

La production sera un élément essentiel qui dépendra à la fois de la puissance instantanée exprimée en kW et de la période d'utilisation du dispositif. En associant ces deux données il sera possible d'établir l'énergie produite en kWh.

Deux autres indicateurs vont être particulièrement utilisés, il s'agit des taux d'autoconsommation et d'autosuffisance. Les définitions et les méthodes de calcul de ces deux indicateurs varient parfois d'un utilisateur à l'autre, c'est pourquoi les méthodes de calcul utilisées dans ce document sont décrites ci-dessous.

Le premier terme, le taux d'autoconsommation, peut se définir comme étant « *la part de production d'électricité [issue de panneaux solaires] qui est consommée immédiatement par un logement* ». (ekWateur 2022)

Il s'agit ici d'une définition portant sur une installation photovoltaïque mais celle-ci peut être transposée à toute production d'électricité produite sur le site et consommée sur ce même site.

La formule mathématique est la suivante :

$$\frac{\text{Energie annuelle instantanément consommée}}{\text{Energie produite totale}} \times 100 = \text{Taux d'autoconsommation}$$

Le second terme, le taux d'autosuffisance ou le taux de couverture, est le rapport entre l'énergie annuelle autoconsommée et l'énergie annuelle consommée totale. Il peut se définir comme tel : « *L'autosuffisance énergétique ou l'autonomie en énergie désigne la capacité d'un bâtiment ou d'une maison à produire totalement ou tout au moins partiellement sa propre énergie* ». (SirEnergies et Sagliet 2022)

Sa formule mathématique est la suivante :

$$\frac{\text{Energie annuelle autoconsommée}}{\text{Energie annuelle consommée totale}} \times 100 = \text{Taux d'autosuffisance}$$

Cette méthode de calcul est plus rigoureuse et énergétiquement précise que de simplement faire le rapport entre l'énergie annuelle produite et l'énergie annuelle consommée. Cette méthode ne prenant pas en compte l'électricité injectée sur le réseau.

En plus de ces deux taux, l'indicateur « *énergie primaire* » va être calculé pour l'ensemble des solutions énergétiques. Cet indicateur est défini comme tel dans un audit énergétique officiel :

« *L'énergie primaire est l'énergie directement prélevée à la planète. Elle comprend l'énergie consommée ainsi que les pertes nécessaires pour transformer la matière première (pétrole, gaz, uranium) en énergie utilisable (mazout, gaz naturel, électricité).*

L'autoproduction d'électricité est valorisée.

Le recours à l'électricité du réseau public est fortement pénalisé (x 2,5). »

(Service public de Wallonie 2022)

Cet indicateur ne sera ici qu'utilisé pour l'électricité avec un facteur de conversion de 2,5 comme mentionné dans la définition et un facteur de conversion de 1 pour le gaz.

Une production de 1.000 kWh d'électricité permettra dès lors d'économiser 2.500 kWh d'énergie primaire si cette électricité permet de se substituer à de l'électricité du réseau. Pour le gaz, le ratio étant de 1, une économie de 1.000 kWh de gaz permettra une économie de 1.000 kWh d'énergie primaire.

Il est important de garder en tête qu'il s'agit de facteur de conversion définis par les autorités publiques et qu'ils dépendent fortement du mix énergétique. Ainsi si le mix électrique est largement constitué de productions engendrant de grandes pertes de rendement et une consommation en énergie primaire importante, ce facteur de conversion sera plus élevé.

Ces facteurs de conversion risquent d'être modifiés à l'avenir et devraient en toute logique être revus à la baisse pour l'électricité. En effet l'augmentation de la part d'électricité renouvelable dans le mix énergétique a tendance à réduire la consommation d'énergie primaire. A contrario, si l'approvisionnement en gaz de la Belgique devait se réaliser par bateau à l'avenir à cause de la guerre en Ukraine, les pertes seraient certainement plus importantes que l'apport majoritaire actuel par pipeline. Ce dernier élément n'est cependant que spéculation puisqu'il est impossible de prévoir aujourd'hui comment l'approvisionnement en gaz se fera à l'avenir. Il n'est d'ailleurs pas omis que la part de biogaz augmente dans le mélange que constitue le gaz de ville, pouvant à l'inverse améliorer le facteur de conversion.

Le dernier indicateur qui sera calculé pour cette partie énergétique seront les émissions de CO₂. Il s'agit d'un facteur environnemental qui permettra de comparer les situations en termes d'émissions de CO₂ évitées ou générées par les différentes solutions énergétiques étudiées.

Ces émissions de CO₂ dépendent du combustible utilisé et varient en fonction de la référence choisie. Pour les calculs qui suivront, ce sont les données provenant de la CWaPE qui seront retenues. Celles-ci sont déjà utilisées pour les tableurs Excel en accès libre relatifs à la cogénération et aux panneaux solaires thermiques. Ils sont en revanche différents dans les tableurs de l'entreprise Enersol ce qui nécessitera de recalculer les valeurs avec ces nouveaux étalons.

Seuls le gaz et l'électricité sont à prendre en compte en termes de formes d'énergie dans les études qui suivent. Les émissions de CO₂ pour le gaz naturel sont fixées à 251 g/kWh et à 456 g/kWh pour l'électricité (Architecture et Climat 2007). Comme mentionné ci-dessus, il s'agit de données provenant de la CWaPE, soit le régulateur wallon, qui se basent notamment sur les émissions des centrales turbines gaz-vapeur pour la production d'électricité.

Bien que les émissions pour le gaz naturel soient relativement semblables d'une source ou d'un pays à l'autre, la situation est bien différente pour l'électricité. En effet ces émissions sont calculées en fonction du mix énergétique du pays destiné à produire de l'électricité. Si ce mix est essentiellement basé sur des productions faiblement carbonées comme le nucléaire ou le renouvelable, les émissions tendront vers le bas. Au contraire, avec un mix énergétique fortement carboné composé par exemple de centrales au gaz ou au charbon, ces émissions par kWh électrique seront plus importantes.

A titre de comparaison, ces émissions pour le gaz naturel sont de 231 g/kWh selon les chiffres de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) pour la France contre 251 g/kWh pour les données de la CWaPE. En ce qui concerne l'électricité, les chiffres de l'ADEME sont de 267 g/kWh contre 456 g/kWh en Région wallonne (Architecture et Climat 2007). Un pays fortement nucléarisé comme la France aura donc une plus faible proportion d'émissions de CO₂ au kWh électrique qu'un pays comme la Pologne qui produira une partie importante de son électricité avec du charbon.

Néanmoins, tout comme c'est le cas pour l'énergie primaire, il faut rester vigilant aux évolutions possibles de ces émissions. Particulièrement pour l'électricité dont la production reste incertaine pour la Belgique à l'heure actuelle. L'avenir des centrales nucléaires est encore incertain et la volonté récente de produire une part importante de l'électricité belge avec du gaz au moyen de centrales turbine gaz-vapeur (TGV) a été remise en cause par la flambée récente des coûts de cette énergie.

12.1.3. Etudes de rentabilité

Indicateur majeur, une étude de rentabilité permet de jauger la viabilité économique d'un projet. Bien que la recherche de rentabilité et d'économie ne soit pas forcément la priorité de l'investisseur, il s'agit bien souvent d'un élément clé dans un investissement énergétique. L'étude de rentabilité et les différents indicateurs qui en découlent vont permettre d'estimer les économies futures qui pourront être générées ou éventuellement les pertes financières.

Lorsque les données de ces études de rentabilité sont communes, il devient possible de comparer différentes options techniques. C'est d'ailleurs tout l'objectif de ce travail : fournir une base de comparaison économique entre chaque solution développée. Cette base permettra d'avoir une vue globale d'un point de vue financier qui pourrait servir d'aide à la prise de décision pour les éventuels investisseurs, le cas échéant la Résidence Elisabeth.

· **Prix de l'énergie**

Que ça soit pour comparer les coûts entre de l'électricité autoproduite avec une installation photovoltaïque ou l'électricité provenant du réseau, ou encore afin de comparer les prix de deux formes d'énergies différentes comme le gaz et l'électricité, les prix de l'énergie sont centraux dans ces études de rentabilité. Il faut donc pouvoir être le plus précis possible dans les scénarios et les hypothèses doivent être plausibles.

Bien que les coûts futurs de l'énergie soient incertains compte tenu de la multitude de facteurs entrant en compte, en témoigne la hausse de prix liée à la guerre en Ukraine, il est possible d'émettre des hypothèses pertinentes.

Pour ces études de rentabilité, deux scénarios de prix vont être analysés :

- Des prix de l'électricité et du gaz calqués sur les prix de juin 2021
- Des prix de l'électricité et du gaz calqués sur les prix de juin 2022

Les prix qui sont utilisés dans ces études proviennent de l'analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'énergie en date du premier semestre 2022 de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG).

La période de juin 2021 correspondait à la reprise post-covid en Belgique, caractérisée par une reprise de la consommation, des activités économiques et logiquement de la consommation d'énergie au sens large. Les prix du gaz et de l'électricité étaient déjà en hausse par rapport au semestre précédent, également à cause des tensions géopolitiques. Il est notamment écrit dans le rapport de juin 2021 que « *Cette augmentation s'explique d'une part par la reprise de l'activité économique après la forte baisse de la demande provoquée par la crise du coronavirus en 2020, mais d'autre part également par les tensions géopolitiques mondiales ayant des conséquences importantes sur les cotations du gaz naturel et les prix des émissions de CO₂, qui à leur tour font grimper les prix d'électricité.* » (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2021)

Un an plus tard en juin 2022, les prix du gaz et de l'électricité sont encore plus élevés. La CREG explique cette hausse des prix en Belgique comme suit : « Cette évolution suit l'évolution des marchés de gros, où le prix du gaz naturel affiche également une hausse prononcée. Cette augmentation s'explique d'une part par la reprise de l'activité économique après la forte baisse de la demande provoquée par la crise du coronavirus en 2020, mais d'autre part également par la guerre en Ukraine et les tensions géopolitiques mondiales ayant des conséquences importantes sur les cotations du gaz naturel. » (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2022)

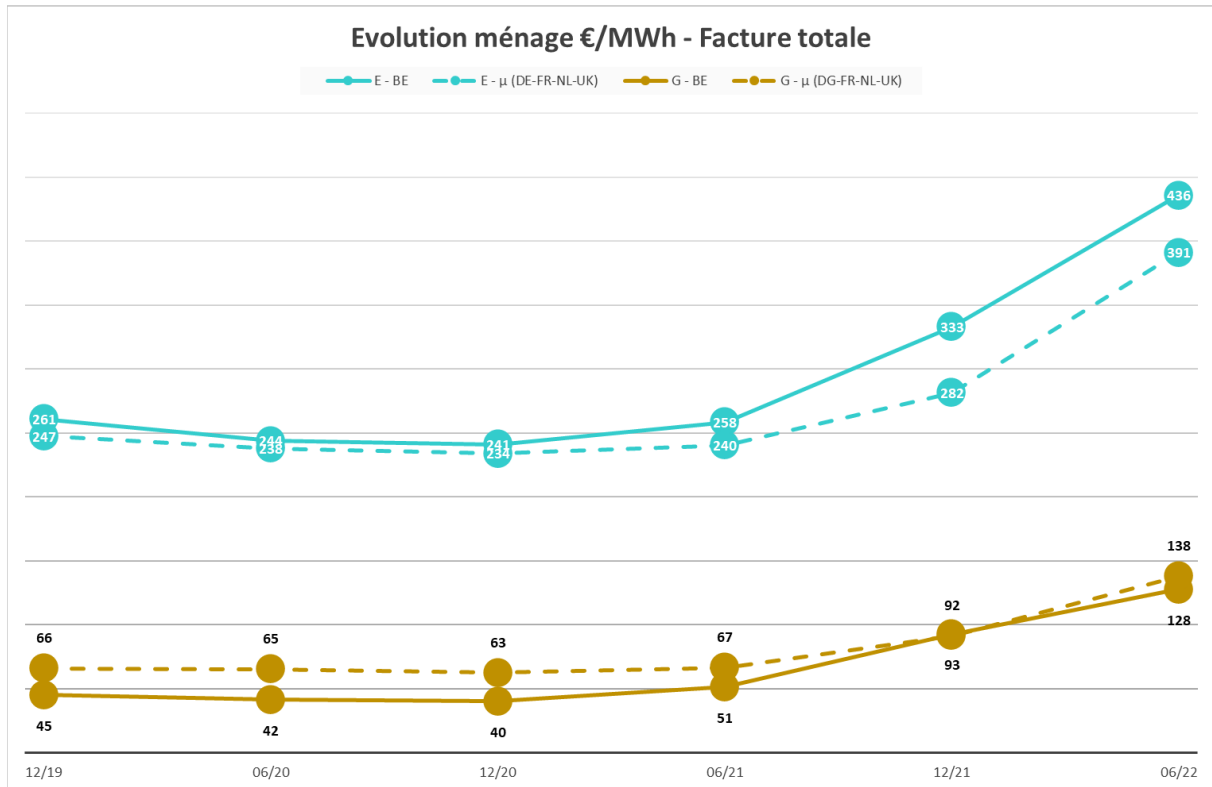


Figure 27 - Analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'énergie (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2022)

Les prix du MWh de la facture totale repris pour ces deux périodes par la CREG sont les suivants :

Tableau 1 - Prix du gaz et de l'électricité en juin 2021 et 2022 (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2022)

	Prix de l'électricité	Prix du gaz
Juin 2021	258 €/MWh	51 €/MWh
Juin 2022	436 €/MWh	128 €/MWh

Le fait considérer deux périodes différentes pour ces prix permettra de comparer une situation qui pourrait être qualifiée de « critique » tant l'augmentation a été importante et une situation plus « raisonnable » dans l'historique récent des coûts de l'énergie. Ceci permettra de comparer la rentabilité des différentes options lorsque les coûts de l'énergie augmentaient mais restaient dans la moyenne des années précédentes en ce qui concerne juin 2021 et la situation actuelle avec des prix de l'énergie très élevés. Puisque l'avenir en la matière est incertain, les deux scénarios sont possibles et il faut pouvoir prendre en compte ces deux schémas.

Les variations de ces prix dans les années à venir sont incertaines et celles-ci pourraient se stabiliser, augmenter ou même diminuer. Pour le professeur à l'Université de Liège et spécialiste de l'énergie Damien Ernst, il faudra entre 3 et 5 ans pour que les prix du gaz et de l'électricité, intrinsèquement liée au coût du gaz, retrouve une situation moins élevée. (Wilquin 2022)

Pour les études de rentabilité qui suivent, une augmentation du coût de ces deux énergies a été considérée de manière constante sur la durée de l'étude. Pour l'électricité l'augmentation annuelle du prix envisagée est de 4% et la variation annuelle pour le prix du gaz est de 5%. Il a été choisi de prendre une augmentation annuelle légèrement plus élevée pour le gaz que pour l'électricité en partant du principe qu'avec la raréfaction des ressources pétrolières dont le gaz fait partie, son prix risque d'augmenter en même temps que la rareté de la ressource.

Outre l'électricité qui est achetée sur le réseau électrique, il y a également potentiellement de l'électricité excédentaire produite par une installation et que le bâtiment ne sait absorber. A défaut d'avoir un moyen de stockage, cette électricité sera injectée sur le réseau public.

Puisque le décret entourant les communautés d'énergies renouvelables et amenant des modifications importantes dans le secteur des énergies renouvelables a récemment été publié, certains aspects n'ont pas encore été décidés ou publiés. C'est notamment le cas du tarif d'injection qui est actuellement encore incertain. Néanmoins il est nécessaire dans le cadre de cette étude de prendre en compte ce tarif particulier.

Pour l'estimer, il est possible de regarder la situation bruxelloise sur laquelle il serait probable que la Région wallonne s'aligne.

En observant ce tarif chez le fournisseur Luminus, il est indiqué que celui-ci se trouve entre 2 et 3,6 centimes d'euro par kWh (Luminus 2021). Chez un second fournisseur, mega, il se trouve à 8,77 centimes d'euro par kWh (mega 2022). Les montants varient donc fortement d'un fournisseur à l'autre et il est nécessaire de choisir un prix commun à toutes les études qui suivent.

Le tarif d'injection retenu est de 4 centimes d'euro par kWh, soit 0,04 €/kWh. Ce choix de montant est appliqué pour plusieurs raisons. Premièrement il s'agit d'un tarif se situant entre les deux offres de rachat des deux fournisseurs vus précédemment. Ensuite il s'agit d'un montant qui est plutôt réaliste voire pessimiste ce qui permettra de ne pas surestimer la rentabilité des installations présentant des taux de réinjection importants. L'un des objectifs d'une CER étant de maximiser l'autoconsommation, il est probable que le Gouvernement wallon fixe un tarif qui n'incite pas les producteurs à rejeter leur électricité excédentaire sur le réseau mais bien à l'autoconsommer au maximum. Ce montant est d'ailleurs celui utilisé par défaut actuellement par l'entreprise Enersol.

Indicateurs économiques

Les différentes études de rentabilité traitent d'une période de 15 ans. Chacune prend en compte un investissement dont le montant est presque toujours issu d'un devis émis par l'entreprise Enersol. Il s'agit donc d'un prix réaliste pour un moment précis.

Les différentes études ne sont pas toutes menées sur base des mêmes tableurs Excel étant donné qu'il ne s'agit pas d'installations techniques toujours comparables. En effet une installation photovoltaïque produisant de l'électricité n'a pas du tout le même dimensionnement et impacts énergétiques qu'une installation solaire thermique. Les tableurs utilisés proviennent tantôt de chez Enersol, tantôt de tableurs officiels en libre accès ou en l'absence de ceux-ci il s'agira de tableurs originaux comme c'est le cas pour la pompe à chaleur.

L'ensemble de ces études est uniformisé au maximum afin de pouvoir les comparer sur base d'hypothèses communes. Parmi ces données communes il y a par exemple le taux de taxe sur la valeur ajoutée (TVA) qui est fixé à 6% puisque le bâtiment a plus de 10 ans. L'ensemble des investissements est considéré comme provenant de fonds propres, négligeant ainsi la présence éventuelle d'un prêt et du taux d'emprunt relatif.

Les coûts de maintenance de chaque installation ne sont pas identiques non plus. Lorsque ce coût annuel est fourni par le tableur comme c'est le cas pour ceux d'Enersol ou COGENcalc, il sera utilisé par défaut. Si ce n'est pas le cas, un coût annuel correspondant à 1 % du montant de l'investissement total sera considéré pour la première année et il sera indexé sur le taux d'actualisation pour les années suivantes.

Aucune prime à l'investissement ne sera considérée pour les différentes études économiques. Une copropriété ne pouvant avoir accès à celles-ci, conformément aux dires de l'auditeur énergétique de référence interrogé à ce sujet (Lambert 2022). Pour certaines solutions, des certificats verts seront toutefois considérés.

Un autre facteur essentiel dans le cadre d'études de rentabilité et pour estimer le potentiel financier d'un investissement est le taux d'actualisation. Il peut se définir comme étant « *le coût du capital qui est appliqué pour déterminer la valeur actuelle d'un paiement futur* » ou encore comme indiquant « *combien d'argent nous recevrons à une date ultérieure vaut maintenant* » (Economy-Pedia 2022).

Ce taux d'actualisation permet de prendre en considération la perte de valeur de l'argent dans le temps, dans le cas d'un taux positif. Il permettra dès lors de comparer une recette ou dépense future en comparaison avec la valeur actuelle de l'argent. Dans le cadre de ces études de rentabilité, le taux considéré sera de 3%. Il s'agit d'un taux raisonnable qui permet de considérer une inflation dite « *saine* » et qui pourrait correspondre à un taux d'intérêt actuellement appliqué par les banques belges.

Les indicateurs économiques calculés pour chaque solution sont les suivants :

- *Le temps de retour sur investissement*

Le temps de retour sur investissement se traduit par l'année ou le moment auquel l'investissement sera entièrement remboursé. Il correspond au moment où la trésorerie est égale à zéro, soit l'équilibre des recettes et des dépenses en considérant l'investissement de départ.

Il peut se décrire sur base de ce qui suit : « *La période de récupération actualisée est une méthode d'évaluation dynamique des investissements qui détermine à quel moment l'argent est récupéré d'un investissement, en tenant compte des effets du temps sur l'argent* » (Economy-Pedia 2021a).

Ce temps de retour est censé être calculé sur base des flux financiers actualisés via le taux d'actualisation. Dans le cadre de cette étude, cette actualisation ne sera pas prise en compte car les investissements présentent des temps de retour relativement courts. Cet aspect sera également minimisé par le fait que les temps de retour seront arrondis à l'année la plus proche.

- *Le taux de rentabilité interne sur 15 ans*

Le taux de rentabilité interne peut se définir comme tel : « *Le taux de rendement interne (TRI) est le taux d'intérêt ou de rentabilité offert par un investissement. C'est-à-dire qu'il s'agit du pourcentage de profit ou de perte qu'aura un investissement pour les montants qui n'ont pas été retirés du projet* » (Economy-Pedia 2021b).

Le TRI permettra de comparer différents investissements et de confirmer ou infirmer la rentabilité d'un projet. Pour qu'un projet soit qualifié de rentable il faudra que le TRI soit supérieur au taux

d'actualisation défini ici à 3%. Si ce pourcentage est supérieur, cela reviendra à avoir un investissement générant plus de rentabilité que la dépréciation de l'argent liée à ce taux d'actualisation.

Si le TRI est égal au taux d'actualisation, l'investissement peut tout de même être réalisé sans risquer, en théorie, de perdre de l'argent. Un investissement ne se résumant pas qu'à la valeur financière qu'il va générer, il peut être plus intéressant d'investir dans du matériel de production que de placer cet argent à la banque en vue de générer des intérêts.

- *Les bénéfices sur 15 ans*

Les bénéfices sur 15 ans constituent la somme de la différence entre les recettes et les dépenses pour chaque année considérée. Il s'agit d'un montant indicatif ne prenant pas compte du taux d'actualisation et qui servira simplement comme ordre de grandeur.

- *La valeur actuelle nette sur 15 ans*

Ce terme peut se définir comme tel : « *La valeur actuelle nette (VAN) est un critère d'investissement qui consiste à mettre à jour les recettes et les paiements d'un projet ou d'un investissement pour savoir combien sera gagné ou perdu avec cet investissement* » (Economy-Pedia 2021c).

A la différence des bénéfices sur 15 ans desquels serait retiré l'investissement, la valeur actuelle nette prend en compte la dépréciation de la monnaie via le taux d'actualisation. Cela signifie que plus les recettes ou les dépenses seront éloignées dans le temps, moins elles auront de valeur au regard de la valeur de l'argent au moment de l'étude.

L'utilisation de cet indicateur est très intéressante car elle permet de rejeter un investissement qui a priori semblerait rentable mais qui, une fois la dépréciation de la monnaie prise en compte, se révélerait en réalité déficitaire. Il permettra donc de favoriser un autre investissement dont la VAN sera positive. Une valeur actualisée positive sera en théorie synonyme de bénéfices.

Pour la valeur actuelle nette et le taux de rentabilité interne, ils seront calculés via la formule préétablie dans un tableur Excel de base et confirmées à l'aide de calculs manuels sur Excel.

12.2. Installation de panneaux photovoltaïques

La production d'électricité en passant, par exemple, par des panneaux photovoltaïques est l'une des conditions pour pouvoir constituer une communauté d'énergie renouvelable. Il faut en effet qu'il y ait de l'énergie produite à répartir entre les différents membres de la communauté sinon celle-ci n'a pas lieu d'être. C'est dans cette optique que cette installation technique figure dès la première étape de l'audit énergétique réalisé sur la copropriété Elisabeth.

Cette section s'intéresse à cette installation en reprenant notamment les données techniques envisagées, un dimensionnement possible, les aspects énergétiques que cela engendrerait ainsi qu'une étude de rentabilité pour la copropriété dans son ensemble.

12.2.1. Dimensionnement de l'installation

Comme cela a été évoqué dans le point sur les profils de consommation des occupants, un premier dimensionnement d'une installation photovoltaïque sur le bâtiment et un devis correspondant ont été réalisés par l'entreprise Enersol en octobre 2021. Ce dimensionnement a été effectué via le logiciel en ligne du producteur de dispositifs techniques pour le secteur des panneaux photovoltaïque SolarEdge. Il

consiste à délimiter la surface de pose des panneaux photovoltaïques en incluant d'éventuels obstacles pour ensuite effectuer une simulation de l'installation sur cette surface. Pour ce cas d'étude, la surface de toiture du bloc principal du bâtiment est de plus ou moins 420 m² et la seconde surface utilisable qui se trouve au-dessus des bureaux est de 244 m². Différents éléments comme les coupoles ou les cheminées vont néanmoins réduire cette surface utile. Différents paramètres peuvent être ajustés comme l'inclinaison, la distance entre les lignes de panneaux, la distance entre les panneaux et le bord de la toiture, le type de panneaux, l'onduleur souhaité, les ombrages, etc. L'avantage de ce logiciel est qu'il est intuitif car très visuel et qu'il suggère un circuit électrique optimal pour raccorder l'ensemble des panneaux.

Avec un nombre de panneaux s'élevant à 100 et une puissance crête unitaire de 400 Wc, la puissance totale de cette installation serait de 40 kWc. L'onduleur prévu de 25 kVA permet d'atteindre une puissance en AC de 25 kW et la production annuelle totale serait de l'ordre de 33,89 MWh. L'inclinaison des panneaux serait de 12° pour un azimut de 120°, soit une orientation tendant vers le sud-est. Il est également prévu de placer un optimiseur de puissance pour deux panneaux. Ce dispositif permet de produire de l'électricité en parallèle, c'est-à-dire que la puissance maximale d'un panneau ne dépend pas du reste de la chaîne. Bien que ça ne soit pas indispensable sur toutes les installations, cet élément supplémentaire permet de réduire les effets des ombres comme celles qui seront induites par les cheminées ou autres éléments présents sur le toit du bâtiment. (SolarEdge et Emonts 2022)

Une variante de ce dimensionnement a été réalisée toujours avec ce même logiciel de l'entreprise SolarEdge et avec l'aide d'Enersol durant le stage d'étude. Cette variante avait pour objectif de tenter d'augmenter le nombre de panneaux sur les toitures de la Résidence Elisabeth et donc l'énergie produite. Cet objectif a parfaitement été rencontré puisque cette actualisation du dimensionnement permet de placer près de 111 panneaux photovoltaïques, soit une puissance crête de 44,4 kWc. Cette augmentation du nombre de panneaux a été rendue possible en modifiant leur orientation, de telle sorte à pouvoir en placer davantage sur la toiture des espaces de bureaux. La nouvelle orientation a un azimut proche des 225°, soit une orientation sud-ouest.

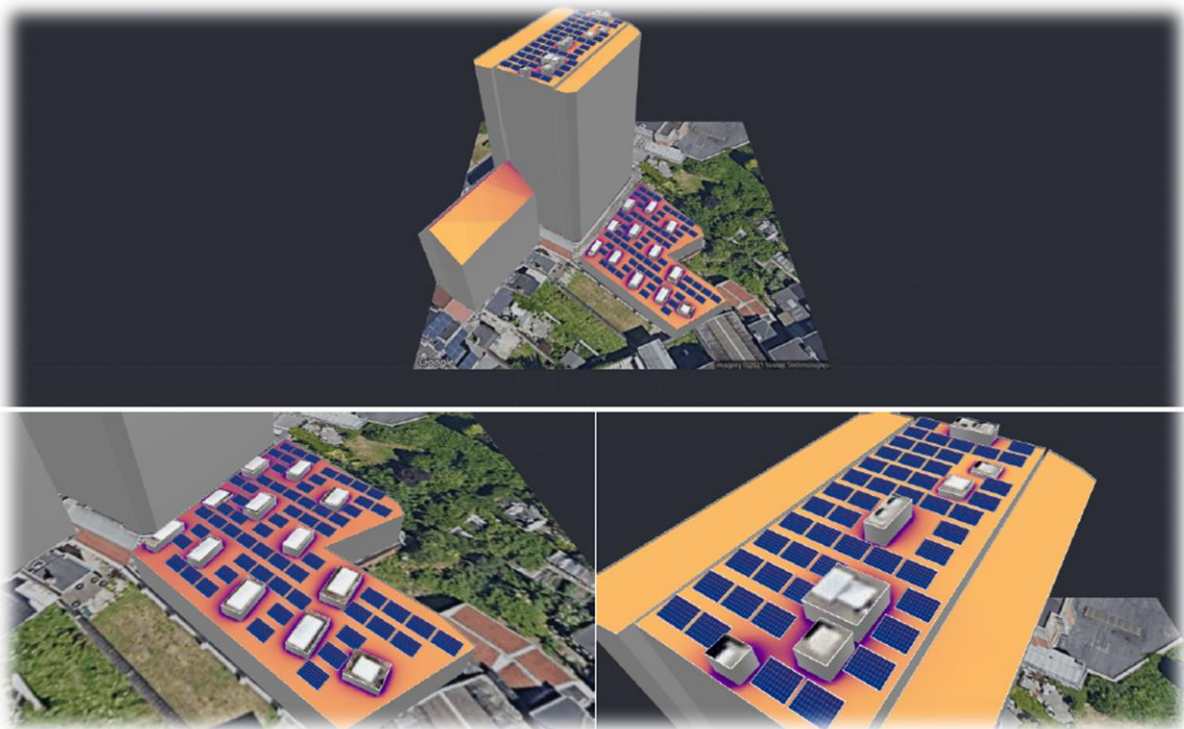


Figure 28 - Aperçu du système PV sur le toit de la Résidence Elisabeth (SolarEdge et Emonts 2022)

En plus de ce changement d'orientation, cette variante de dimensionnement possède un onduleur légèrement plus puissant avec 30 kVA au lieu de 25.

Néanmoins même si l'estimation de la production est plus importante, il faut relativiser le rôle du changement de l'orientation. En effet ce n'est pas l'orientation en tant que telle qui augmente le potentiel de production mais simplement le fait qu'il y ait la possibilité de placer davantage de capteurs photovoltaïques. Si la production annuelle prédite³ est reprise par panneau, l'installation en sud-est présente une production annuelle par panneau de 338,9 kWh contre 336,48 kWh pour l'orientation sud-ouest.

Le facteur limitant de cette installation photovoltaïque est la taille disponible en toiture. Ici le dimensionnement prévoit de remplir la toiture mais si la surface disponible avait été largement supérieure, il n'est pas garanti qu'elle aurait été entièrement occupée également. Il faut pouvoir trouver un équilibre entre l'énergie produite qui peut être consommée directement par le bâtiment, ou éventuellement stockée pour une consommation ultérieure, et le surplus d'électricité qui sera revendu sur le réseau. L'idéal étant d'avoir un taux d'autoconsommation et d'autosuffisance les plus élevés possible.

Une dernière variante a été testée via le même logiciel sur ce bâtiment. Il s'agit d'un mix entre les deux solutions précédentes : les panneaux photovoltaïques situés sur la toiture principale ont une orientation sud-est alors que la seconde toiture dispose d'une installation en sud-ouest. L'idée étant de multiplier les orientations afin de produire de l'électricité de manière plus linéaire sur la journée. Cependant cette variante est peu concluante car elle présente une production annuelle d'énergie plus faible pour une même puissance installée de 44,4 kWc. Elle mériterait néanmoins d'être considérée si l'objectif premier n'est pas la production annuelle mais bien le taux d'autoconsommation.

Il ne faut cependant pas en déduire que multiplier les orientations des panneaux photovoltaïques pour un même bâtiment est une erreur. En effet même si l'énergie annuelle produite est plus faible avec une orientation autre qu'uniquement du plein sud, cela permet de répartir la production d'électricité à d'autres moments de la journée. Selon le profil de consommation du bâtiment cela permettrait donc de faire coïncider des moments de consommation connus avec des moments de production en jouant sur l'orientation. Il peut également être judicieux de placer des panneaux vers des orientations qui produisent davantage durant les périodes où l'électricité est plus demandée globalement. Ainsi une orientation en ouest permettra de produire en fin de journée, voire début de soirée, soit un moment de forte demande électrique sur le réseau.

Pour conclure, il ne faut pas oublier qu'un dimensionnement n'est pas une option unique. Il s'agit d'une possibilité parmi un ensemble multiple et varié. Rien ne garantit qu'un autre installateur de panneaux photovoltaïques appliquera le même dimensionnement. Que ce soit en termes de produits utilisés, de leurs caractéristiques, de l'orientation, de l'inclinaison, de la maximisation de l'espace disponible ou de la volonté du client, chaque dimensionnement présente ses avantages et inconvénients, le tout étant de sélectionner celui qui sera le plus adapté aux besoins. Ce foisonnement dans les possibilités d'installations ne risque pas de s'estomper avec les modifications tarifaires en Région wallonne qui sont attendues dès 2024. L'objectif de l'autoconsommation sera plus que jamais sur le devant de la scène.

³ Il s'agit de la production annuelle prédite par le logiciel de SolarEdge. Par la suite une consommation basée sur une autre méthode de calcul sera utilisée.

12.2.2. Composantes de l'installation

· **Panneaux photovoltaïques**

Les modules photovoltaïques proposés par Enersol sont de la marque allemande Soluxtec et leur nom est « *DAS MODUL MONO XSC* ». Leur production est en partie réalisée dans ce pays et c'est l'une des raisons pour lesquelles Enersol vend cette marque.

La puissance crête du panneau est de 400 W. En plus de la garantie du produit qui est de 25 ans, une garantie de qualité est d'application également pour 25 ans. Celle-ci assure que le panneau n'aura pas un rendement inférieur à 85% au terme de ces 25 années. (Soluxtec 2020)

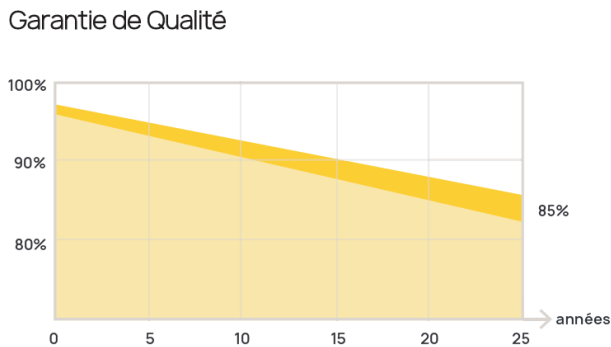


Figure 29 - Garantie de qualité (Soluxtec 2020)

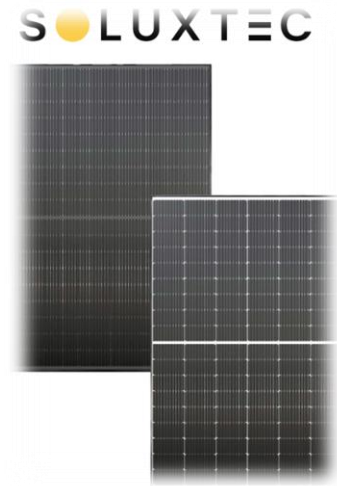


Figure 30 - Panneaux Soluxtec DASMODULMONO (Soluxtec 2020)

· **Onduleur**

L'onduleur, dont le rôle est de convertir l'électricité en courant continu produite par les panneaux photovoltaïques en électricité en courant alternatif, est un élément essentiel de l'installation.

L'onduleur sélectionné, le SE30K de la gamme SolarEdge, peut absorber une puissance allant jusqu'à 45.000 W et sortir une puissance allant jusqu'à 29.990 W. Dans le cas de cette installation, il convient parfaitement puisque la puissance crête est de 44.400 W. Une petite partie sera néanmoins perdue par écrêtage mais celle-ci est très faible puisqu'elle est estimée à 0,48% par le dimensionnement via SolarEdge.

La garantie producteur de l'onduleur est de 12 ans mais elle peut être étendue à 20 ans ou 25 ans si le client prend cette option supplémentaire.



Figure 31 - Onduleur SE30K (SolarEdge 2020)

· Optimiseurs de puissance

Comme évoqué dans le point « *dimensionnement de l'installation* », les optimiseurs de puissance permettent de passer d'un fonctionnement en série vers un fonctionnement en parallèle. Cela signifie que si un panneau est défectueux ou si un élément extérieur comme de l'ombrage ou des feuilles d'arbres affectent ses compétences, le reste de la série de panneaux ne sera pas affecté. Sans optimiseur de puissance, si un panneau fonctionne à 5% de ses capacités, l'ensemble de la série s'alignerait sur cette faible capacité.

En plus de cet aspect, les optimiseurs de puissance permettent de suivre en temps réel la production de chaque panneau et permettent de détecter d'éventuelles pannes qui se traduiraient par des baisses de performances. Pour cette installation, ce sont les optimiseurs P800p qui sont préconisés. Ceux-ci se branchent sur deux panneaux et permettent de travailler avec des puissances élevées. La garantie du dispositif est de 25 ans.



Figure 32 - Optimiseur de puissance (SolarEdge 2021)

· Autres composantes

Outre les trois composantes qui viennent d'être évoquées, d'autres sont également nécessaires et comprises dans le devis d'Enersol. Il s'agit du kit de fixation sur la toiture qui permet d'assembler et de fixer les panneaux photovoltaïques, du set de raccordement entre les panneaux et l'onduleur et du set de raccordement entre l'onduleur et le tableau général basse tension (TGBT).

En termes de moyens humains, il faut compter la main d'œuvre nécessaire pour l'installation et la sécurisation du chantier. Pour ce bâtiment il faut également prévoir un camion muni d'une grue afin d'amener les marchandises sur le toit et la livraison de celles-ci. En plus de cela, la réception électrique de l'installation doit être réalisée par un organisme agréé et le « *Certificat de Garantie d'Origine de l'installation* » doit être délivré par un organisme agréé par la Commission wallonne pour l'Énergie (CWaPE). (ENERSOL et Emonts 2022)

12.2.3. Aspects énergétiques

La consommation en données quart-horaires ayant été établie au point relatif dans ce document, il reste la production photovoltaïque à établir afin d'avancer. Cette production pourrait être estimée avec plusieurs outils, par exemple avec l'outil européen gratuit PVGIS qui permet d'établir l'irradiation solaire sur un lieu donné ou avec un logiciel payant plus complet comme archelios. En plus de ces données générales il est également possible de prendre en compte les spécificités du site en considérant, par exemple, les ombrages induits par les bâtiments ou les arbres environnants, le relief du site ou toute autre élément pouvant impacter la production photovoltaïque. Cette méthode rigoureuse étant particulièrement laborieuse et compte tenu de la hauteur importante du bâtiment par rapport aux constructions mitoyennes, ces calculs d'ombrages seront négligés volontairement.

Dans ce cas-ci, c'est sur base du rayonnement solaire pointant le bâtiment de l'entreprise Enersol⁴ que seront établies les données quart-horaires de production électrique photovoltaïque. Ces données sont fournies pour chaque orientation et pour une inclinaison de 12,5° ; elles proviennent du logiciel Homer

⁴ Les coordonnées géographiques du bâtiment sont les suivantes : ENERSOL Battice 50,39°N 5,48°E

Pro. Etant donné que la distance à vol d'oiseau entre ce bâtiment et la Résidence Elisabeth n'est que de 15 km, l'utilisation de ces données est tout à fait justifiée.

Il faut néanmoins adapter ces données avec les critères établis pour l'installation photovoltaïque en toiture de la Résidence Elisabeth. Ainsi, les données provenant d'Homer Pro sont adaptées avec la puissance crête de l'installation qui est de 44,4 kWc, avec le rendement de l'installation établi à 77,20% et un facteur de correction de 92%. Ce facteur de correction est déterminé, comme l'indique le tableau ci-dessous en fonction de l'orientation, ici le sud-ouest, et en fonction de l'inclinaison des panneaux fixée à 12°. En considérant l'ensemble de ces critères, la production électrique annuelle est estimée à 38.681 kWh.

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

Figure 33 - Facteur de correction selon l'inclinaison et l'orientation (Architecture et Climat 2010)

Une fois que la consommation et la production sont déterminées, il est possible de créer un graphique superposant ces deux données selon le moment de l'année choisi. Les deux graphiques ci-dessous montrent ces informations énergétiques pour une semaine type de janvier et une semaine type de juillet. Il s'agit bien entendu d'un exemple de situation énergétique reprenant la production photovoltaïque par rapport à la consommation, chaque année météorologique étant différente. La consommation du bâtiment correspond à la courbe « *prélevé réseau* », la courbe orange représente « *l'autoconsommation directe* » c'est-à-dire la production électrique photovoltaïque qui est directement consommée par le bâtiment et la dernière courbe représente l'excédent électrique, « *l'injection* »

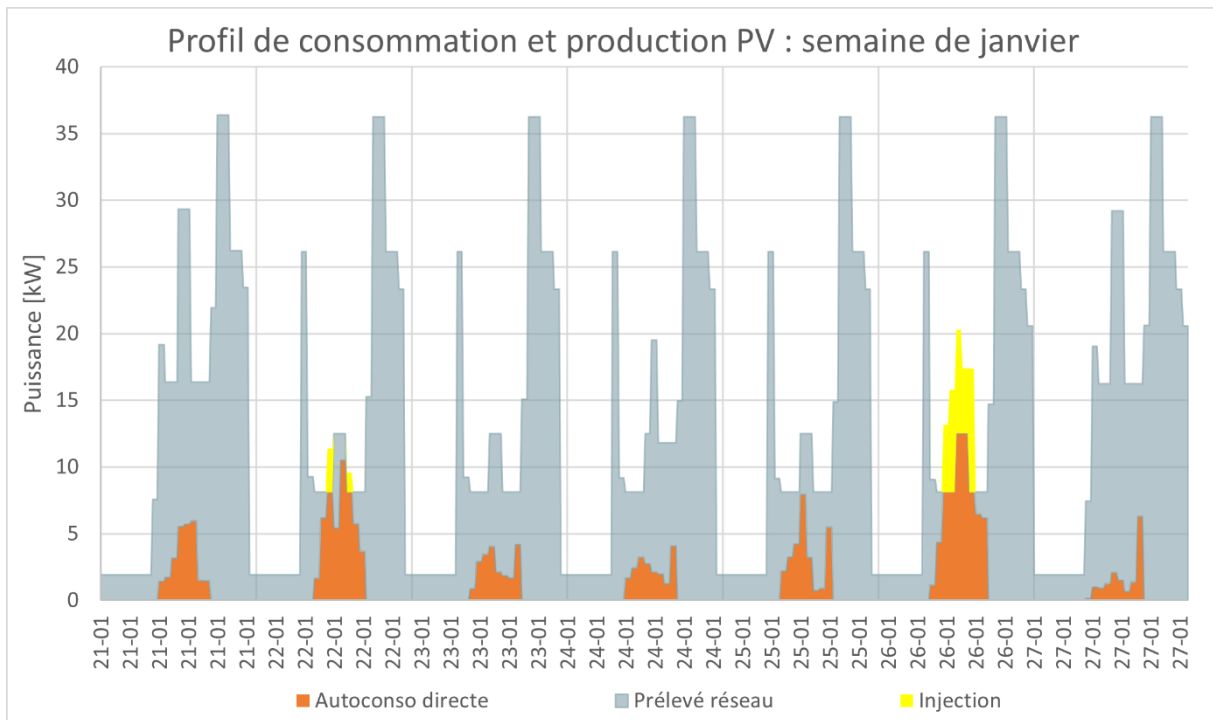


Figure 34 - Profil de consommation et production PV : semaine de janvier (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

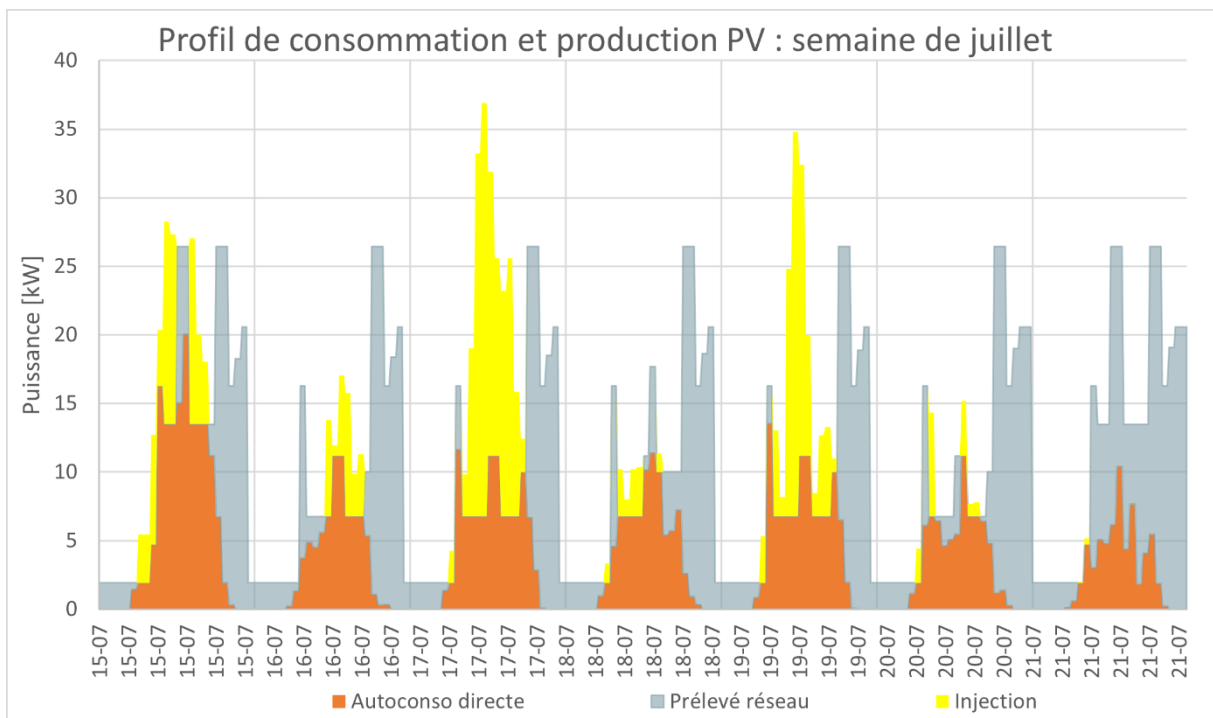


Figure 35 - Profil de consommation et production PV : semaine de juillet (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

Ces deux graphiques montrent ce qui a déjà été mis en avant dans la section portant sur la consommation, c'est-à-dire une consommation d'électricité plus importante en hiver qu'en été et trois pics de consommation sur la journée. En plus de la consommation, la production d'électricité photovoltaïque

est représentée. La production quotidienne dépendant forcément de la météo de la date en question, il faut prendre cette production comme étant une possibilité.

Néanmoins plusieurs tendances peuvent être observées. La différence de production est flagrante entre les deux graphiques. La production d'été atteint des pics de puissance bien plus élevés que la production d'hiver. De plus, la base de la production journalière, c'est-à-dire le nombre d'heures durant lesquelles les panneaux photovoltaïques produisent de l'électricité, est bien plus large en été qu'en hiver.

A certains moments de la journée la production se superpose à la consommation (couleur orange des courbes du graphique). Lorsque cette production est entièrement absorbée par la consommation, l'autoconsommation est de 100%. Cette autoconsommation représente donc le taux de production d'électricité qui sera directement consommée par le bâtiment. Lorsque cette production dépassera la consommation, c'est-à-dire lorsque les deux variables ne se superposeront plus entièrement sur le graphique et que la couleur deviendra jaune, cela voudra dire qu'une partie de l'électricité produite ne pourra plus être consommée directement par le bâtiment. Il sera alors question d'injection d'électricité sur le réseau électrique ou de stockage. L'énergie injectée sur le réseau pour cette installation est de 12.602 kWh par an.

En toute logique, cette autoconsommation est beaucoup plus importante en hiver qu'en été puisque la production est plus faible en hiver et que la consommation y est plus grande. L'essentiel de la production injectée sur le réseau se fera donc durant l'été bien qu'il ne soit pas exclu qu'il y ait de l'injection en hiver, comme le montre le premier graphique.

Pour cette installation, le taux d'autoconsommation sur l'année est estimé à 67% via la formule suivante :

$$\frac{\text{Energie annuelle instantanément consommée}}{\text{Energie produite totale}} \times 100 = \text{Taux d'autoconsommation}$$

Soit

$$\frac{26\,079\text{ kWh}}{38\,681\text{ kWh}} \times 100 = 67,42\%$$

Outre ce terme important d'autoconsommation, un second doit également être pris en compte. Il s'agit de l'autosuffisance aussi appelé taux de couverture. Ce taux correspond à la part de la consommation électrique du bâtiment qui est couverte par la production photovoltaïque. Ce taux annuel n'est autre que le rapport entre la production photovoltaïque annuelle autoconsommée avec la consommation annuelle du bâtiment. Pour la Résidence Elisabeth, ce taux est estimé à 26% via l'équation vue précédemment :

$$\frac{\text{Energie annuelle autoconsommée}}{\text{Energie annuelle consommée totale}} \times 100 = \text{Taux d'autosuffisance}$$

Soit

$$\frac{26\,079\text{ kWh}}{100\,990\text{ kWh}} \times 100 = 25,82\%$$

Le bâtiment dont les besoins annuels électriques sont de 100.990 kWh verrait donc sa consommation d'électricité provenant du réseau passer à 74.911 kWh pour une production photovoltaïque autoconsommée de 26.079 kWh et une injection de 12.602 kWh, soit une production électrique annuelle totale de 38.681 kWh.

D'un point de vue plus macroscopique, c'est-à-dire non plus à l'échelle du bâtiment mais à l'échelle du réseau électrique, l'ensemble de ces données a également son importance. Avec l'augmentation des installations de productions électriques intermittentes, le réseau est soumis à des pics et des creux de disponibilité d'énergie. Le vent et le soleil étant des énergies non pilotables, il faut pouvoir les intégrer dans le réseau, c'est-à-dire valoriser au mieux leur production.

Ainsi les autorités publiques incitent-elles avec de nouvelles réglementations à ce que l'autoconsommation devienne un critère prépondérant. Le modèle de dimensionnement qui cherchait des puissances élevées laisserait sa place à un modèle de production avec des pics limités et une production plus lisse sur la journée. Ces réglementations régionales se traduiraient par un tarif d'injection faible poussant à consommer sa production plutôt que de la revendre sur le réseau, de nouvelles plages horaires de tarification et de nouvelles formes d'autoconsommation collective.

Le fait que le taux d'autoconsommation de cette installation soit élevé est une réelle plus-value pour le réseau qui se verra moins sollicité qu'avec un pourcentage plus faible. Le bâtiment étant situé en pleine zone urbaine, la production injectée sur le réseau pourra certainement trouver des consommateurs dans un périmètre assez réduit.

En ce qui concerne l'énergie primaire épargnée, comme expliqué dans le point portant sur la méthodologie des études, le facteur de conversion pour l'électricité retenu est de 2,5. Avec une production annuelle de 38.681 kWh, l'énergie primaire économisée sera donc de 96.703 kWh.

En termes d'émissions de CO₂, en considérant 0,456 kg de CO₂ émis par kWh produit pour la production électrique, cette installation permettrait d'éviter le rejet de 17.639 kg annuellement dans l'atmosphère.

12.2.4. Etude de rentabilité

En plus du tableur Excel portant sur les données de consommation et de production photovoltaïque, l'entreprise Enersol utilise un second tableur permettant de réaliser une étude de rentabilité de la solution proposée. Les données générées par le premier fichier Excel peuvent être insérées facilement dans le second et seuls quelques paramètres financiers doivent être paramétrés.

Pour des raisons de facilité et de cohérence entre les différentes études de rentabilité qui seront menées, seul le tarif mono-horaire sera considéré. Ce choix pourrait influencer légèrement les résultats en surévaluant, par exemple, le gain économique qui serait généré par l'installation photovoltaïque durant le week-end. Néanmoins cette option permettra de ne pas ajouter de nouvelles données concernant les prix pratiqués qui sont déjà au nombre de deux, et d'éviter d'ajouter de nouvelles variances de scénarios. Pour rappel les prix qui seront utilisés dans ces études sont ceux qui se trouvent dans l'analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'énergie de la CREG.

Hypothèses de calculs

Pour l'étude de rentabilité de ce point et pour le suivant portant sur l'ajout de batteries de stockage, seuls les prix de l'électricité entreront en compte, soit 258 €/MWh pour juin 2021 et 436€/MWh pour juin 2022.

Comme pour l'ensemble des études de rentabilité qui ont été réalisées, le taux d'actualisation est fixé à 3%. Le tarif d'injection, soit le prix auquel l'électricité injectée sur le réseau est vendue, est fixé à 0,04 €/kWh comme expliqué dans la « *partie méthodologie* » de ce chapitre.

Les recettes que la copropriété pourrait générer avec cette installation photovoltaïque dépendent du tarif de l'électricité puisque ces recettes sont constituées de l'économie réalisée en évitant d'acheter une partie de l'électricité pour la consommation ainsi que de la recette générée par l'injection. En plus de ces recettes, comme l'installation est supérieure à 10 kVA, elle peut prétendre à l'obtention de certificats verts. Concernant l'installation envisagée, ils seraient au nombre de 24 pour un montant de 65€ par certificat.

Les différentes hypothèses sont reprises dans ce tableau :

Tableau 2 - Résumé des paramètres pour l'étude de rentabilité du PV

Investissement	Recettes	Dépenses
Installation photovoltaïque Coûts annexes de l'installation	- Electricité épargnée avec la production PV - Electricité revendue sur le réseau - Certificats verts	- Provision pour le remplacement de l'onduleur après 15 ans - Coûts récurrents et maintenance

En considérant les éléments précédents du tableau et l'évolution des données variables sur 15 ans, il est possible de générer des résultats financiers.

Résultats

Tableau 3 - Résumé des résultats de rentabilité PV

	Prix 1 (Juin 2021)	Prix 2 (Juin 2022)
Investissement	60.603 €	60.603 €
Recettes année 1	10.203€	15.845 €
Dépenses année 1	948 €	948 €
Bénéfice sur 15 ans	99.799 €	205.207 €
Temps de retour sur investissement	6 ans	4 ans
Taux de rentabilité interne sur 15 ans	15,3 %	26,8 %
Valeur actuelle nette sur 15 ans	64.550 €	144.635 €

A partir de ces résultats, plusieurs commentaires peuvent être émis.

Premièrement l'investissement semble fort intéressant avec des temps de retour de 6 et 4 ans et des taux de rentabilité interne élevés. Pour ce qui est des résultats entre les deux scénarios de prix, ceux-ci vont du simple au double avec par exemple la VAN du scénario 2 qui est 124 % plus élevée que la VAN du premier scénario.

L'influence du prix de l'électricité du réseau est un facteur primordial dans cette étude et l'augmentation de ce prix permet d'atteindre des résultats drastiquement différents. Plus l'électricité sera chère, plus cet investissement sera rapidement rentabilisé et plus l'économie générée sera importante.

Le temps d'étude est fixé à 15 ans pour l'ensemble des calculs de rentabilité mais il serait logique qu'en prenant un laps de temps supérieur, les résultats s'améliorent encore en suivant l'augmentation des prix de l'électricité fixée à 4% par an.

Outre ces facteurs financiers, le calcul est vite réalisé pour connaître la facture sans et avec installation photovoltaïque. En considérant un prix de 258 €/MWh (Prix 1) et la consommation de 100.990 kWh du bâtiment, la facture d'électricité annuelle est de 26.055 € la première année. Avec l'installation photovoltaïque, ce prélèvement du réseau passe à 74.911 kWh soit une facture de 19.327 €, soit une diminution de 25% de la facture annuelle. Ce calcul ne prend pas en compte l'injection de 12.602 kWh revendus à 0,04 €/kWh soit un gain annuel de 505 € la première année et la revente des certificats verts qui rapporterait 1.560 € la première année également.

L'investissement financier à l'échelle du bâtiment semble donc très intéressant financièrement. Le projet de recherche AMORCE aura notamment pour objectif de calculer le gain d'un membre de la communauté d'énergie renouvelable. Ce point ne sera pas abordé dans ce travail.

12.3. Couplage avec une batterie

Pour cette deuxième solution technique, l'ajout d'une batterie pour réaliser du stockage électrique est étudié. Cette piste a tout son sens étant donné que la maximisation de l'autoconsommation fait partie des objectifs d'une communauté d'énergie renouvelable. La Résidence Elisabeth, si elle prend la forme d'une CER, ne doit pas laisser de côté cette installation technique supplémentaire.

Ce point est abordé comme le précédent, tout d'abord avec le dimensionnement du stockage, ensuite viennent les aspects énergétiques qui y sont liés et finalement l'étude de rentabilité de la solution. Il est important de garder en tête que l'analyse de cet ajout d'un moyen de stockage et les résultats qui en résultent sont basés sur l'installation photovoltaïque sur laquelle le point précédent portait. Les données de consommation et de production sont donc identiques.

12.3.1. Dimensionnement de l'installation

C'est à nouveau le tableur Excel de l'entreprise Enersol qui va servir de base de travail pour cette option. Il comporte la possibilité de dimensionner et de calculer l'influence d'une batterie sur les paramètres calculés précédemment.

Avant de pouvoir générer les courbes qui serviront à dimensionner la taille du stockage, plusieurs informations doivent être encodées. La capacité minimale est fixée à 5 kWh de stockage car c'est la taille minimale pour les dispositifs de stockage industriels. La capacité maximale est fixée à 100 kWh mais il s'agit simplement de la valeur jusqu'à laquelle les courbes générées iront. Puisque les batteries s'ajoutent dans ce cas-ci de 5 kWh en 5 kWh, il s'agit de l'intervalle choisi.

En plus de ces données, le tableau ci-dessous indique déjà un élément prépondérant : le nombre de cycles complets que le dispositif de stockage réalisera au cours de l'année en fonction de la capacité choisie. Leur nombre varie de 262 cycles pour une capacité de stockage de 5 kWh à 142 cycles pour un stockage

de 50 kWh. Afin que le système de stockage soit utile et donc rentable, il ne faut pas être sous un nombre trop faible en termes de charges et décharges complètes. Le code couleur du tableau indique un nombre de cycles intéressant jusqu'à 15 kWh de stockage. Ce seuil dépassé, le nombre de cycles se dégrade.

Rien n'empêcherait cependant d'augmenter la capacité des batteries. Il s'agit simplement d'une valeur d'usage garantissant une utilisation minimale en fonction du prix important des batteries. Si ce prix venait à diminuer, rien n'empêcherait d'augmenter la capacité de stockage aux dépens du nombre de cycles par an.

Tableau dimensionnement automatique des batteries

CAPACITÉ UTILE BATTERIE		Unité	
Min	5	kWh	
Max	100	kWh	
Intervalle	5	kWh	
C-rate charge	C/2		
C-rate décharge	C/2		

Générer les courbes

BATTERIE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Capacité batterie	5,0 kWh	10,0 kWh	15,0 kWh	20,0 kWh	25,0 kWh	30,0 kWh	35,0 kWh	40,0 kWh	45,0 kWh	50,0 kWh
Rendement batterie	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
ONDULEUR										
Puissance charge	2,5 kVA	5,0 kVA	7,5 kVA	10,0 kVA	12,5 kVA	15,0 kVA	17,5 kVA	20,0 kVA	22,5 kVA	25,0 kVA
Puissance décharge	2,5 kVA	5,0 kVA	7,5 kVA	10,0 kVA	12,5 kVA	15,0 kVA	17,5 kVA	20,0 kVA	22,5 kVA	25,0 kVA
Rendement onduleur	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
NOMBRE DE CYCLES	262	230	208	192	179	170	162	154	148	142

Figure 36 - Tableau dimensionnement automatique des batteries (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

A première vue, une capacité de 15 kWh de stockage semble être un bon compromis pour ce qui est du nombre de cycles annuels, ceux-ci restant au-dessus des 200 cycles par an. Afin de pouvoir coupler l'installation photovoltaïque à un système de batteries, un onduleur hybride est nécessaire. Celui-ci permet de passer du courant continu en courant alternatif et inversement contrairement à un onduleur standard qui effectuera uniquement la première opération. La puissance de charge et de décharge minimale pour un stockage de 15 kWh est de 7,5 kVA. Le rendement des batteries utilisé dans les différents calculs est de 95% et le rendement de l'onduleur de 98%.

Lorsque la fonction « Générer les courbes » visible sur le tableau est activée, trois courbes sont générées en fonction des paramètres cités ci-dessus. La première représente le nombre de cycles en fonction de la capacité de stockage. Il s'agit d'une fonction décroissante de forme légèrement concave. En toute logique, plus le stockage est important, plus le nombre de cycles est faible. Il faut donc trouver un compromis entre une capacité de stockage raisonnable et un nombre de cycles satisfaisant. La capacité de 15 kWh semble être idéale car le nombre de cycles reste important tandis que la courbe s'aplanit de plus en plus.

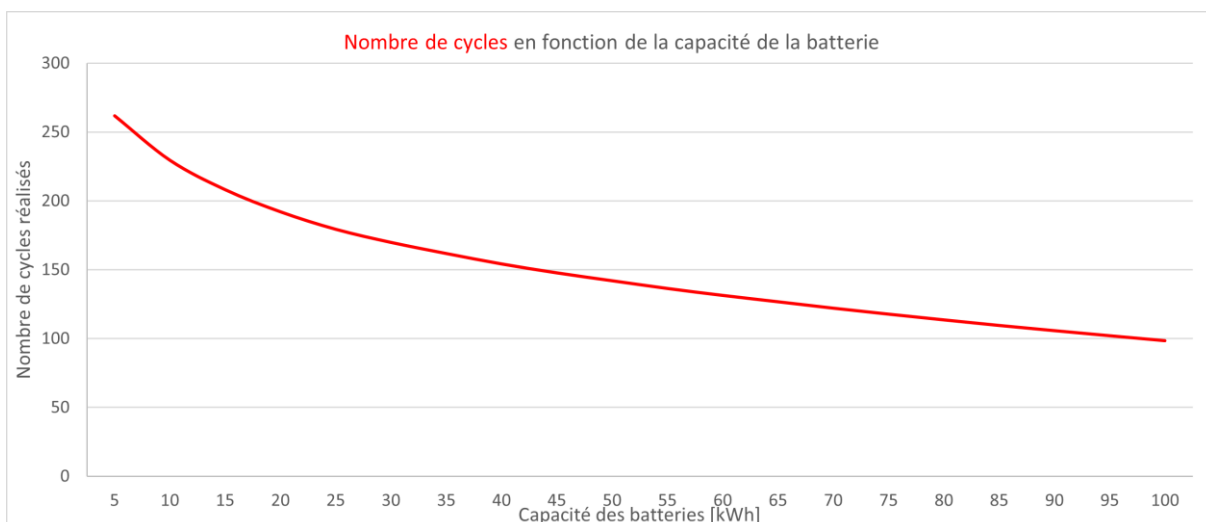


Figure 37 - Nombre de cycles en fonction de la capacité de la batterie (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

12.3.2. Aspects énergétiques

Les deux autres courbes générées se trouvent sur le graphique ci-dessous. Il représente l'augmentation du taux d'autoconsommation et d'autosuffisance en fonction de la capacité du stockage. Pour rappel, l'installation photovoltaïque vue précédemment, sans système de stockage, présente un taux d'autoconsommation de 67% et un taux d'autosuffisance de 26%. Avec un dispositif de stockage de 15 kWh, le taux d'autoconsommation passe à 77% et le taux d'autosuffisance à 29%. Soit des augmentations respectives de 15% et de 11,5%.

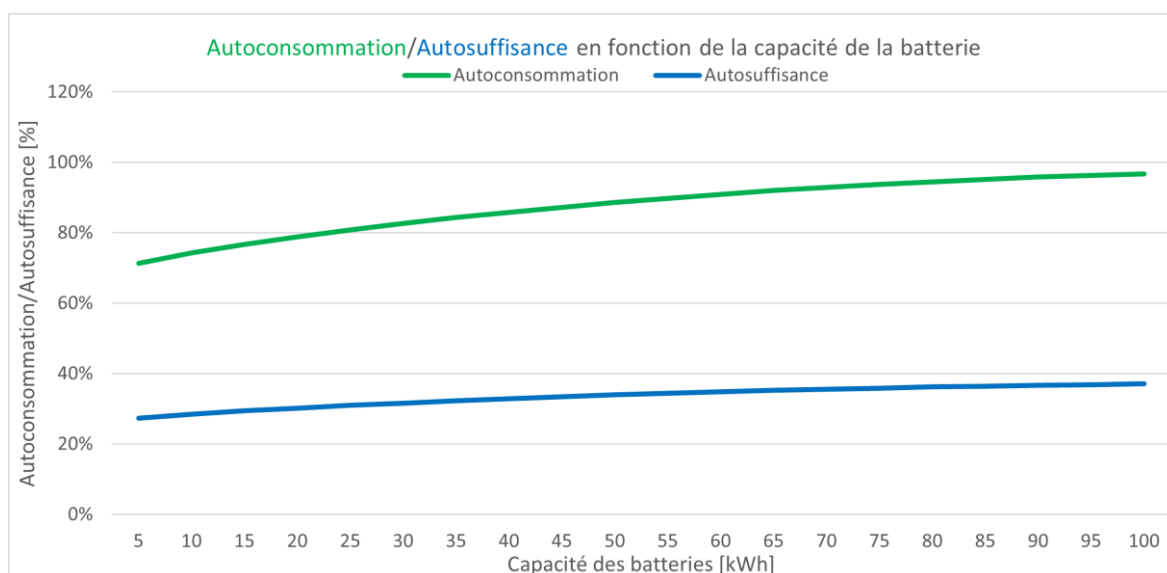


Figure 38 - Autoconsommation/autosuffisance en fonction de la capacité de la batterie (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

A l'inverse du nombre de cycles, plus la capacité de la batterie est importante, plus les taux d'autoconsommation et d'autosuffisance le sont également. Dans l'éventualité d'un stockage de 100 kWh, le taux d'autoconsommation serait de 97% et celui d'autosuffisance de 37% pour un nombre de 98 cycles par an. Ce scénario est évidemment très peu probable compte tenu du coût actuel du stockage et de sa faible sollicitation.

Tout comme dans le point portant sur les aspects énergétiques de l'installation photovoltaïque seule, deux graphiques portant chacun sur une semaine type de janvier et de juillet sont réalisés. En plus des données de consommation et de production, les données relatives au dispositif de stockage d'une capacité de 15 kWh sont présentées. Ainsi la période de chargement de la batterie est visible en orange, toujours en superposition de la production excédentaire. Ce qui ne peut être absorbé par la batterie figure en jaune sur le graphique, il s'agit de l'injection sur le réseau. La dernière couleur, le bleu avec un bord orange, représente la décharge de la batterie.

Le chargement de la batterie aura lieu à chaque fois qu'il y aura un excédent de production et que la batterie sera en mesure de capter la totalité ou une partie de cette énergie excédentaire. La décharge se fera, quant à elle, dès que la batterie disposera de l'énergie emmagasinée et que la production photovoltaïque sera inférieure à la consommation instantanée. Le premier graphique ci-dessous, représentant une semaine de janvier, montre pour la date du 26 janvier un cycle complet : charge, injection et décharge. Pour les autres jours de la semaine, la production est trop faible par rapport à la consommation pour pouvoir solliciter la batterie à l'exception du 22 janvier qui sollicite légèrement le stockage.

Selon les fonctionnalités que pourraient offrir le dispositif de stockage et la volonté du client, la batterie pourrait être sollicitée pour d'autres fonctions que la seule captation de l'excédent de production photovoltaïque. Il pourrait s'agir, par exemple, de remplir la batterie à un moment durant lequel l'électricité du réseau est moins chère, comme la nuit, et d'utiliser cette électricité durant des périodes où l'électricité du réseau est plus onéreuse. Ce scénario ne sera cependant pas pris en considération dans cette étude car il représenterait un travail conséquent qui ne serait pas forcément en phase avec les objectifs de cette étude.

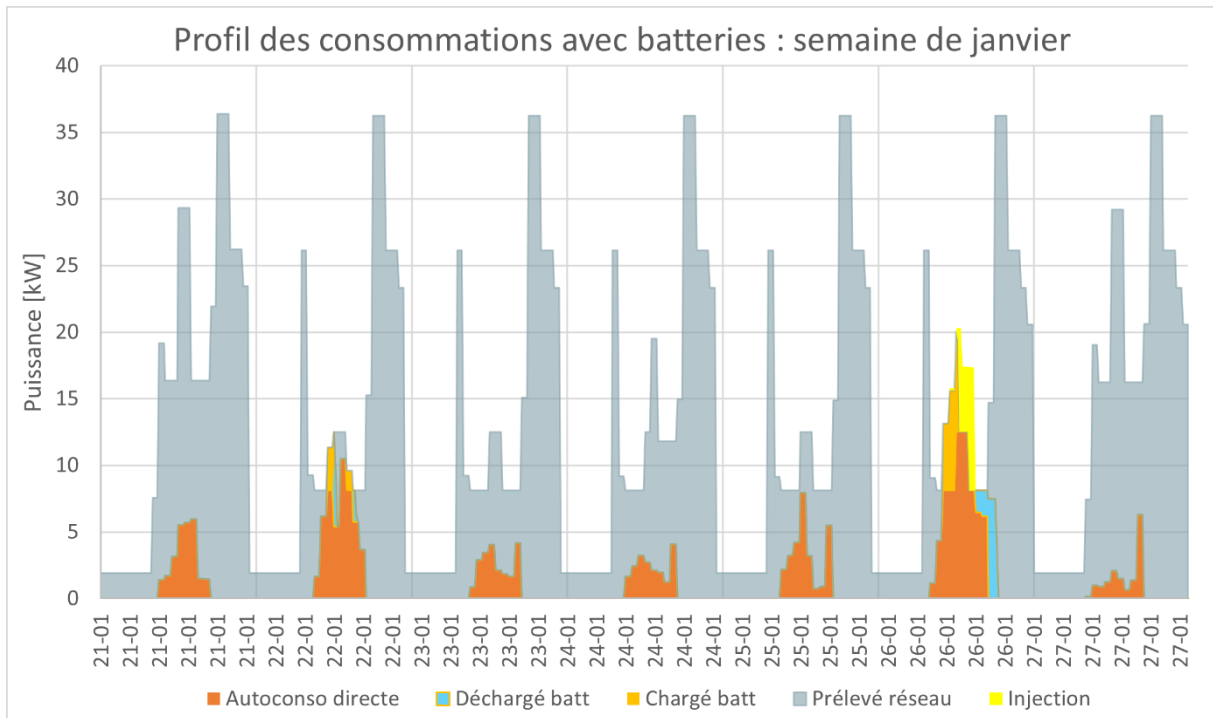


Figure 39 - Profil de consommations avec batteries : semaine de janvier (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

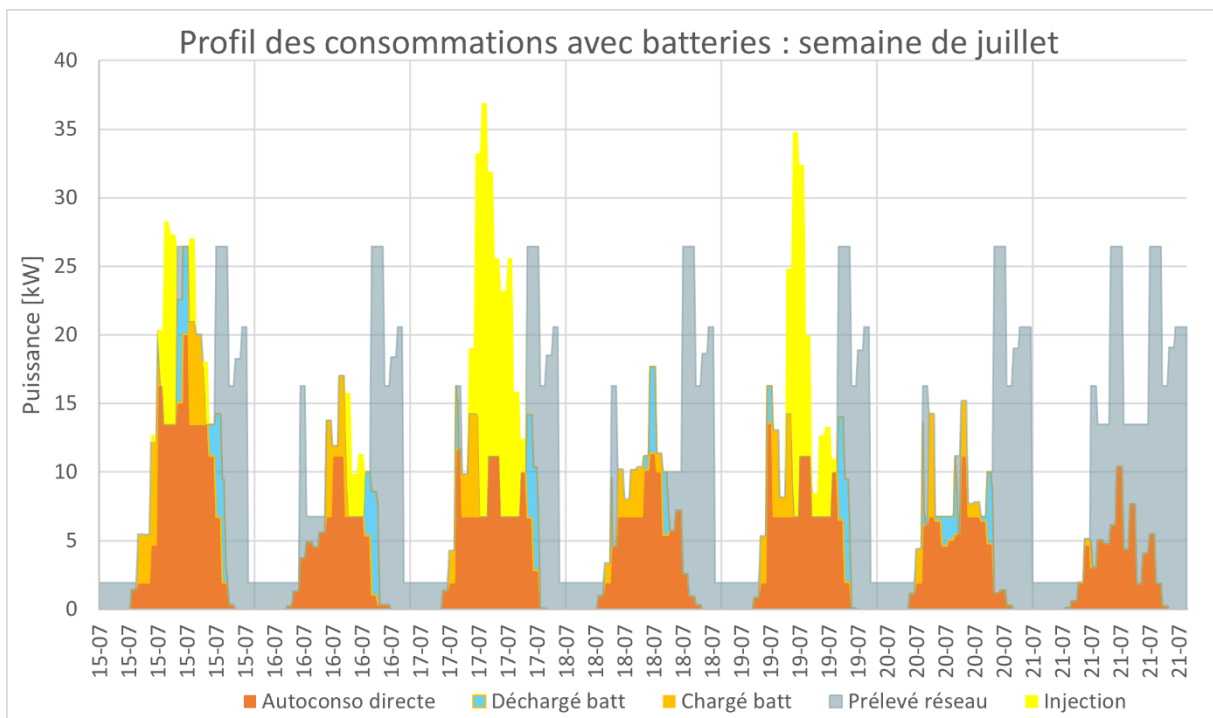


Figure 40 - Profil des consommations avec batteries : semaine de juillet (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

Ce second graphique représente une semaine type d'un mois de juillet. La situation est drastiquement différente par rapport à la semaine de janvier et il est directement visible que la batterie est beaucoup plus sollicitée. Elle effectue en effet près de 5 cycles de charge/décharge, avec deux cycles effectués durant la journée du 15 juillet. Pour les journées du 18 et du 20 juillet, les cycles ne sont pas complets car la batterie n'atteint pas sa charge maximale. Elle est néanmoins sollicitée et permet d'injecter de la production sur le réseau électrique pour ces deux journées.

Pour les journées avec de très hautes productions comme celles du 17 et du 19 juillet, l'effet de la batterie semble relativement faible par rapport à l'injection importante qui a tout de même lieu.

Tableau 4 - Comparatif des données énergétiques

	Injection sur le réseau	Prélèvement sur le réseau	Autoconsommation annuelle	Autosuffisance annuelle
Situation actuelle	0 kWh	100.990 kWh	0%	0%
PV uniquement	12.602 kWh	74.911 kWh	67%	26%
Avec batterie de 15 kWh	8.999,88 kWh	71.788 kWh	77%	29%

L'installation d'un dispositif de stockage permet donc de limiter l'injection et le prélèvement sur le réseau et d'améliorer les taux d'autoconsommation et d'autosuffisance d'une installation photovoltaïque. Pour cette batterie, l'énergie stockée annuellement est de 3.602 kWh. Il est à noter que la différence entre les 74.911 kWh de prélèvement sur le réseau et ces 3.602 kWh donne 71.308,88 kWh. Il y a donc une différence de 479,12 kWh qui correspondent à l'électricité prélevée sur le réseau sans dispositif de stockage. Cette perte d'énergie est la conséquence des pertes de rendement du dispositif de stockage.

L'énergie primaire économisée est légèrement plus faible que la solution précédente ne présentant pas de dispositif de stockage. La raison de cela est le fait qu'il y a des pertes de rendement générées par le dispositif de stockage, réduisant quelque peu la production électrique photovoltaïque utilisable par le réseau. Cette valeur correspond à la production annuelle de 38.681 kWh auxquels sont retirés les 479,12 kWh de pertes, ce qui amène à 38.202 kWh utilisables. La conversion en énergie primaire avec le facteur 2,5 fournit une économie d'énergie primaire de l'ordre de 95.505 kWh.

La conversion en émissions de CO₂ épargnées avec le ratio de 0,456 kg/kWh permet d'obtenir 17.420 kg de CO₂ non émis annuellement.

12.3.3. Etude de rentabilité

Cette étude de rentabilité s'effectue avec le même tableur que le précédent car il permet d'intégrer la présence d'une batterie. Les différents paramètres sont les mêmes que pour l'étude précédente.

Hypothèses de calculs

Par rapport à l'étude avec l'installation photovoltaïque seule, il n'y a que l'investissement qui varie. Il est basé sur le montant précédent auquel 12.000 € hors TVA ont été ajoutés. Ces 12.000 € ont été calculés en considérant un montant de 800 € par kWh de stockage, cette installation étant dimensionnée à 15 kWh. À défaut de disposer d'un devis précis comme c'est le cas pour l'ensemble des autres études de rentabilité, ce montant est une estimation du coût du stockage pour une installation industrielle.

Comme pour l'ensemble des études de rentabilité qui ont été réalisées, le taux d'actualisation est fixé à 3%. Le tarif d'injection, soit le prix auquel l'électricité injectée sur le réseau est vendue, est fixé à 0,04 €/kWh. Ce taux correspond à celui qui est appliqué en Région bruxelloise. Comme dit précédemment, et il y a des chances que la réglementation wallonne s'aligne sur ce tarif.

Les différentes hypothèses sont reprises dans ce tableau :

Tableau 5 - Hypothèses de calcul batterie

Investissement	Recettes	Dépenses
Installation photovoltaïque	- Electricité épargnée avec la production PV	- Provision pour le remplacement de l'onduleur après 15 ans
Coûts annexes de l'installation	- Electricité revendue sur le réseau	- Coûts récurrents et maintenance
Installation des batteries	- Certificats verts	

Résultats

Tableau 6 - Résultats de rentabilité batterie

	Prix 1 (Juin 2021)	Prix 2 (Juin 2022)
Investissement	73.323 €	73.323 €
Recettes année 1	11.055€	17.342 €
Dépenses année 1	948 €	948 €
Bénéfice sur 15 ans	98.538 €	213.412 €
Temps de retour sur investissement	7 ans	4 ans
Taux de rentabilité interne sur 15 ans	13,0 %	23,9 %
Valeur actuelle nette sur 15 ans	61.135 €	148.590 €

La dynamique semble semblable à l'étude de rentabilité précédente avec des temps de retour faibles et des valeurs actualisées nettes largement positives au bout de 15 ans. L'influence du prix de l'électricité est logiquement très marquée entre les deux variations de prix, rendant l'installation de plus en plus rentable lorsque le prix de l'électricité augmente.

Un élément important qui distingue cette étude de la précédente est l'influence du tarif de réinjection. Plus celui-ci sera élevé, plus l'excédent de production pourra être valorisé financièrement, rendant moins intéressant le fait d'investir dans un dispositif de stockage. Inversement, un tarif d'injection bas va être plus favorable aux batteries électriques.

Le coût de la batterie a bien entendu un impact important sur cette étude et l'évolution de celui-ci sera primordial dans les années à venir. Une baisse du coût du stockage, par exemple au moyen de primes régionales, permettra de favoriser l'émergence de dispositifs de stockage dont les effets énergétiques ont été développés dans le point précédent.

12.4. Installation d'une pompe à chaleur en complément pour l'eau chaude sanitaire

Dans un contexte d'augmentation des prix du gaz et de disponibilité d'un surplus d'électricité photovoltaïque pour ce bâtiment, il est tout à fait logique de réfléchir à d'autres moyens de valoriser ce surplus. Cette valorisation pourrait prendre diverses formes, en ajoutant par exemple un gros consommateur comme la charge de véhicules électriques lors des pics de production, ou alors réaliser un stockage autre qu'une batterie électrique afin de valoriser cette énergie à d'autres moments. Ce point s'intéresse à cette seconde option qui consiste à utiliser le surplus d'électricité photovoltaïque afin de réaliser le chauffage d'une partie de l'eau chaude sanitaire du bâtiment, actuellement entièrement produites par les chaudières condensation au gaz.

Pour rappel, la production annuelle d'énergie de l'installation photovoltaïque est de 38.681 kWh et l'injection sur le réseau électrique est de 12.602 kWh sans batterie et de 9.000 kWh avec batterie. En ce qui concerne les besoins en eau chaude sanitaire, ils ont été estimés par l'audit énergétique. Les besoins nets annuels sont évalués à 38.621 kWh. Actuellement, le rendement global pour la production, le stockage et la distribution de l'eau chaude sanitaire au sein du bâtiment est estimé à 35%, ce qui engendre une consommation en énergie finale de 110.345 kWh. L'audit vise une amélioration de ce rendement, premièrement en isolant les vannes de la boucle ECS et ensuite en isolant les conduites de cette même boucle. Ce rendement global atteindrait 52% après ces améliorations.

Les besoins en eau chaude sanitaire seront légèrement modifiés par la suite car le calcul réalisé dans l'audit ne correspond pas tout à fait aux hypothèses posées dans ce travail. Le nombre d'occupants considérés dans l'audit est de 50 alors que cette analyse se base sur 55 occupants.

L'idée serait donc d'installer une pompe à chaleur (PAC) air/eau en supplément pour la production de cette eau chaude sanitaire. Les avantages de ce dispositif sont multiples : les besoins en eau chaude sanitaire sont plus ou moins constants tout au long de l'année, ce dispositif permettrait de stocker une partie du surplus de production électrique photovoltaïque, le rendement de cette installation étant élevé et l'utilisation d'électricité d'origine solaire à la place du gaz permettrait de réduire les émissions de CO₂ de l'installation.

Pour cette étude, seule l'option d'une pompe à chaleur air/eau est étudiée. Il serait en effet difficilement envisageable de prévoir l'installation d'une pompe à chaleur eau/eau géothermique pour lesquels les travaux et les frais associés risqueraient d'être nettement plus importants. L'option d'une pompe à chaleur air/air n'est bien entendu pas envisageable puisque l'objectif ici est de chauffer l'eau chaude sanitaire.

Cette étude se limite uniquement au chauffage de l'eau chaude sanitaire, excluant de facto le chauffage du bâtiment. Ce choix se justifie pour plusieurs raisons.

- **Pertinence pour ce bâtiment**

Actuellement, ce bâtiment est encore mal isolé et présente des besoins en chauffage très importants avec 276.458 kWh de besoins nets en énergie pour le chauffage et un total de 474.167 kWh d'énergie finale consommée, eau chaude sanitaire comprise. Si les travaux énergétiques préconisés par l'audit énergétique étaient réalisés, ces besoins diminueraient drastiquement pour atteindre 85.474 kWh de besoins nets en énergie pour le chauffage et 183.266 kWh d'énergie finale consommée. Le système actuel de chauffage avec des chaudières à condensation au gaz dont l'installation date d'il y a moins de 10 ans et dont le rendement estimé est de 94% semble être un système plus pertinent qu'une pompe à chaleur. Les besoins actuels nécessitent un système d'émission haute température alors qu'une pompe à chaleur se prête davantage aux systèmes basse température comme le chauffage par le sol.

Avec un rendement global actuel de 79%, le système de chauffage écope d'un label énergétique A. Après les améliorations de l'audit énergétique, ce rendement passerait à 80%. Il ne s'agit donc pas d'une amélioration significative en comparaison avec les autres solutions préconisées par l'audit, et le système actuel semble efficace. Il serait dès lors assez illogique de remplacer un système qui semble performant, qui est encore en bon ordre de fonctionnement et qui correspond à la typologie du bâtiment.

Outre l'état du bâtiment, pour qu'une pompe à chaleur puisse valoriser l'excédent d'électricité photovoltaïque en chauffage, il faut évidemment qu'il y ait. Or en reprenant les données des kWh injectés sur le réseau par mois avec uniquement l'installation photovoltaïque, le constat est clair. Entre octobre et avril, l'injection varie de 50 kWh à 1.306 kWh par mois. En considérant un COP de la pompe à chaleur de 3,86 la chaleur qui pourrait être fournie serait de 193 kWh pour décembre, 575 kWh pour janvier et 1.208 pour février. Ces 1.976 kWh produits durant ces trois mois hivernaux sont presque anecdotiques en comparaison des 474.167 kWh de consommation en énergie finale du bâtiment.

Il faudrait donc que l'injection soit largement supérieure durant l'hiver pour que la consommation d'une pompe à chaleur puisse être couverte durant l'hiver. Pour ce faire il faudrait que l'installation photovoltaïque soit plus importante mais cette taille supplémentaire pourrait avoir des impacts négatifs sur d'autres facteurs.

Contrairement à l'usage d'une pompe à chaleur utilisant l'excédent d'électricité photovoltaïque pour le chauffage, cet usage pour produire l'eau chaude sanitaire semble beaucoup plus pertinent. En effet, la consommation étant constante au cours de l'année, l'injection des mois d'été pourrait être valorisée en partie et pour l'hiver, l'injection permettrait de couvrir une part des besoins en eau chaude sanitaire.

Mois	Somme des kWh INJECTÉS AU RÉSEAU
janvier	149
février	313
mars	815
avril	1.306
mai	2.106
juin	2.048
juillet	2.192
août	1.912
septembre	1.103
octobre	425
novembre	184
décembre	50
Année	12.602

Tableau 7 - Sommes des kWh injectés sur le réseau par mois (Réalisé sur base du tableur Excel Enersol)

- Coût élevé de l'électricité par rapport au gaz

L'avantage majeur d'une pompe à chaleur est sans aucun doute son coefficient de performance (COP). Cette expression du rendement variant de 2,5 à 5 voire plus selon les modèles signifie que pour 1 kWh d'électricité consommée par la machine, 2,5 à 5 kWh de chaleur vont être produits, soit un rendement entre 250 et 500%. C'est d'ailleurs pour cette raison que la solution préconisée dans cette étude est une pompe à chaleur plutôt qu'une simple résistance électrique qui ne valoriserait pas autant l'électricité produite.

Malgré ce coefficient de performance, il n'est pas garanti que la pompe à chaleur soit moins coûteuse en termes de « combustibles ». En effet, en reprenant les données de la CREG présentées dans le point sur la méthodologie des études de rentabilité de ce chapitre, une comparaison rapide peut être réalisée. Le coût du MWh d'électricité utilisé par la pompe à chaleur correspond au prix du MWh électrique divisé par le COP. Celui qui sera considéré pour cette étude est de 3,86 pour un fonctionnement à température extérieure de 7°C et une température de chauffe de maximum 55°C. Cette donnée provient de la fiche technique d'une pompe à chaleur air/eau de la marque Panasonic et commercialisée par l'entreprise Enersol. Cette comparaison prend uniquement en compte le combustible utilisé et ne considère donc pas les éventuelles pertes de rendement liées au système électrique ou à gaz.

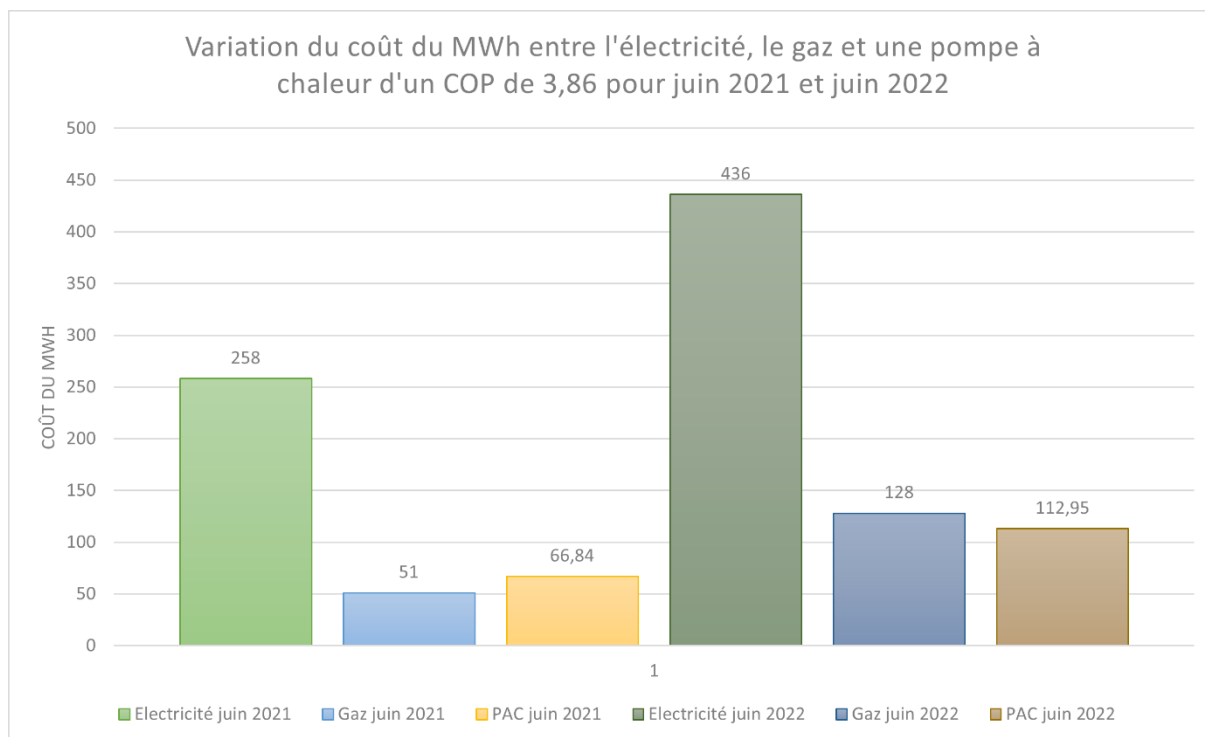


Figure 41 - Comparaison des différents coûts du combustible entre l'électricité, le gaz et l'usage d'une pompe à chaleur selon les données de la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz 2022)

Malgré une très forte augmentation du gaz et de l'électricité entre juin 2021 et juin 2022, le gaz reste toujours plus intéressant que l'électricité avec un usage direct. Entre la pompe à chaleur et le gaz les différences sont moins marquées. En 2021 le gaz est plus intéressant financièrement mais en 2022 la pompe à chaleur est légèrement moins chère. Pour pouvoir assurer que l'usage d'électricité via une pompe à chaleur soit moins onéreux que l'usage de gaz, il faudrait que l'observation de l'année 2022 se pérennise.

Outre cette incertitude de coûts entre le gaz et l'électricité, il faut également garder en tête qu'une pompe à chaleur n'a pas un coefficient de performance constant durant l'année. En ce qui concerne la pompe à chaleur sélectionnée, elle présente un COP de 3,86 à 7°C et un COP de 4,79 à 15°C. Cette différence est importante et la tendance est telle que plus l'air prélevé dans l'environnement extérieur aura une température faible, moins le coefficient de performance sera élevé. La pompe à chaleur sera donc moins efficace durant la saison hivernale, soit la période de chauffe des bâtiments.

En plus de cette inadéquation entre les besoins en chaleur pour le chauffage du bâtiment et le coefficient de performance, la section de ce travail sur l'installation photovoltaïque a permis de mettre en avant le fait que la production électrique photovoltaïque est plus importante durant l'été plutôt que durant l'hiver. Il y a donc une accumulation entre ces deux effets, poussant à mettre en question l'usage d'une pompe à chaleur pour le chauffage du bâtiment, ou du moins dans le cadre de la situation actuelle des prix de ces énergies.

Si l'angle de l'énergie primaire est envisagé, le chauffage via une pompe à chaleur reste néanmoins pertinent. En effet avec un facteur de conversion de l'énergie finale consommée et de l'énergie primaire destinée à la transformation de l'énergie de 1 pour le gaz et de 2,5 pour l'électricité, l'usage d'une pompe à chaleur avec un COP de 3,86 permettrait de réduire l'énergie primaire consommée. En effet, si les besoins sont fixés à 10.000 kWh, il faudrait 10.000 kWh d'énergie primaire pour le gaz, 25.000 kWh d'énergie primaire pour l'électricité et seulement 6.477 kWh d'énergie primaire pour une pompe à

chaleur avec un COP de 3,86. L'utilisation d'électricité provenant d'une installation photovoltaïque permettrait d'encore réduire cette consommation d'énergie primaire. Il faut néanmoins rester attentif à la variation de ces facteurs de conversion qui sont établis par les autorités publiques. Pour l'électricité, ce facteur de transformation dépend du mix énergétique servant à la production d'électricité et comme celui-ci évolue, l'énergie primaire nécessaire évolue également.

12.4.1. Dimensionnement de l'installation

Les besoins nets en eau chaude sanitaire qui proviennent de l'audit énergétique se basent sur une méthode de calcul fonction du volume protégé du bâtiment. Pour cette étude, ces besoins en ECS vont être recalculés en considérant un nombre de 55 occupants. Ils pourront ensuite servir comme données de référence pour les études de dimensionnement des installations produisant de l'eau chaude sanitaire pour le bâtiment.

Généralement, lorsqu'il faut estimer la consommation en eau chaude sanitaire pour un logement, il faut considérer entre 40 et 50 litres par jour et par personne selon la température de l'eau. A partir de ce nombre litres, il est possible de calculer les besoins énergétiques pour chauffer cette eau d'une température donnée à une autre. Pour ce faire la formule suivante peut être utilisée :

$$Q = m \times Cp \times \Delta T$$

Avec

Q = Quantité d'énergie nécessaire (kWh)

m = Masse d'eau (kg)

Cp = Chaleur spécifique de l'eau = 4.186 J/kg.K = 1,16 kWh/m³.K

ΔT = Différence de température (K)

Sans oublier de diviser par 1000 pour passer de kg en m³ puisque 1000 kg correspondent à 1 m³.

En appliquant cette formule à la Résidence Elisabeth et en considérant 40 L par jour et par personne, la demande en eau chaude sanitaire serait de 2 200 L ou kg pour les 55 occupants. Afin de connaître la quantité d'énergie journalière que cela représente pour une eau chaude de 55°C et une eau prélevée à 10°C, la formule vue précédemment est appliquée :

$$\frac{2200 \text{ kg} \times 1,163 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{K}^{-1} \times (328,18 \text{ K} - 283,15 \text{ K})}{1000} = 115,137 \text{ kWh}$$

En multipliant ce résultat par 365, la quantité d'énergie annuelle nette pour produire l'eau chaude sanitaire du bâtiment est obtenue. Elle correspond à 42.025 kWh.

Comme indiqué supra, la différence avec la valeur de l'audit (38.621 kWh) provient de la différence de méthode de calcul. Pour la suite de ce dimensionnement, seule la valeur calculée avec 55 occupants sera considérée étant donné que c'est cette valeur qui correspond aux hypothèses d'occupation du bâtiment de cette étude.

Il s'agit ici de la valeur nette qui ne prend donc pas en considération les pertes de rendement de la boucle d'eau chaude sanitaire. L'audit énergétique établit ces pertes de rendement à 65% comme l'indique l'illustration ci-dessous, avec un rendement global de 35%. Il s'agit ici d'un arrondi et le rendement qui sera utilisé pour les calculs est de 34,545%, soit la multiplication des trois autres rendements. La consommation en énergie finale pour l'eau chaude sanitaire est donc de 121.653 kWh dont 64.476 kWh sont dus aux pertes de rendement.

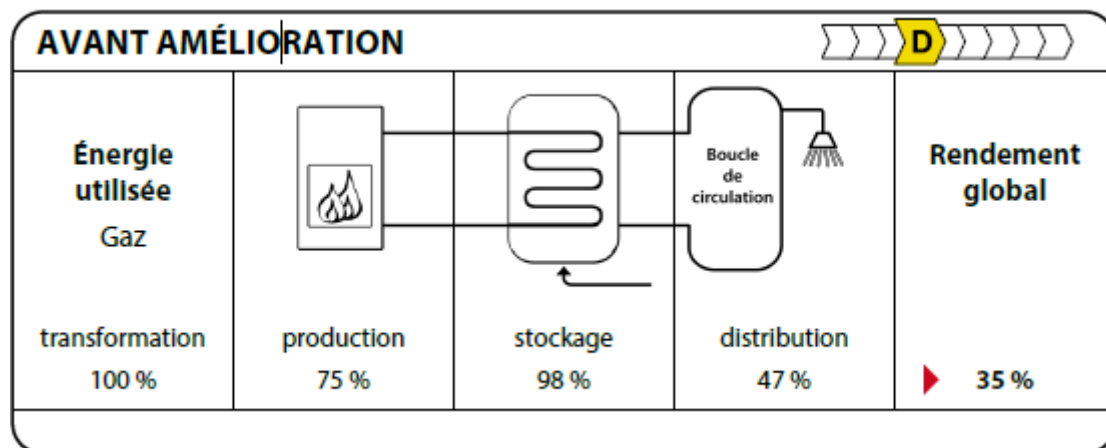


Figure 42 - Rendements pour l'ECS de la Résidence Elisabeth par poste (Lambert et Service public de Wallonie 2022)

L'ensemble des données est repris dans le tableau ci-dessous pour plus de clarté. Les pertes étant calculées par rapport à la donnée précédente, il faudra être attentif au fait que si l'un des postes voit son rendement s'améliorer, les pertes de rendement des postes suivants s'en verront réduites de manière absolue et non relative.

Tableau 8 - Pertes de rendement et évolution des besoins énergétiques pour l'ECS par poste

	Rendement (%)	Besoins supplémentaires (kWh)	Besoins cumulés (kWh)
Besoins nets pour l'ECS	/	42.025	42.025
Production (gaz)	75	14.008	56.033
Stockage	98	1.144	57.177
Distribution	47	61.476	121.653
Consommation finale pour l'ECS	35	/	121.653

Le système suggéré par un travailleur de l'entreprise Enersol serait une pompe à chaleur air/eau qui viendrait en supplément de l'installation existante. Les chaudières à gaz seraient donc maintenues et l'usage de la pompe à chaleur dépendrait de la volonté du client, le cas-échéant de l'éventuelle communauté d'énergie renouvelable de la Résidence Elisabeth.

Cet usage pourrait être multiple. Il pourrait s'agir d'avoir recours au maximum à la pompe à chaleur pour faire l'ECS, de l'utiliser uniquement lorsqu'il y a un surplus et donc de l'injection par l'installation photovoltaïque, etc. Différents scénarios seront étudiés dans ce point-ci afin de mettre en avant les avantages et limites des différentes possibilités.

Le matériel suggéré par Enersol est la pompe à chaleur de la marque Panasonic associant une unité extérieure « U-250PE2E8A » et un ballon de production d'ECS d'une capacité de 1000 L le « PAW-VP1000LDHW-1 ». Dans les données essentielles de cette installation il y a le coefficient de performance qui est à 3,86 à 7°C pour une température de l'eau à chauffer de 10°C et une température de consigne de 55°C. Ce coefficient passe à 4,79 pour une température de l'air extérieur à 15°C. Dans cette étude, le coefficient de 3,86 sera utilisé afin de surévaluer le moins possible les performances de l'installation.

Avec ce coefficient de performance, la puissance électrique nominale absorbée par la pompe à chaleur est de 6,36 kW pour une puissance thermique nominale de 25 kW. La consommation de 6,36 kWh d'électricité permet donc de fournir près de 25 kWh de chaleur.

En plus de ces deux éléments essentiels, l'installation prévoit l'ensemble des raccordements électriques et hydrauliques, la main d'œuvre pour l'installation et la mise en service de l'appareil.

Afin d'estimer la durée de fonctionnement quotidienne de la pompe à chaleur pour fournir les besoins en ECS, un calcul rapide mais au résultat approximatif peut-être réalisé. En considérant des besoins nets de 115 kWh par jour et en appliquant des rendements de 98% pour le stockage et de 47% pour la distribution, les besoins bruts pour le chauffage sont de 250 kWh par jour. Les pertes de production qui sont de 25% avec la chaudière au gaz ne sont ici pas considérées étant donné que le chauffage de l'eau chaude sanitaire serait pris en charge par la pompe à chaleur.

En considérant un fonctionnement en puissance thermique nominale donc à 25 kW, il faudrait 10 heures à la pompe à chaleur pour réaliser l'ensemble du chauffage quotidien de l'ECS. Sur une année ça représenterait un fonctionnement de 3.650 heures. Il s'agit bien entendu d'une estimation et la réalité sera sans aucun doute très différente puisqu'une pompe à chaleur subit des variations de son COP en fonction de la température et donc des saisons et que ce fonctionnement supposerait de ne pas avoir des pics de consommations d'eau chaude trop élevés. Néanmoins cela signifie que le dimensionnement de cette pompe à chaleur est pertinent puisque l'ensemble des besoins en ECS peuvent être couverts. Si ce n'était pas suffisant la pompe à chaleur dispose également d'une résistance électrique d'appoint bien que celle-ci consomme davantage. Dans ce scénario, la chaudière à gaz

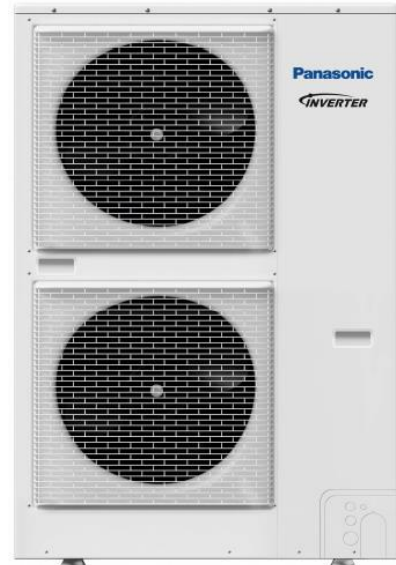


Figure 43 - Unité extérieure U-250PE2E8A (Panasonic 2022b)

Panasonic



PRO-HT TANK

Figure 44 - Réservoir pompe à chaleur PAW-VP1000LDHW-1 (Panasonic 2022a)

pourrait également entrer en action si la demande instantanée ne pouvait être couverte. L'installation de davantage de volume de stockage peut également être une option intéressante pour pallier une éventuelle demande excessive en ECS par rapport à la PAC.

12.4.2. Aspects énergétiques

Comme cela a été évoqué dans le point précédent portant sur le dimensionnement, la pompe à chaleur peut fonctionner de plusieurs manières. Ce fonctionnement dépend de la consigne que l'utilisateur va lui imposer. Afin d'évaluer les aspects énergétiques de cette solution technique, trois scénarios d'utilisation différents vont être envisagés :

- L'intégralité de l'eau chaude sanitaire est réalisée par la pompe à chaleur, sans installation photovoltaïque.
- La pompe à chaleur fonctionne comme un stockage thermique, c'est-à-dire uniquement lorsqu'il y a de l'injection sur le réseau électrique.
- L'intégralité de l'eau chaude sanitaire est réalisée par la pompe à chaleur, avec installation photovoltaïque.

Scénario 1 – ECS réalisée par la PAC, sans installation photovoltaïque

Ce premier scénario est le plus basique puisqu'il ne combine aucune solution technique comme c'est le cas des deux autres. Il s'agit en quelque sorte d'un scénario « *témoin* » qui permettra une comparaison dans la partie suivante portant sur les études de rentabilité.

Puisqu'il n'y a aucune installation photovoltaïque, il ne peut pas être question de calculer l'autoconsommation et l'autosuffisance qui sont forcément de 0% toutes les deux.

Néanmoins remplacer le système actuel fonctionnant au gaz par une pompe à chaleur aura un impact sur la consommation électrique du bâtiment, une économie de consommation de gaz sera réalisée et il est possible de calculer l'impact en termes d'énergie primaire.

Pour connaître l'impact de ce nouveau consommateur sur la consommation électrique annuelle, il faut partir des besoins nets quotidiens en eau chaude sanitaire. Ceux-ci ont été calculés précédemment et ils s'élèvent à 115 kWh par jour. Sur une année, il y aurait donc des besoins nets de 42.025 kWh. Les pertes de rendement de la production au gaz qui sont de 25% ne sont pas prises en compte. Cependant les pertes de stockage de 2% et les pertes liées à la distribution de 53% sont bien considérées puisque l'usage de la boucle sanitaire du bâtiment est maintenu.

En considérant des besoins annuels nets de 42.025 kWh et en appliquant un rendement de 98% puis de 47%, les besoins annuels bruts sont de 91.240 kWh, soit des besoins bruts quotidiens de 250 kWh. Comme ce fût déjà été calculé au point précédent, cela reviendrait à considérer que la pompe à chaleur devrait fonctionner pendant 10 heures à sa puissance nominale de 25 kW. Hormis s'il y a un tarif de nuit, sans installation photovoltaïque, les moments de fonctionnement de la PAC importent peu.

En reprenant un COP de 3,87 la quantité d'énergie électrique consommée quotidiennement et annuellement par la PAC peut être calculée. Ce nombre s'élève à 23.637 kWh électriques par an, soit une consommation de 65 kWh par jour. La consommation annuelle électrique du bâtiment passerait de 100.990 kWh à 124.627 kWh, soit une augmentation de 23 %.

En ce qui concerne l'énergie primaire, celle-ci s'élèverait à 59.093 kWh avec un facteur de conversion de 2,5 pour l'électricité prélevée sur le réseau et qui constitue 100% de l'électricité consommée par la PAC. Pour le gaz, il faut considérer le rendement de 75% de la chaudière, ce qui amène la consommation annuelle finale pour l'eau chaude sanitaire à 121.653 kWh. Avec un facteur de conversion de 1 les besoins en énergie primaire sont identiques. En comparaison, les 121.653 kWh consommés par la chaudière à gaz sont environ de 106 % plus élevés que les 59.093 kWh d'énergie primaire consommés par la PAC.

Le gain énergétique est flagrant si le critère de l'énergie primaire est retenu puisque la situation actuelle avec le gaz comme combustible consomme jusqu'à 106 % de plus, soit 62.560 kWh par an. Il faut néanmoins garder à l'esprit que la PAC est plus avantageuse tant que le rapport entre le COP et le facteur de conversion qui est de 2,5 est supérieur au rendement du système au gaz.

Scénario 2 – La PAC fonctionne lorsqu'il y a injection comme un stockage thermique

Génération de données quart-horaires

L'un des intérêts de la pompe à chaleur, c'est de pouvoir utiliser de l'électricité pour en faire de la chaleur avec un rendement allant au-delà des 100%. Avec la PAC sélectionnée, 1 kWh d'électricité permet de produire 3,86 kWh thermiques.

Pour ce deuxième scénario, la pompe à chaleur va servir à capter l'énergie électrique photovoltaïque excédentaire qui serait normalement injectée sur le réseau. L'intérêt de cette opération sera d'observer l'impact sur les différents indicateurs énergétiques. En toute logique, l'ensemble de ces indicateurs devrait s'améliorer. Il sera également intéressant de calculer quelle part de l'eau chaude sanitaire peut être chauffée via la PAC et quelle part restante sera réalisée par la chaudière à gaz.

Afin de générer des données quart-horaires de consommation de la PAC qui seront ensuite intégrées dans le tableur d'Enersol, le postulat est le suivant : lorsqu'il y a un excédent de production photovoltaïque, celui-ci est immédiatement consommé jusqu'à la valeur maximale de 6,36 kW qui correspond à la puissance nominale de la PAC de consommation électrique. En appliquant la formule correspondant à ce postulat, les données quart-horaires peuvent être générées et intégrées dans le tableur général.

Pour que ce soit applicable, il faut vérifier que la consommation finale en eau chaude sanitaire quotidienne soit capable d'absorber toute la chaleur produite par la PAC. Cette consommation finale s'élève à 250 kWh par jour en ne prenant pas en compte le rendement de la chaudière à gaz qui ne serait pas sollicitée. En divisant ces 250 kWh par 3,86 l'énergie électrique maximale absorbable par jour est obtenue et celle-ci s'élève à près de 65 kWh.

Pour connaître l'énergie maximale absorbée par jour par la PAC dans ces conditions, il faut calculer l'énergie absorbée par jour et ensuite réaliser l'opération de recherche du maximum. Cette opération sur Excel fournit une énergie maximale consommée par la PAC de 67,84 kWh par jour. Cette donnée est fort proche des 65 kWh absorbables par l'eau chaude sanitaire.

En réalisant la somme de l'énergie absorbée par la PAC chaque jour, la consommation annuelle de la PAC est obtenue. Celle-ci vaut 7.381 kWh. En considérant la consommation maximale quotidienne de la PAC de 67,84 kWh, il s'avère que l'énergie maximale récupérable sur l'année est de 7.368 kWh. Cela montre clairement que le maximum quotidien d'absorption de la PAC et de l'ECS est très rarement

dépassé puisque dans ces conditions, seuls 13 kWh seraient perdus. Cette observation conforte l'idée de ne pas réaliser l'opération de chauffage faute d'injection durant l'hiver.

Ces différents tests montrent que dans ces conditions la pompe à chaleur via la consommation d'ECS pourrait absorber une partie importante de l'excédent produit par l'installation photovoltaïque et que les données quart-horaires introduites dans le tableur d'Enersol sont possibles. Il faut néanmoins garder à l'esprit qu'en réalité la pompe à chaleur ne s'actionnerait pas au-delà d'un certain excédent suffisant. Néanmoins ce point influence certainement de façon minime la consommation supplémentaire appliquée par la PAC puisqu'il représenterait une faible partie des kWh. Dans l'optique d'une utilisation ultérieure de cette méthode, il faudra être vigilant au fait que dans ce cas-ci les kWh absorbés correspondent presque aux kWh absorbables. Si les kWh absorbables avaient été trop bas par rapport aux seconds, il aurait fallu créer une règle supplémentaire dans le tableur pour donner la consigne que lorsqu'une certaine consommation quotidienne de la PAC est atteinte, le reste des kWh excédentaires ne peuvent plus être absorbés. Cette absorption se verrait également modifiée si les améliorations de rendement de l'installation suggérées par l'audit énergétique étaient mises en application, les besoins bruts se rapprochant des besoins nets en ECS.

Résultats

La pompe à chaleur installée pour absorber une partie de l'injection et la transformer en chaleur pour l'ECS fonctionnerait durant 1625 heures par an dont 781 à puissance maximale. Le tableau ci-dessous reprend l'influence de cette installation en comparaison avec les deux autres analyses réalisées préalablement :

Tableau 9 - Comparatif des données énergétiques avec PAC comme stockage thermique

	Injection sur le réseau	Prélèvement sur le réseau	Autoconsommation annuelle	Autosuffisance annuelle
Situation actuelle	0 kWh	100.990 kWh	0%	0%
PV uniquement	12.602 kWh	74.911 kWh	67%	26%
Avec batterie de 15 kWh	8.999,88 kWh	71.788 kWh	77%	29%
Scénario 2 : PV + PAC (Stockage thermique)	5.221 kWh	74.991 kWh	87%	31%

Comme le montre ce tableau, cette solution de stockage thermique permet d'atteindre le meilleur taux d'autoconsommation avec 87% et d'atteindre une injection de 5.221 kWh, soit près de 59% de diminution par rapport à la situation avec uniquement l'installation photovoltaïque. Le prélèvement sur le réseau reste inchangé, ce qui est tout à fait logique puisque la pompe à chaleur se sert uniquement d'électricité provenant de l'excédent.

Il y a également une augmentation du taux d'autosuffisance qui est favorisée par l'augmentation des kWh autoconsommés mais qui est par ailleurs pénalisée par la hausse de la consommation électrique du bâtiment. La consommation globale passe ainsi de 100.990 kWh à 108.370 kWh, soit une augmentation de 7.381 kWh ou 7,3% liés à la consommation de la pompe à chaleur.

Le coefficient de performance de l'installation a bien entendu une importance énorme. Si dans ce cas le COP de fonctionnement à 15°C soit 4,79 avait été utilisé, la puissance électrique crête de la PAC aurait été de 5,12 kW au lieu de 6,36 kW. Le pouvoir d'absorption de la PAC sera donc réduit, dégradant ainsi légèrement les critères d'autoconsommation et d'autosuffisance. A l'inverse, la production d'eau chaude sanitaire s'en verrait améliorée. Dans ce cas-ci, elle passerait de 7.381 kWh électriques fournissant 28 491 kWh thermiques à 6.338 kWh électrique fournissant 30.358 kWh thermiques.

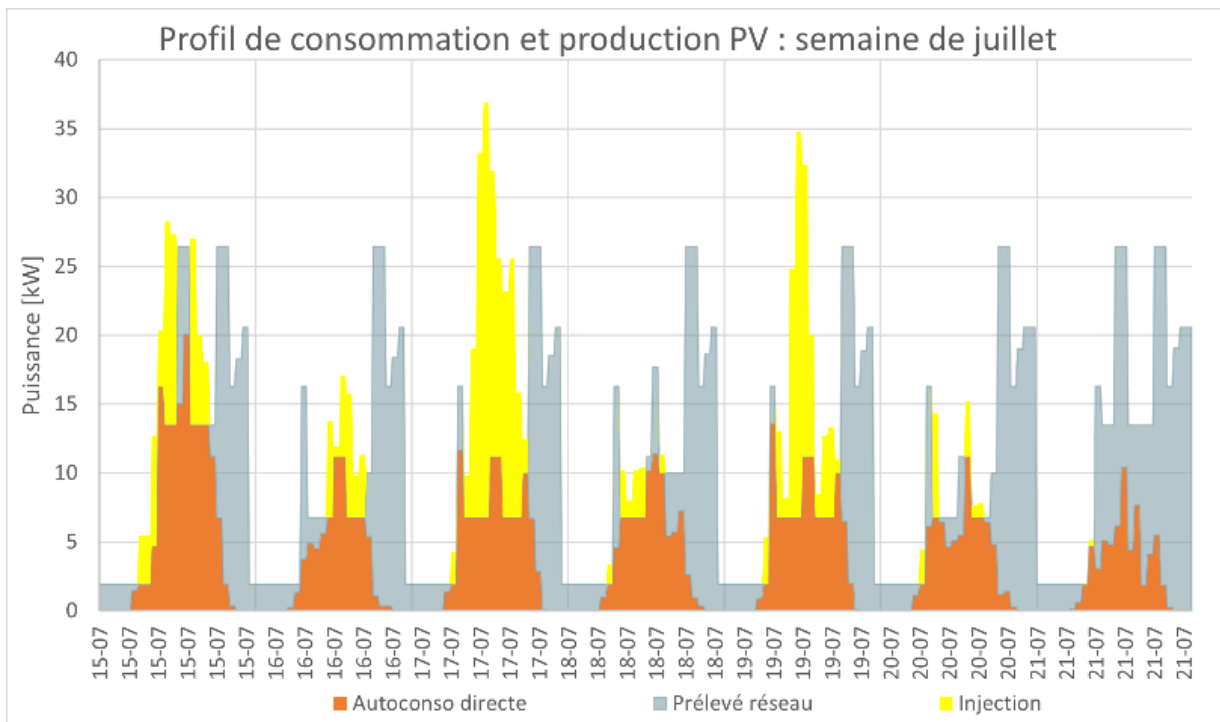


Figure 45 - - Exemple de la consommation et production PV d'une semaine de juillet

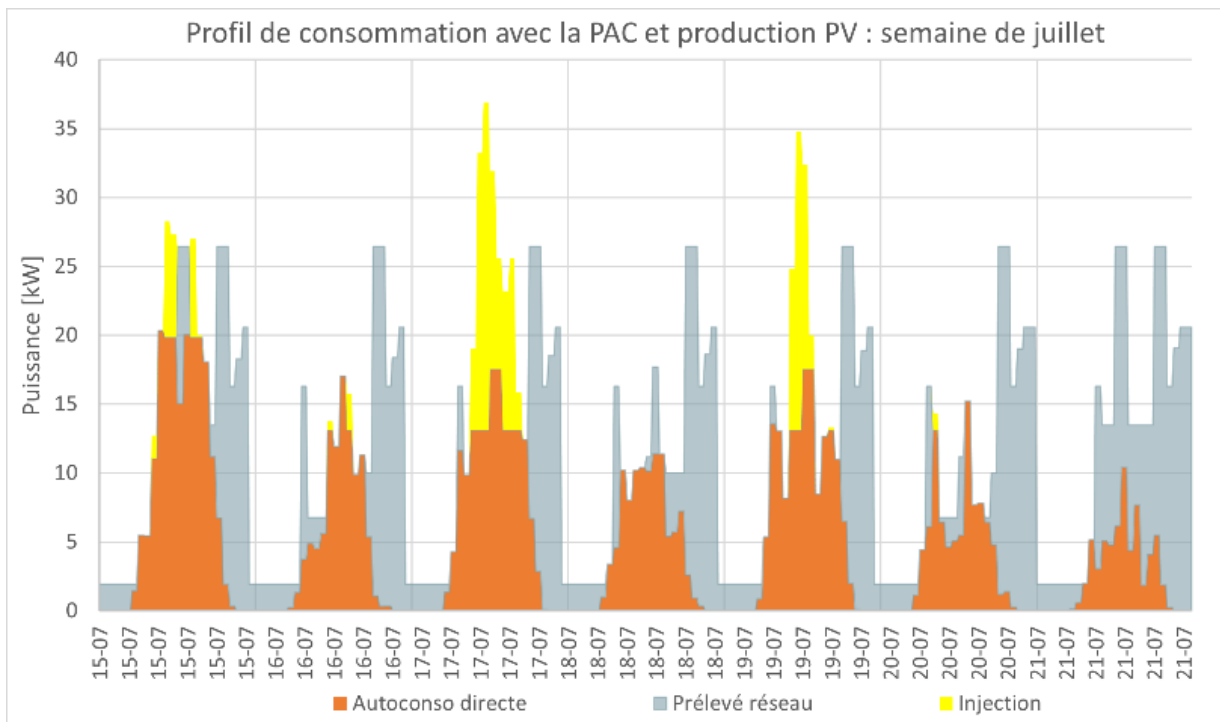


Figure 46 - Exemple de la consommation et production PV d'une semaine de juillet avec PAC comme stockage thermique

La mise en perspective des deux graphiques ci-dessous permet de comparer une situation sans et avec la pompe à chaleur supplémentaire :

Le graphique de gauche est identique à celui qui a été présenté dans la partie énergétique de l'installation photovoltaïque. Il s'agit d'un graphique qui reprend la consommation générale du bâtiment, la production photovoltaïque en superposition qui représente l'autoconsommation directe et la partie sans

superposition qui représente l'injection sur le réseau pour une semaine type de juillet. Lorsque les deux courbes se superposent, l'énergie produite est consommée et à l'inverse lorsqu'il n'y a plus superposition, c'est qu'il y a injection sur le réseau.

L'impact de la pompe à chaleur est facilement observable : lorsqu'il y a de l'injection, la PAC s'enclenche devenant un consommateur avec une puissance crête de 6,36 kW. Les surfaces qui se superposent sur le graphique de droite sont largement supérieures par rapport au graphique de gauche.

En ce qui concerne l'eau chaude sanitaire, les résultats en kWh et par an sont les suivants :

Tableau 10 – Comparatif des données énergétiques annuelles concernant l'ECS avec la PAC comme stockage

Besoins nets ECS	42.025
Besoins bruts ECS (Avec rdmt stockage et distribution)	91.240
Energie électrique consommée par la PAC	7.381
Energie thermique fournie par la PAC	28.491
Besoins bruts ECS restant (Avec rdmt production, stockage et distribution)	83.665
Consommation finale totale	112.156
Consommation finale ECS avant l'ajout de la PAC	121.653

L'action de la pompe à chaleur concernant la production d'eau chaude sanitaire a des effets multiples. Les 7.381 kWh électriques consommés permettent de produire 28.491 kWh de chaleur avec un COP de 3,86 soit 25 % des nouveaux besoins annuels bruts. Cet apport permet de réduire la consommation finale annuelle totale de 7,8 % en les faisant passer de 121.653 kWh à 112.156 kWh. En ce qui concerne la chaudière, elle ne devra produire que 83.665 kWh soit une diminution de 31% par rapport à la situation initiale qui comptait une consommation de 121.653 kWh de gaz.

En termes d'énergie primaire, la consommation initiale était de 121.653 kWh pour le système entièrement au gaz. Avec le nouveau système hybride, cette consommation baisse à 83.665 kWh, soit une diminution de 31%. Pour rappel, les facteurs de conversion utilisés sont de 1 pour le gaz et de 0 pour l'électricité puisqu'il s'agit d'électricité d'origine photovoltaïque.

Scénario 3 – ECS réalisée par la PAC, avec installation photovoltaïque

Dans ce dernier scénario, la pompe à chaleur ne sert plus uniquement de stockage thermique pour l'excédent de la production photovoltaïque puisqu'elle permet de réaliser l'ensemble de l'eau chaude sanitaire. Ce scénario est donc une combinaison du premier et du deuxième.

Aucune manipulation supplémentaire n'est à réaliser étant donné que la pompe à chaleur absorbe déjà ce qu'elle peut de l'excédent de l'électricité photovoltaïque et qu'il a été montré dans le premier scénario qu'une pompe à chaleur de 25 kW pourrait réaliser l'ensemble de l'ECS en fonctionnant 10 heures par jour à puissance nominale.

Néanmoins l'impact sur les critères énergétique n'est pas inexistant :

Tableau 11 - Comparatif des données énergétiques avec PAC

	Injection sur le réseau	Prélèvement sur le réseau	Autoconsommation annuelle	Autosuffisance annuelle
Situation actuelle	0 kWh	100.990 kWh	0%	0%
PV uniquement	12.602 kWh	74.911 kWh	67%	26%
Avec batterie de 15 kWh	8.999,88 kWh	71.788 kWh	77%	29%
Scenario 2 : PV + PAC (Stockage thermique)	5.221 kWh	74.991 kWh	87%	31%
Scenario 3 : PV + PAC	5.221 kWh	91.167 kWh	87%	27%

Puisque la pompe à chaleur absorbait déjà ce qu'elle pouvait de l'excédent, l'injection ne peut pas être davantage réduite et l'autoconsommation reste identique. Pour ce qui est du prélèvement sur le réseau, celui-ci était resté inchangé pour le scénario 2 mais ce n'est pas le cas ici. Puisque les besoins électriques de la pompe à chaleur s'élèvent à 23.637 kWh dont 7.381 kWh sont issus de l'excédent de l'installation photovoltaïque et 16 256 kWh supplémentaires sont issus du réseau, le prélèvement sur le réseau passe de 74.911 kWh à 91.167 kWh, soit une augmentation de 21,7%. La consommation de la pompe à chaleur est basée sur les besoins bruts annuels pour l'ECS de 91.240 kWh thermiques, comprenant les pertes de rendement du stockage et du système de distribution.

En ce qui concerne le taux d'autosuffisance, le calcul utilisé est le suivant :

$$\frac{\text{Energie annuelle autoconsommée}}{\text{Energie annuelle consommée totale}} \times 100 = \text{Taux d'autosuffisance}$$

Soit

$$\frac{33\,460\text{ kWh}}{124\,626\text{ kWh}} \times 100 = 27\%$$

L'énergie annuelle consommée totale est la somme des 100.990 kWh initiaux, auxquels s'ajoutent la part de la consommation de la PAC réalisant le stockage de l'excédent photovoltaïque qui se chiffre à 7.381 kWh et l'autre part qui constitue la consommation supplémentaire de la PAC pour réaliser le reste de l'ECS, soit 16.256 kWh.

Pour l'énergie primaire, un facteur 0 est appliqué pour l'électricité photovoltaïque et un facteur de 2,5 pour l'électricité du réseau. Elle se chiffre donc à 40.640 kWh. Le tableau ci-dessous permet de comparer l'énergie primaire consommée pour chaque situation :

Tableau 12 - Comparaison de l'énergie primaire consommée selon le scénario (PAC)

	Situation initiale	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Energie primaire (kWh)	121.653	59.093	83.665	40.640

Comme l'indique ce tableau, au plus l'usage du gaz sera important, au plus l'énergie primaire nécessaire sera élevée également. L'usage d'une PAC avec un COP de 3,86 et en utilisant uniquement l'électricité du réseau permet déjà d'économiser de l'énergie primaire. Ce qui permet cette économie est d'une part le coefficient de performance qui est meilleur que le facteur de conversion de 2,5 pour l'électricité du réseau et d'autre part l'amélioration du rendement global en supprimant les pertes de rendement de la chaudière à gaz. Alors que le scénario 3 obtient le meilleur score en combinant l'effet qui vient d'être expliqué et une énergie photovoltaïque dont le facteur de conversion est de 0, le scénario 2 voit son score entravé par l'usage restant de gaz.

Les résultats en termes d'émissions de CO₂ économisées sont les suivants :

Tableau 13 - Emissions de CO₂ économisées (PAC)

	Situation initiale	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Emissions de CO₂ économisées	0 kg	19.756 kg	9.535 kg	23.122 kg

Forcément, la situation initiale ne comporte aucune économie de CO₂ puisqu'il s'agit de la situation de référence. Les émissions à l'état initial sont de 30.535 kg par an, soit 121.653 kWh de gaz multiplié par le facteur 0.251 kg/kWh.

Pour le scénario 1, l'ensemble de la consommation de gaz est remplacé par de la consommation électrique du réseau faisant fonctionner la PAC. Celle-ci s'élève à 23.637 kWh par an, soit l'équivalent de 10.778 kg de CO₂ par an. L'économie annuelle en termes d'émissions de CO₂ est de 19.756 kg.

Le scénario 2 remplace une partie de la production pour l'eau chaude sanitaire avec l'excédent électrique de l'installation photovoltaïque. Puisque les émissions de CO₂ pour cette électricité qualifiée de verte sont considérées à 0 kg/kWh, l'économie est directement proportionnelle à la quantité de gaz épargnée. Celle-ci est de 37.988 kWh, soit un gain de 9.535 kg de CO₂ par an.

Pour le dernier scénario, une partie de la consommation de gaz pour l'ECS est remplacée par de l'électricité provenant de l'excédent de l'installation photovoltaïque et le reste provient du réseau électrique. En prélevant 16.256 kWh du réseau électrique, les émissions de CO₂ annuelles de cette installation sont de 7.413 kg. La différence avec la situation initiale permet de conclure à une économie annuelle de 23.122 kg d'émissions de CO₂.

12.4.3. Etude de rentabilité

Cette étude de rentabilité est sans aucun doute la plus imposante de ce travail. Elle doit prendre en compte trois scénarios différents, chacun étant relatif à une consigne donnée à la pompe à chaleur. En plus de ces trois variantes, il faut appliquer les deux hypothèses de prix de l'énergie. Il y aura donc un total de six études de rentabilité pour cette solution technique.

Hypothèses de calculs

Les différentes hypothèses sont reprises dans le tableau ci-dessous. Pour les autres paramètres, les hypothèses sont les mêmes que pour toutes les études de rentabilité.

Tableau 14 - Hypothèses de calcul PAC

	Investissement	Recettes	Dépenses
Scénario 1 : PAC seule	Achat et installation de la PAC	Gaz non consommé – 100% de la consommation actuelle	- Electricité consommée - Maintenance
Scénario 2 : PAC comme stockage pour le PV	Achat et Installation de la PAC	Gaz non consommé – 31% de la consommation actuelle	- Manque à gagner dû à la baisse de l'injection - Maintenance
Scénario 3 : PAC comme stockage pour le PV et pour le reste de l'ECS	Achat et Installation de la PAC	Gaz non consommé – 100% de la consommation actuelle	- Electricité consommée - Maintenance - Manque à gagner dû à la baisse de l'injection

Pour ces études de rentabilité, l'investissement est identique ; il provient d'un devis émis par l'entreprise Enersol. La recette sera systématiquement constituée de l'économie générée par la réduction de la consommation du gaz, elle varie en fonction du degré de cette réduction. Pour le premier et troisième scénarios, l'entièreté de la consommation de gaz est considérée mais pour le deuxième seuls 31 % de réduction sont appliqués.

Pour les dépenses il s'agira du coût de l'électricité qui dépendra du scénario. Pour le premier, 100 % de l'électricité consommée se base sur le coût du réseau. Pour le deuxième l'entièreté de la consommation provient de la production de l'installation photovoltaïque. Puisque la revente diminue, un même coût du kWh est appliqué pour cette dépense, soit 0,04 €/kWh. Le dernier scénario combine à la fois une électricité au coût du réseau et à la fois un coût correspondant au tarif d'injection. Un coût de maintenance annuelle a également été considéré. Il a été fixé à 1 % du montant total de l'investissement pour la première année, avec un taux d'évolution de 3% par an.

Résultats

Tableau 15 - Résultats rentabilité PAC

	Scénario 1 : PAC seule		Scénario 2 : PAC comme stockage pour le PV		Scénario 3 : PAC comme stockage pour le PV et pour le reste de l'ECS	
	Prix 1	Prix 2	Prix 1	Prix 2	Prix 1	Prix 2
Investissement	27.888 €					
Recettes année 1	7.166 €	17.985 €	2.034 €	5.106 €	7.166 €	17.985 €
Dépenses année 1	6.630 €	11.005 €	594 €	594 €	4.956 €	7.965 €
Bénéfice sur 15 ans	22.292 €	168.138 €	32.406 €	98.680 €	55.802 €	229.007 €
Temps de retour	52 ans	4 ans	19 ans	6 ans	13 ans	3 ans
TRI sur 15 ans	- 2 %	30 %	2 %	19 %	9 %	41 %
VAN sur 15 ans	- 11.174 €	101.472 €	- 2.848 €	48.502 €	14.925 €	148.881 €

Bien que ces résultats puissent paraître à première vue fort différents les uns des autres, plusieurs points communs peuvent être mis en avant.

Tout d'abord, les résultats de chacun des scénarios entre la colonne « *prix 1* » et la colonne « *prix 2* » sont très marqués. L'influence du coût de l'énergie est très importante et elle peut déterminer la viabilité économique d'un projet. C'est le cas pour les scénarios 1 et 2 qui voient leur rentabilité négative lorsque les tarifs sont fixés à juin 2021. Pour ce qui est de la seconde colonne de prix, c'est-à-dire celle qui représente les tarifs de juin 2022, les résultats sont systématiquement positifs et parfois de manière très marquée. Ceci s'explique par l'augmentation du prix du gaz et au fait que la pompe à chaleur devient rentable au-delà de certain facteur entre le prix du gaz et de l'électricité, comme cela a été démontré au début de la section portant sur la pompe à chaleur.

Si les prix de l'énergie se maintiennent dans de telles proportions entre le gaz et l'électricité, si le prix du gaz augmente indépendamment du prix de l'électricité ou si les tarifs ne varient pas trop dans les prochaines années, la solution pompe à chaleur pourrait avoir une rentabilité économique assurée même sans l'installation de panneaux photovoltaïque. En revanche, si les prix retrouvent un niveau semblable à juin 2021, l'installation ne serait pas rentable.

Ce qui ressort également de cette comparaison, c'est le fait que le troisième scénario a une rentabilité positive pour les deux hypothèses de prix et qu'il s'agit de la solution la plus rentable des trois. Cette solution qui permet à la fois de consommer un maximum d'excédent électrique photovoltaïque et qui se charge de réaliser l'ensemble de l'ECS semble donc être la meilleure option dans ces hypothèses de calcul.

Il faut noter que pour le deuxième scénario, l'ensemble de l'ECS n'est pas produit par la PAC et que le reste est garanti par le système au gaz actuel.

La combinaison pompe à chaleur et installation photovoltaïque est certainement intéressante financièrement. En tout cas l'installation photovoltaïque améliore grandement la rentabilité d'une telle

option pour réaliser l'eau chaude sanitaire du bâtiment. Elle permet d'avoir accès à une part importante d'électricité à très faible coût par rapport à celui du réseau.

Lorsque les données de consommation et d'autoconsommation de ces deuxième et troisième scénarios sont intégrées dans le tableur de rentabilité pour le photovoltaïque, les résultats semblent être nettement plus favorables. Néanmoins il faut faire attention au fait que ce n'est pas réellement le cas. Tout d'abord l'investissement de la pompe à chaleur n'est pas pris en compte et l'économie supplémentaire qui est annoncée n'est autre que la diminution de la consommation dédiée pour la pompe à chaleur. Or celle-ci est actuellement inexistante donc il ne s'agit pas d'une consommation actuelle mais bien d'une consommation supplémentaire. Le taux d'autoconsommation qui augmente grâce à la PAC aura tendance à diminuer les gains provenant de l'injection et de « *simuler* » un gain qui proviendrait de l'économie d'énergie supplémentaire. Cette économie d'énergie n'est autre que la consommation de la PAC qui serait alimentée par l'électricité photovoltaïque.

Pour que la pompe à chaleur influence positivement la rentabilité de l'installation photovoltaïque, il faudrait qu'il y ait un gain financier poussant à l'autoconsommation ou à l'inverse une taxe qui pénaliserait les taux d'autoconsommation trop faibles ce qui n'est pas le cas actuellement pour les installations au-dessus des 10 kVA.

Cette observation n'enlève en rien à la rentabilité de l'installation photovoltaïque et de la pompe à chaleur. Elle permet simplement de montrer qu'il faut être vigilant dans l'interprétation des résultats afin d'éviter par exemple de comptabiliser plusieurs fois un même gain.

12.5. Installation de chauffe-eaux thermodynamiques pour l'eau chaude sanitaire

La solution technique précédente maintient le système actuel, c'est-à-dire un système centralisé. Néanmoins il est tout à fait possible d'envisager des installations décentralisées qui produiraient individuellement l'eau chaude sanitaire pour chaque logement ou bureau.

Cette étude va considérer que chaque unité de logement ou de bureau se verrait installer un chauffe-eau thermodynamique adapté à ses besoins. Cette solution décentralisée permettra d'envisager une solution qui évite la boucle d'eau chaude sanitaire actuelle, dont le rendement est médiocre avec 35% de rendement global. Le chauffe-eau thermodynamique ou boiler thermodynamique, qui n'est autre qu'un ballon d'eau chaude classique auquel une pompe à chaleur est incorporée, a également l'avantage de consommer beaucoup moins qu'un chauffe-eau fonctionnant avec une résistance électrique.

Le droit en copropriété étant complexe, la répartition des charges doit s'effectuer de manière bien précise. L'énergie nécessaire à la production de l'eau chaude sanitaire fait partie de ces charges. Pour cette étude, l'hypothèse que certains logements restent raccordés à la boucle d'eau chaude sanitaire est négligée. En effet il deviendrait compliqué de réaliser une étude de rentabilité dans ces conditions car les modalités de répartition des charges deviendraient incertaines.

L'étude de cette solution technique a pour objectif de comparer le système actuel de production d'eau chaude sanitaire avec une solution décentralisée avec des boilers thermodynamiques. L'impact de ce nouveau consommateur électrique sera également estimé sur les indicateurs énergétiques en considérant une consommation constante.

12.5.1. Dimensionnement de l'installation

Le dimensionnement d'un chauffe-eau thermodynamique dépend des besoins en eau chaude sanitaire du logement ou de l'espace dans lequel il est installé. Ces besoins dépendent principalement du nombre de personnes au sein du ménage qui influe sur le nombre de litres utilisés par jour.

L'entreprise Enersol installe des boilers thermodynamiques d'une capacité de 100, 150 et 200 litres. Bien qu'en général entre 40 et 50 litres d'eau chaude sanitaire sont considérés par jour et par personne, l'installation sera ici légèrement surdimensionnée. Les chauffe-eaux thermodynamiques repris pour réaliser cette étude proviennent de la gamme de Panasonic.

Ainsi les 9 unités de logement comportant un seul occupant se verront installer des boilers thermodynamiques d'une capacité de 100 litres, les 17 logements avec deux occupants des boilers de 150 litres et les deux logements de 3 personnes un boiler thermodynamique de 200 litres. Pour les deux espaces de bureaux, ceux-ci seront équipés avec une capacité de 100 litres au lieu de 200 litres compte tenu des plus faibles besoins en eau chaude sanitaire pour ce type d'espace.

L'installation d'un chauffe-eau thermodynamique demande légèrement plus de matériel qu'une installation d'un chauffe-eau fonctionnant avec une résistance électrique. Le premier nécessite une entrée et une sortie vers l'extérieur afin de pouvoir capter et relâcher l'air utilisé pour chauffer l'eau avec la pompe à chaleur. Le devis comporte dès lors le matériel nécessaire à la réalisation à ces deux raccordements. Il est également prévu d'installer un groupe de sécurité muni d'un manomètre, un vase d'expansion, le raccordement au réseau d'eau et la main d'œuvre pour procéder à l'installation de ce matériel.



Figure 47 - Chauffe-eau thermodynamique
(Panasonic 2021)

12.5.2. Aspects énergétiques

Pour rappel, les données énergétiques pour l'eau chaude sanitaire sont les suivantes :

Tableau 16 - Rappel données énergétique ECS

	Rendement (%)	Besoins supplémentaires (kWh)	Besoins cumulés (kWh)
Besoins nets pour l'ECS	/	42.025	42.025
Production (gaz)	75	14.008	56.033
Stockage	98	1.144	57.177
Distribution	47	61 476	121 653
Besoins bruts pour l'ECS	35	/	121 653

L'intérêt premier de l'installation de chauffe-eaux thermodynamiques est le fait qu'il s'agit d'installations décentralisées, permettant par définition de by-passer l'installation centralisée. Grâce à cela, les pertes de rendement vont pouvoir être réduites. Elles ne seront néanmoins pas absentes car ces nouveaux dispositifs ont également des pertes de stockage et de distribution. A défaut de pouvoir être calculés sur base de données réelles, ces rendements vont être considérés comme étant de 90% chacun, soit un rendement élevé arbitraire qui témoigne des faibles pertes de stockage et de distribution. La demande annuelle en énergie brute serait alors de 51.883 kWh.

En partant de ces besoins bruts en énergie, excluant la boucle d'eau chaude sanitaire et ses pertes de rendement, il est possible de calculer la demande en énergie des chauffe-eaux thermodynamiques. Pour ce faire, la moyenne pondérée des coefficients de performance des trois boilers thermodynamiques sélectionnés est calculée en prenant en compte la redondance de chaque appareil au sein du bâtiment. Ainsi les besoins énergétiques seraient de 51.883 kWh thermiques par an fournis en consommant 17.946 kWh électriques. Cette moyenne pondérée permet d'obtenir un coefficient de performance moyen de 2,89.

Tableau 17 - Nombre de boilers thermodynamiques, leur COP et puissance unitaire maximale

	Nombre	COP à 7°C	Puissance unitaire max de la PAC (W)
Boiler de 100 L	11	2,66	350
Boiler de 150 L	17	3,05	350
Boiler de 200 L	2	2,81	700

En considérant des besoins en eau chaude sanitaire allant de 40 à 50 litres par jour et par personne, puisque la copropriété compte 55 occupants, cette demande se chiffre entre 2.200 L à 2.750 L. Avec cette installation de ballons d'eau chaude thermodynamiques, ce volume d'eau journalier s'élèverait à 4.050 L, soit un surdimensionnement important.

Puisque les 17.946 kWh consommés par les chauffe-eaux thermodynamiques sont basés sur les besoins bruts calculés qui s'élèvent à 51.883 kWh, il est logique que le surdimensionnement entraîne une hausse de la consommation. Celle-ci sera cependant minimisée car ce surplus d'eau stocké dans les ballons d'eau chaude ne sera normalement pas utilisé par les occupants. Les pertes liées au stockage seront donc plus importantes mais celles liées à la distribution se verront réduites. C'est pour cette raison qu'un rendement de 90% pour chacun de ces deux postes a été choisi.

En fonctionnant uniquement avec la pompe à chaleur du boiler, c'est-à-dire sans solliciter la résistance électrique de l'appareil, la puissance maximale de l'ensemble des boilers thermodynamiques est de 11,2 kW. En reprenant la consommation annuelle pour l'eau chaude sanitaire de 17.946 kWh et en prenant l'hypothèse d'une consommation linéaire tout au long de l'année et de la journée, la puissance moyenne de l'installation serait de 2,05 kW.

En se basant sur cette hypothèse d'une consommation constante, il est possible de générer des données quart-horaires. Ces données peuvent ensuite être intégrées au tableur Excel qui a été utilisé précédemment pour calculer les taux d'autoconsommation et d'autosuffisance de l'installation photovoltaïque.

Tableau 18 - Comparatif des données énergétiques avec chauffe-eau thermodynamique

	Injection sur le réseau	Prélèvement sur le réseau	Autoconsommation annuelle	Autosuffisance annuelle
Situation actuelle	0 kWh	100.990 kWh	0%	0%
PV uniquement	12.602 kWh	74.911 kWh	67%	26%
Avec batterie de 15 kWh	8.999,88 kWh	71.788 kWh	77%	29%
Avec boiler thermo Et sans batterie	9.620 kWh	89.874 kWh	75%	24%

Les impacts de ce nouveau consommateur sont multiples :

- L'injection sur le réseau diminue par rapport à une installation comportant uniquement des panneaux photovoltaïques passant de 12.602 kWh à 9.620 kWh. En toute logique, cette réduction de l'injection augmente l'autoconsommation en la faisant passer de 67% à 75%.
- En comparaison avec la batterie, l'injection est plus importante dans ce cas-ci et l'autoconsommation est de 75% contre 77%. En prenant une consommation constante de l'installation des ballons d'eau chaude thermodynamiques, la batterie semble plus efficace pour maximiser l'autoconsommation et réduire l'injection sur le réseau.
- Néanmoins ce nouveau consommateur électrique augmente naturellement la consommation globale du bâtiment. Elle passe de 100.990 kWh à 118.936 kWh, soit une augmentation de 17.946 kWh correspondant à la consommation annuelle des chauffe-eaux thermodynamiques. Cette augmentation de consommation entraîne l'augmentation du prélèvement sur le réseau qui passe de 74.911 kWh avec l'installation photovoltaïque, à 89.874 kWh pour les boilers contre 71.788 kWh avec les batteries. L'autosuffisance passe ainsi de 26% à 24% contre 29% pour les batteries.

Il est évident que dans la réalité les données ne seraient pas les mêmes puisque la consommation de l'ensemble de ces boilers thermodynamiques ne serait pas constante au cours de l'année et de la journée. Le COP serait moindre lorsque les températures baisseraient et la consommation journalière se ferait logiquement de manière ponctuelle, lorsque la température de consigne du ballon d'eau chaude atteindrait un seuil critique déterminé.

Cette étude pourrait être approfondie en créant, par exemple, un profil de consommation en eau chaude sanitaire annuel et en consommation électrique qui y serait liée. A partir de ce profil, des données quotidiennes pourraient être générées et intégrées dans le tableur Excel de la même manière que cela a été fait ci-dessus. Cela permettrait d'obtenir une valeur de la consommation et donc de l'autoconsommation et de l'autosuffisance plus précise. Néanmoins cette manipulation ne sera pas réalisée dans le cadre de ce travail car trop conséquente et sans réelle utilité dans ce cadre.

En ce qui concerne l'énergie primaire, elle s'élève à 121.653 kWh pour le système actuel au gaz. Avec les chauffe-eaux thermodynamiques, la situation est comparable au scénario 3 couplant l'installation photovoltaïque à une pompe à chaleur. 14.963 kWh d'électricité proviendraient du réseau électrique et 2.983 kWh de l'excédent des panneaux photovoltaïques. Soit l'équivalent d'une consommation annuelle de 37.408 kWh d'énergie primaire et un gain par rapport à la situation initiale de 84.246 kWh.

L'économie de CO₂ correspondrait aux émissions du système au gaz de 30.535 kg par an, dont seraient déduits 6.823 kg de CO₂ générés par la consommation de l'électricité du réseau. L'économie annuelle en CO₂ serait donc de 23.712 kg.

12.5.3. Etude de rentabilité

Après avoir estimé les aspects énergétiques de cette option technique, il est temps de réaliser une étude de rentabilité. Le but étant de comparer cette solution décentralisée avec la situation actuelle centralisée qui dispose de la chaudière à gaz et de la boucle d'eau chaude sanitaire avec leurs pertes de rendement importantes. L'option chauffe-eaux thermodynamiques sera également comparée avec le scénario 1 de la pompe à chaleur, c'est-à-dire une pompe à chaleur réalisant l'ensemble de l'eau-chaude sanitaire en consommant l'électricité du réseau et disposant de la boucle d'eau chaude sanitaire actuelle. S'agissant du scénario le plus critique en termes de rentabilité, il suffira pour le comparer avec les boilers thermodynamiques.

Cette étude ne sera pas combinée avec une éventuelle installation photovoltaïque comme c'était le cas pour l'étude de rentabilité pour la pompe à chaleur. La raison de ce choix est le fait que cette installation est très proche de la pompe à chaleur puisqu'il s'agit du même type de fonctionnement. Il serait dès lors redondant en termes de résultats de procéder à la même étude que pour la PAC.

Si la situation économique de cette option décentralisée est plus favorable que le système actuel au gaz dans cette configuration, il sera logique que la rentabilité s'améliore encore avec une partie de l'électricité qui proviendrait d'une installation photovoltaïque. La comparaison avec l'option pompe à chaleur centralisée permettra de discerner quelle est l'installation la plus économiquement intéressante.

Hypothèses de calculs

Les différentes hypothèses sont reprises dans ce tableau :

Tableau 19 - Hypothèses de calculs boilers thermos

Investissement	Recettes	Dépenses
- Installation forfaitaire	- Gaz non consommé	- Coût de l'électricité consommée
- Coûts des chauffe-eaux thermodynamiques	- Ou électricité non consommée	- Coût de maintenance
	- Investissement pour la PAC	

L'investissement provient d'un devis émis par l'entreprise Enersol. Celui-ci se compose d'un coût d'installation de 1.290 € hors TVA par ballon thermodynamique et d'un coût unitaire de ce ballon en fonction de la dimension sélectionnée. Pour le chauffe-eau de 100 litres ce montant hors TVA est de 1.906 €, 2.112 € pour le ballon de 150 litres et 2.416 € pour le ballon de 200 litres.

Les recettes dépendront de la comparaison. Il s'agira du gaz épargné pour la comparaison avec la chaudière à gaz et de l'électricité épargnée pour la comparaison avec la PAC. Pour cette seconde comparaison, le montant de l'investissement pour la PAC sera déduit de l'investissement pour les chauffe-eaux thermodynamiques compte tenu qu'il s'agirait d'un investissement évité. Pour les dépenses, seuls les coûts relatifs à l'électricité du réseau consommée seront considérés. Pour la maintenance, un coût de 1 % de l'investissement initial sera considéré pour la première année, soit 1.096 €, avec une indexation annuelle basée sur le taux d'actualisation de 3 %. Il s'agit de la même hypothèse que celle considérée pour la PAC centralisée.

Résultats

Le tableau ci-dessous permet de comparer la situation actuelle au gaz avec la solution décentralisée des chauffe-eaux thermodynamiques. Il présente également une seconde comparaison économique avec la solution pompe à chaleur dans le cadre du scénario 1. L'investissement pour la seconde comparaison a été réduit de près de 27.888 €, soit le montant de l'investissement pour la pompe à chaleur.

Tableau 20 - Résultats rentabilité chauffe-eaux thermodynamiques

	Comparaison 1 : Gaz		Comparaison 2 : PAC	
	Prix 1	Prix 2	Prix 1	Prix 2
Investissement	106.416 €		78.528 €	
Recettes année 1	7.166 €	17.985 €	6.230 €	11.005 €
Dépenses année 1	5.911 €	9.234 €	5.911 €	9.234 €
Bénéfice sur 15 ans	37.825 €	204.765 €	15.532 €	36.627 €
Temps de retour	85 ans	12 ans	109 ans	44 ans
TRI sur 15 ans	- 10 %	8 %	- 15 %	- 8 %
VAN sur 15 ans	- 77.668 €	51.409 €	- 66.493 €	- 50.063 €

En comparant les différents résultats financiers émanant de l'étude de rentabilité, il devient possible de se rendre compte de la viabilité économique d'une telle installation.

Comme pour les études précédentes, la variation entre les deux hypothèses de prix est significative. Ainsi le prix de juin 2022 pour le gaz et l'électricité améliore la rentabilité des solutions fonctionnant à l'électricité comme la PAC et ici les chauffe-eaux thermodynamiques. Dans le cas d'une hypothèse de prix basée sur juin 2021, il ne serait pas intéressant de favoriser la solution décentralisée. Celle-ci a toujours une VAN et un TRI négatifs au bout des 15 ans considérés.

En revanche la solution boilers thermodynamiques semble plus intéressante que l'installation actuelle au gaz en considérant les prix de l'énergie de juin 2022. Cette option permet de passer outre la boucle sanitaire et ses pertes de rendement importantes ainsi que la chaudière à gaz dont le rendement est de 75%. Le temps de retour reste cependant assez long avec une durée de 12 ans. Il faut également noter que si les améliorations de rendement suggérées dans l'audit énergétique sont réalisées, la rentabilité des chauffe-eaux thermodynamiques s'en verrait pénalisée.

La comparaison entre la PAC qui maintient l'utilisation de la boucle sanitaire et les boilers thermodynamiques montre qu'il faudra attendre 44 ans pour que la seconde option devienne rentable. Il s'agit là d'un temps important qui dépasse sans doute la durée de vie de l'installation technique. La PAC centralisée est donc plus intéressante dans ces conditions.

En comparant cette option décentralisée avec les autres configurations de PAC, il est improbable que les résultats changent significativement. Ces deux autres scénarii considèrent que la totalité de la consommation de la PAC ou une partie soit générée par de l'électricité provenant de l'excédent photovoltaïque. Bien que la puissance crête des chauffe-eaux thermodynamiques soit de 11,2 kW contre 6,36 kW pour la PAC, la quantité d'énergie absorbable par les besoins en eau chaude sanitaire resterait les mêmes.

Le surdimensionnement des boilers thermodynamiques n'a pas d'impact sur ces résultats puisque les différents coûts en combustible sont calculés sur base des consommations finales, négligeant les capacités de stockage si ce n'est dans les pertes de rendement. L'élément basculant pour cette solution est certainement le montant de l'investissement qui est immense en comparaison avec la PAC.

12.6. Installation d'une unité de cogénération au gaz

Dans le panel des solutions disponibles afin de produire de la chaleur dans un bâtiment, il existe également la cogénération. Ce type de chaudière permet à la fois de générer de la chaleur et de l'électricité à partir d'un combustible. Ce dernier peut très bien être du gaz ou du mazout mais également des combustibles moins traditionnels, par exemple la biomasse.

Dans le cadre de cette étude, le combustible retenu sera le gaz car il est déjà disponible au sein du bâtiment pour alimenter les chaudières en place ainsi que pour son impact environnemental moindre par rapport au fioul domestique.

Alors que pour les études précédentes les tableurs d'Enersol ont été sollicités pour générer des résultats, ce ne sera pas le cas ici. Ces tableurs ne permettent pas d'intégrer une cogénération ou du moins en l'état. Un autre tableur, celui-ci en accès libre, sera utilisé. Il s'agit du tableur Excel nommé « *COGENcalc* » et développé par l'Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable (ICEDD).

Ce tableur permet d'obtenir une première idée concernant les informations énergétiques et financières liées à l'installation d'une cogénération pour un bâtiment donné. Il ne sera donc pas ici question d'intégrer la production électrique et thermique de la cogénération dans d'autres tableurs afin de

produire une analyse croisée. Ce choix repose sur le fait qu'il est peu, voire très peu probable, que l'installation d'une cogénération soit réalisée au sein de ce bâtiment. En effet une cogénération nécessite des besoins permanents et constants pour fonctionner un maximum d'heures et cette option serait certainement plus intéressante si la CER s'agrandissait pour intégrer d'autres bâtiments consommateurs. La pertinence d'un nouvel investissement énergétique se basant sur le gaz naturel est également questionnable à l'heure actuelle.

Comme le montre l'audit énergétique, il y a déjà un certain nombre d'investissements qui pourraient être réalisés dans ce bâtiment, dont certains comme le photovoltaïque qui seraient prioritaires. Les incertitudes actuelles sur l'évolution du prix du gaz pourraient également remettre en question un éventuel choix d'une cogénération au gaz, en évitant d'émettre de nouveaux investissements dans ce combustible. Néanmoins cette option, bien que l'étude soit moins poussée qu'elle pourrait l'être, est tout de même étudiée afin d'avoir un aperçu de son potentiel.

12.6.1. Dimensionnement de l'installation

Traditionnellement, une unité de cogénération était plutôt destinée à un bâtiment avec des besoins en chaleur importants à cause de la puissance importante de l'installation. Des bâtiments tels que des hôpitaux ou des complexes universitaires pouvaient avoir des besoins tels en chaleur. Aujourd'hui il existe pourtant des unités de cogénération de plus faible puissance qui sont adaptées pour des bâtiments avec une plus faible demande en chaleur.

Le site internet Energie Plus explique le d'une cogénération et indique que « *l'objectif de l'installation d'une cogénération en chaufferie est de couvrir au mieux le besoin énergétique en chaleur tout en produisant simultanément de l'électricité* ». (Architecture et Climat 2016)

Pour qu'une cogénération puisse être qualifiée de « *bien dimensionnée* », il faut qu'elle fonctionne pendant un nombre d'heures important durant l'année. La puissance ne sera donc pas excessive afin que la cogénération fonctionne durant un grand nombre d'heures. Il faudra néanmoins garder un système de chauffage d'appoint afin de combler la demande en chaleur lorsque la cogénération ne sera pas suffisante pour réaliser l'opération. Ainsi, « *l'optimum énergétique pour intégrer une cogénération se situe régulièrement au tiers de la puissance maximale enregistrée* ». (Architecture et Climat 2016)

Ce graphique illustre bien cet équilibre entre la puissance de l'installation et son nombre d'heures d'utilisation annuelle.

Pour ce dimensionnement, l'ensemble des besoins thermiques actuels du bâtiment a été considéré, c'est-à-dire les besoins pour le chauffage et la réalisation de l'eau chaude sanitaire.

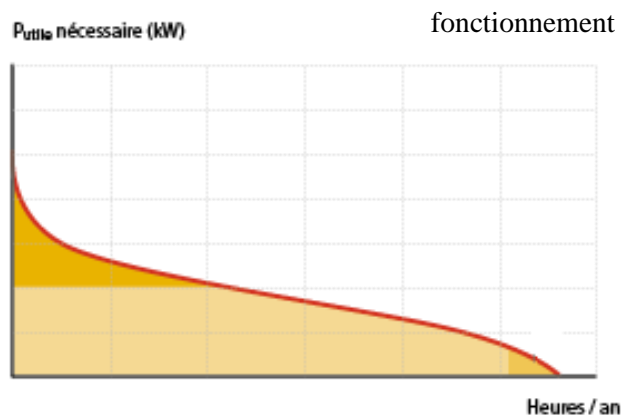


Figure 48 - Graphique du nombre d'heures de fonctionnement par an d'une unité de cogénération en fonction de sa puissance (Architecture et Climat 2016)

L'unité de cogénération qui a été suggérée par l'entreprise Enersol est la XRGI 9 de la marque EC-POWER. Celle-ci a une puissance thermique de 12 à 20 kW et une puissance électrique de 4 à 9 kW.

En plus de l'unité de cogénération, le devis d'Enersol prévoit un réservoir tampon de 1 000 litres, un circulateur à flux variable, différents compteurs pour l'électricité, la chaleur et le gaz, le matériel pour l'évacuation des fumées, etc. Le devis prévoit également un ensemble d'accessoires et la main d'œuvre nécessaire à l'installation et aux différents raccordements.



Figure 49 - Cogénération XRGI 9 (EC-POWER 2016)

12.6.2. Aspects énergétiques

Puisque les hypothèses de départ sont légèrement différentes en ce qui concerne la consommation d'eau chaude sanitaire du bâtiment, les besoins totaux sont également modifiés. Les nouvelles données expliquées dans le point énergétique de la solution pompe à chaleur sont visibles dans le tableau ci-dessous, à côté des besoins pour la réalisation du chauffage. Ceux-ci n'ont pas changé par rapport à l'audit énergétique.

Tableau 21 - Aspects énergétiques cogénération

	Rendement (%)	Eau chaude sanitaire	Rendement (%)	Chauffage
Besoins nets	/	42.025	/	276.458
Production	75	56.033	94	294.104
Stockage	98	57.177	/	/
Distribution	47	121.653	100	294.104
Régulation/émission	/	/	85	346.005
Consommation finale en énergie	35	121.653	79	346.005
Consommation des auxiliaires	14.806 kWh			
Consommation finale en énergie	482.464 kWh			

En considérant des besoins nets pour l'eau chaude sanitaire de 42.025 kWh au lieu de 38.621 kWh comme dans l'audit, la consommation finale en énergie est de 482.464 kWh. Celle-ci est de 474.167 kWh dans l'audit énergétique, soit une augmentation de 3.404 kWh nets donc 9.854 kWh bruts.

Comme indiqué ci-avant, la puissance thermique nominale de l'unité de cogénération sélectionnée est de 20 kW et la puissance électrique nominale de 9 kW. La cogénération se basera sur la consommation finale en énergie à fournir, sans porter d'importance à la destination de cette énergie thermique. Le fait que celle-ci soit à destination de l'ECS ou du chauffage n'aura pas d'importance.

La cogénération a un rendement thermique de 67,8 % et un rendement électrique de 30,5 %, soit un rendement global de 98,3 %. Pour pouvoir la comparer à la chaudière à gaz, il faut définir un rendement global pour cette cogénération, mêlant le rendement de l'ECS et du chauffage. Pour ce faire, un rendement global est calculé en réalisant une moyenne pondérée du rendement de 94 % et de 75 %. Ce rendement global pondéré est de 66 %.

Les premières données essentielles à intégrer dans le tableur COGENcalc sont donc les besoins nets en chaleur qui sont de 318.426 kWh et le rendement de 66 %.

En plus de ces données, le tableur COGENcalc permet de sélectionner un « profil type » pour la consommation de chaleur. Le mieux adapté à la situation du bâtiment est un profil pour le logement collectif avec une consommation plutôt diurne et sept jours sur sept.

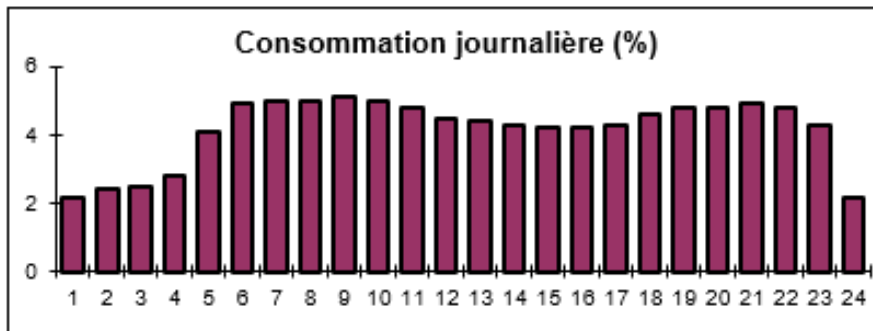


Figure 50 - Graphique consommation journalière en % (COGENcalc)

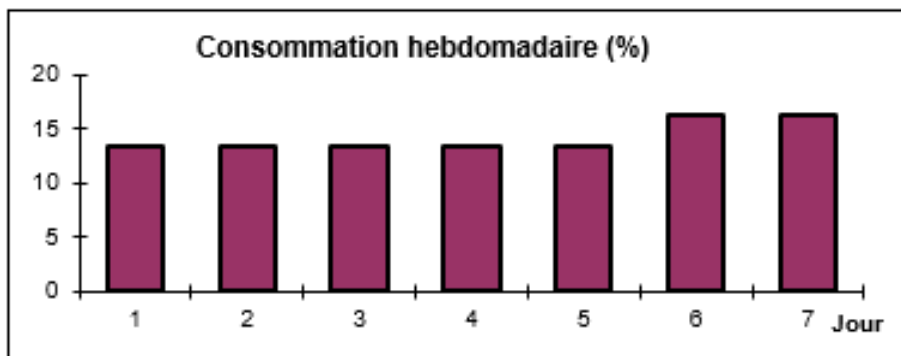


Figure 51 - Graphique consommation hebdomadaire % (COGENcalc)

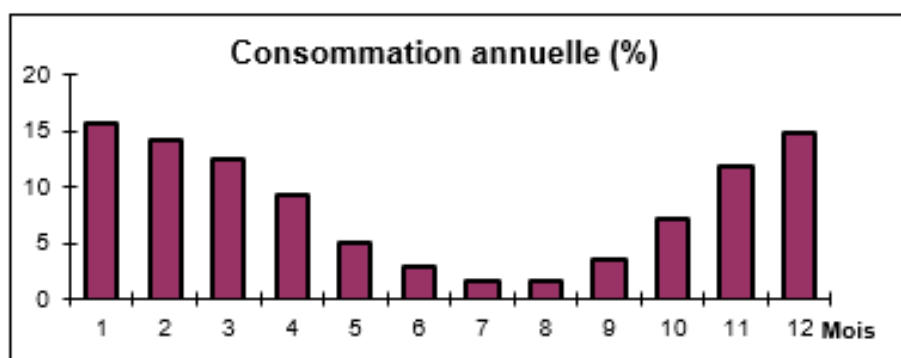


Figure 52 - Graphique consommation annuelle % (COGENcalc)

Comme le représente le premier graphique, la consommation quotidienne de chaleur se fera principalement en journée avec notamment un léger pic en matinée et en soirée. La consommation hebdomadaire montre une consommation constante à l'exception du samedi et du dimanche qui présentent une consommation légèrement plus élevée. Elle s'explique par l'occupation des logements qui est plus importante le week-end. Le dernier graphique représentant la consommation annuelle montre une tout autre situation avec une consommation en chaleur largement plus importante durant les moins hivernaux et beaucoup plus faible entre mai et octobre.

Comme cela a été mentionné dans le point précédent concernant le dimensionnement, il y a un compromis à réaliser entre la puissance de l'installation et ses heures de fonctionnement par an. Avec une consommation faible durant l'été liée à la baisse voire la disparition des besoins en chauffage, la demande en chaleur n'est pas constante au cours de l'année. Le graphique ci-dessous montre à quelle intensité la cogénération serait sollicitée durant l'année pour la production de chaleur. Elle approche les 30.000 kWh de chaleur fournie pour les mois d'hiver, soit près de la moitié de la chaleur mensuelle nécessaire. Quant au nombre d'heures de fonctionnement par an, il s'élève à 5.179 heures.

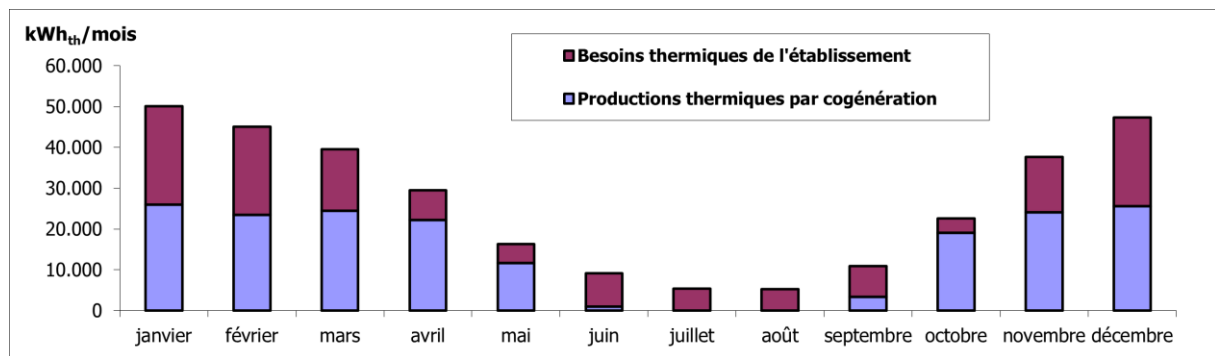


Figure 53 - Répartition de la production de la cogénération par mois (COGENcalc)

Pour un rendement électrique de 30,5% et un rendement thermique de 67,8% la cogénération fournirait annuellement 46.611 kWh d'électricité et 103.580 kWh de chaleur. En comparaison avec les 38 681 kWh que pourrait produire l'installation photovoltaïque, la cogénération en produirait davantage. Afin d'avoir une idée de l'autoconsommation et de l'autosuffisance que pourrait fournir cette cogénération, une estimation via des données quart-horaires va être effectuée. Tout comme pour la consommation des chauffe-eaux thermodynamiques, la production annuelle électrique de la cogénération est répartie linéairement durant toutes les heures de l'année. Cette production de 46.611 kWh représenterait donc une puissance de 5,32 kW durant 8.760 heures. Bien entendu la réalité serait bien différente avec une production plus importante durant l'hiver lorsque la cogénération fonctionne à son maximum. Néanmoins puisqu'il n'existe à ce stade aucun profil de consommation de la chaleur pour ce bâtiment, cette approximation est effectuée. Afin d'avoir une idée du taux d'autoconsommation et d'autosuffisance que cette hypothèse générerait, il suffit d'encoder cette production en quart-heure dans le tableur d'Enersol calculant ces valeurs en remplaçant les données quart-horaires de production photovoltaïque.

Avec 36.650 kWh directement autoconsommés et 9.961 kWh injectés sur le réseau, le taux d'autoconsommation est de 79% et le taux d'autosuffisance de 36%. Ces deux taux sont bien entendu surévalués puisque dans la réalité la production ne sera pas linéaire tout au long de l'année. Une seconde manipulation des données quart-horaires peut être effectuée pour que cette production d'électricité ressemble plus à la production thermique du graphique précédent. La démarche est la suivante : pour les 5.179 heures de fonctionnement de la cogénération sur l'année, la puissance électrique va être considérée de 9 kW, soit la puissance nominale. Ceci revient à considérer que la cogénération produit de l'électricité en permanence à l'exception des mois de mai, juin, juillet, août et septembre. En réalisant cette

manipulation, l'électricité produite annuellement est de 45.792 kWh pour les 46.611 kWh annoncé par le tableur COGENcalc. Il suffit donc d'ajouter quelques jours supplémentaires de fonctionnement début mai ou fin septembre pour atteindre les 46.611 kWh prédits. Avec cette manipulation, le taux d'autoconsommation passe à 71% et le taux d'autosuffisance à 33%. Ces données plus réalistes serviront de base pour l'étude de rentabilité.

Le même type de graphique que pour la partie énergétique portant sur le photovoltaïque et les batteries peut être généré. Comme expliqué ci-dessus, la production sera constante suite à l'hypothèse établie mais il s'agit de la donnée la plus précise obtenue à ce stade. La production durant les mois cités plus haut sera nulle.

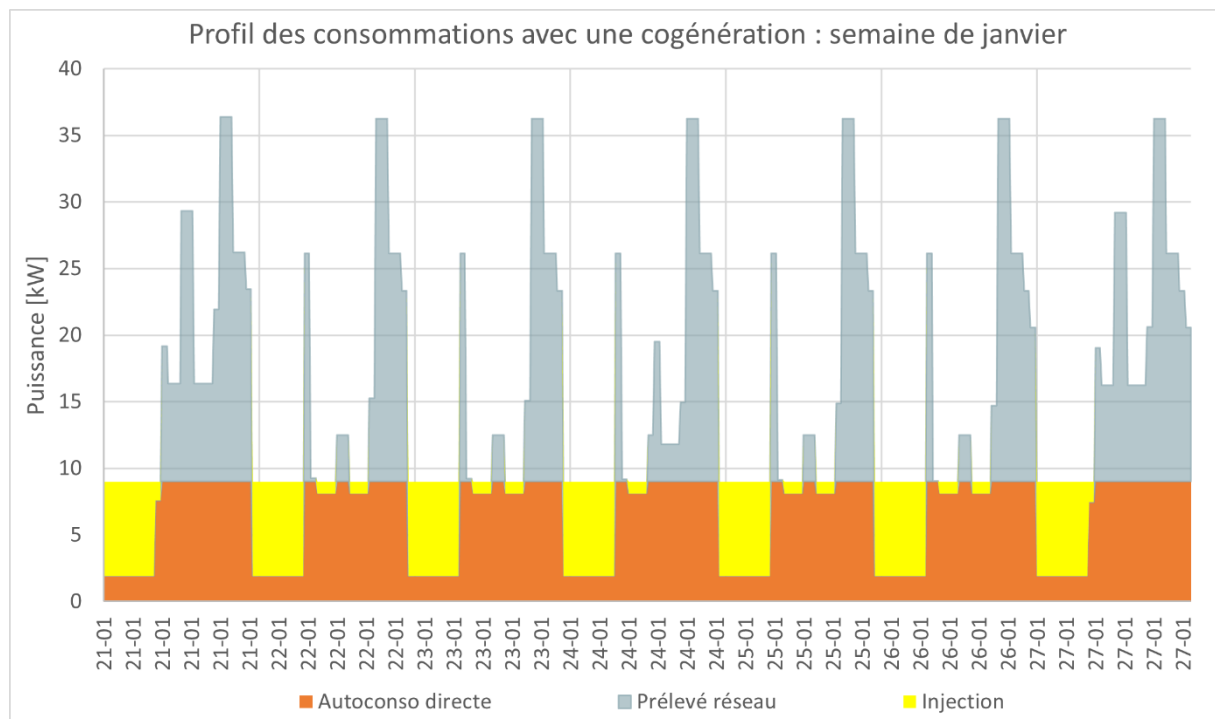


Figure 54 - Profil des consommations avec une cogénération : semaine de janvier (Réalisé via le tableur Excel Enersol)

Outre le fait qu'une unité de cogénération permette de produire à la fois de la chaleur et de l'électricité, cette installation technique permet de réaliser une économie d'énergie primaire. « Une production combinée de chaleur et d'électricité, conçue en fonction des besoins de chaleur du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de référence, dont les rendements annuels d'exploitation sont définis et publiés annuellement » est la façon dont la Région wallonne qualifie une cogénération de qualité. Si ces conditions sont remplies, l'installation peut prétendre à une aide régionale sous la forme de certificats verts. (Architecture et Climat 2016)

Le schéma généré par le tableur Excel COGENcalc montre cette économie potentielle d'énergie primaire que pourrait réaliser cette cogénération :

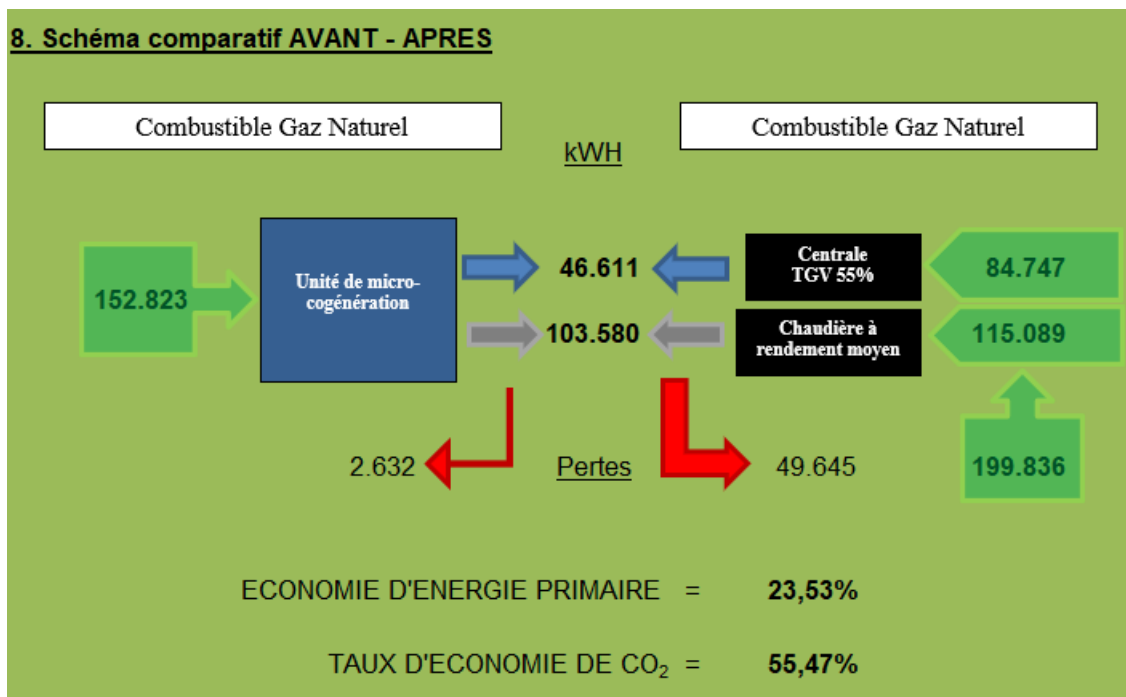


Figure 55 - Schéma comparatif avant/après cogénération (COGENcalc)

Ce schéma permet de comparer la situation énergétique avant et après l'installation d'une unité de cogénération. Il indique que la cogénération permet de réaliser une économie d'énergie primaire par rapport à de l'électricité qui aurait été produite par une centrale turbine gaz vapeur (TGV) et la chaleur par une chaudière classique d'un rendement de 90%.

Avec une économie de 47.013 kWh d'énergie primaire, l'installation d'une cogénération permettrait de réaliser une économie annuelle de 23,53 %. Les pertes du système passent de 49.645 kWh à 2.632 kWh.

Il faut noter que parmi les 46.611 kWh électriques produits par la cogénération, seuls 33.022 kWh sont autoconsommés et 13.589 kWh sont injectés sur le réseau.

Pour l'indicateur CO₂, le taux annuel d'économie serait de 55,47%, soit 9.350 kg par an épargnés.

12.6.3. Etude de rentabilité

Bien que le tableur COGENcalc permette de générer une étude de rentabilité, celle-ci sera entièrement refaite dans un autre tableur. En effet il n'est pas toujours évident de comprendre l'ensemble des paramètres des tableurs réalisés par d'autres et certains aspects sont parfois même masqués. Pour éviter toute confusion et permettre d'utiliser des données semblables aux autres études de rentabilité, il est plus sécurisé d'agir de la sorte.

Hypothèses de calculs

Les différentes hypothèses sont reprises dans ce tableau :

Tableau 22 - Résumé des paramètres pour l'étude de rentabilité du PV

Investissement	Recettes	Dépenses
Achat et installation de l'unité de cogénération	- Electricité épargnée avec la production de la cogénération - Electricité revendue sur le réseau - Certificats verts - Coût du gaz économisé	- Coût du gaz utilisé par la cogénération - Maintenance

Le montant de l'investissement provient d'un devis émis par l'entreprise Enersol. Il se chiffre à 52.218€ TVAC. Pour les recettes, elles sont multiples. Il s'agit tout d'abord de l'électricité produite par la cogénération et qui n'a donc pas dû être achetée sur le réseau, soit 33.022 kWh. L'injection dont le prix est toujours de 0,04 €/kWh est de 13.589 kWh. Les certificats verts ont été considérés à 21/an par le tableur COGENcalc et le prix défini est de 65€ l'unité. En ce qui concerne le coût du gaz économisé, il est basé sur la production de chaleur de la cogénération qui est de 103.580 kWh et qui permet de générer une économie de 156.939 kWh en considérant le rendement global calculé précédemment, soit 66%.

Pour la dépense, le coût en combustible de la cogénération a été calculé sur base de la formule utilisée dans COGENcalc, c'est-à-dire la quantité d'électricité fournie par la cogénération divisée par son rendement. Cela revient à diviser 46.641 kWh par le rendement électrique de 30,5%. Un coût de maintenance de 0,027 €/kWh_e est suggéré par défaut par le tableur et il sera également intégré dans la nouvelle étude de rentabilité.

Résultats

Tableau 23 - Résultats rentabilité cogénération

	Prix 1 (Juin 2021)	Prix 2 (Juin 2022)
Investissement	52.218 €	52.218 €
Recettes année 1	19.163€	37.964 €
Dépenses année 1	9.547 €	21.903 €
Bénéfice sur 15 ans	183.241 €	312.827 €
Temps de retour sur investissement	5 ans	3 ans
Taux de rentabilité interne sur 15 ans	20 %	34 %
Valeur actuelle nette sur 15 ans	91.274 €	192.176 €

Comme pour l'ensemble des études de rentabilité vues jusqu'à présent, les prix des énergies sont des paramètres très importants qui influencent drastiquement les résultats. Ainsi entre le prix 1 et le prix 2 les situations économiques sont très différentes. Alors que pour le premier prix la VAN est de 91.274€ au bout de 15 ans, elle présente un surcoût de plus de 100.000€ avec les prix de juin 2022.

Une unité de cogénération permet de générer une économie d'électricité et de gaz avec une énergie plus faible à la base qu'un système avec deux modes de production comme le schéma vu plus haut le montre. Cette économie d'énergie globale rend l'installation d'une cogénération rentable et cette rentabilité s'améliore plus les prix de l'énergie sont hauts.

Néanmoins ce système fonctionnant principalement au gaz, il n'est pas certain que les autorités publiques continuent de le favoriser. Les certificats verts pour de telles installations pourraient potentiellement disparaître et diminuer la rentabilité. L'évolution du prix du gaz et les inquiétudes qu'elle génère pourraient également être un frein pour un tel investissement.

12.7. Installation de panneaux solaires thermiques

La dernière analyse d'une potentielle installation technique dans ce travail se focalisera sur l'installation de panneaux solaires thermiques. Bien que cette technologie soit parfois délaissée au profit de panneaux photovoltaïques, elle mérite tout de même de figurer parmi la liste des solutions possibles pour la Résidence Elisabeth.

Cette analyse se basera essentiellement sur le tableur Excel qui s'intitule « *Quick Scan Solaire thermique* » qui a été développé par l'entreprise 3E s.a. à destination de la Région wallonne et la Région Bruxelles-Capitale. La version utilisée ici est celle datant de 2015 et qui a été adaptée par CVBA CENERGIE.

Cet outil est intéressant pour obtenir une première approximation des apports énergétiques, de la viabilité économique et de l'économie de CO₂ d'une installation solaire thermique sur un bâtiment. S'agissant d'une estimation, celle-ci n'a pas forcément une grande précision mais elle permet d'évaluer la pertinence d'approfondir ou non le sujet. Le « *guide de l'utilisateur* » qui décrit le fonctionnement de ce tableur Excel annonce une marge d'erreur de plus ou moins 20% pour les résultats. Cet outil a été créé pour les bâtiments ayant une consommation importante, il ne conviendrait donc pas pour une installation pour une maison unifamiliale. La taille minimale pour qu'une installation puisse être transcrite dans ce tableur est de 20 m² minimum. (Bruxelles Environnement 2010)

Il faut garder à l'esprit que les toitures de la copropriété Elisabeth ont une taille limitée et que l'installation photovoltaïque a été dimensionnée dans le cadre de ce travail en considérant que la totalité de la surface était disponible. Si l'installation de capteurs solaires thermiques devait avoir lieu, elle se ferait forcément aux dépens de l'installation photovoltaïque. Il y a donc un dilemme qui est de savoir ce qu'il serait le plus judicieux d'installer sur les toits de ce bâtiment et dans quelles proportions.

Il faut également noter qu'une installation solaire thermique sur les toitures du bâtiment étudié ne nécessiterait pas qu'il y ait une forme juridique de la forme d'une communauté d'énergie renouvelable au préalable. Les systèmes de chauffage et d'eau chaude sanitaire étant tous les deux déjà communs pour l'ensemble des occupants du bâtiment, aucun mécanisme juridique supplémentaire ne serait nécessaire a priori. Puisque les communautés d'énergie renouvelable sont au cœur du projet de recherche AMORCE, c'est en toute logique que la solution sollicitant la formation de cette forme juridique serait plus intéressante qu'une installation n'en ayant pas forcément besoin.

12.7.1. Dimensionnement de l'installation

Le produit qui est installé, entre autres, par l'entreprise Enersol est le capteur solaire plan « *EURO L20 MQ AR* » de la marque Wagner&Co. Le gain énergétique du panneau est de 510 kWh/m²a et celui-ci peut se poser à plat ou avec une inclinaison. Ce panneau solaire thermique sert ici d'illustration car les données relatives aux performances énergétiques du matériel sont non modifiables dans le tableur qui sera présenté et utilisé par la suite. (Wagner & Co 2010)



Figure 56 - Capteur solaire thermique Euro L20 MQ AR (Wagner & Co 2010)

En plus des capteurs solaires, une installation complète prévoit d'autres composants essentiels. Il s'agit notamment de prévoir un stockage suffisant pour contenir l'eau chauffée par les panneaux, des fixations pour les panneaux, de l'antigel pour le fluide caloporteur, d'un vase d'expansion, etc.

Le tableur Excel Quick Scan Solaire thermique permet de passer outre cette étape en dimensionnant directement l'installation sur base des informations fournies par l'utilisateur. Ces informations ont un volet énergétique pour la première partie de ce tableur et ensuite un volet économique pour la seconde partie. Cette dernière peut servir à réaliser une étude de rentabilité du projet dimensionné au préalable.

Les premières données demandées dans le tableur concernent le « *descriptif de l'établissement* ». Il faut pouvoir entrer des données indispensables comme le type d'établissement qui sera complété ici par « *logement de plus de 15 appartements* », le nombre d'occupants qui a été estimé à 55 et le type de toiture qui est une toiture plate. D'autres données facultatives peuvent également être fournies. Il s'agit des suivantes :

- Le nombre de logements qui a été encodé à 30 afin de prendre en compte les deux espaces de bureaux.
- Le taux d'occupation annuel moyen qui est laissé par défaut à 100%.
- La surface du bâtiment avec 3.957 m² et la surface maximale utile en toiture qui a été arrondie à la surface des toitures concernées sans prendre en compte les obstacles potentiels, c'est-à-dire 663 m².
- L'orientation qui a été placée en sud afin d'avoir une production maximale et l'inclinaison qui est laissé à 5° par défaut.

Viennent ensuite les données concernant la production d'eau chaude pour le système actuel. Celles-ci consistent simplement à entrer le vecteur énergétique qui est le gaz et le rendement de la chaudière qui a été établi à 94% pour le chauffage et 75% pour l'ECS dans l'audit énergétique. Il sera ici défini à 90%

afin que les résultats correspondent exactement aux 75% de l'audit. Si ces 75% sont introduits directement, les résultats ne correspondent pas à un rendement effectif comme tel, très certainement à cause d'un facteur de correction qui doit être présent dans les calculs masqués de l'outil.

Après avoir entré ces données, les suivantes portent sur la consommation en eau chaude sanitaire. Pour les informations non obligatoires, il est demandé la consommation moyenne d'eau chaude, la température de stockage ou de production de l'eau chaude, la consommation annuelle de combustible pour l'eau chaude et la consommation annuelle totale de combustible de chauffage. La seule donnée obligatoire demandée est le profil de puisage de l'eau chaude. Cette information est complétée par un profil avec une demande 7 jours sur 7 durant toute l'année.

Pour les autres informations, elles peuvent soit être insérées, soit être calculées par le tableur avec des données standards. Dans ce cas-ci, il est possible de fournir ces données puisqu'elles ont été calculées auparavant.

Pour rappel, les différentes données calculées dans le point portant sur la pompe à chaleur et réutilisées dans la section sur les chauffe-eaux thermodynamiques sont les suivantes :

- Consommation journalière en eau chaude sanitaire : 2.200 L
- Besoins annuels nets en énergie pour l'ECS : 42.025 kWh
- Consommation annuelle finale en énergie pour l'ECS : 121.653 kWh

La consommation moyenne d'eau chaude encodée est donc de 803 m³/an, soit 803.000 L par an. La température de consigne est fixée à 55°C et la consommation annuelle en combustible pour l'eau chaude sanitaire est fixée à 121.653 kWh, comprenant ainsi les pertes de rendement pour la production, pour le stockage et pour la distribution. La consommation pour le chauffage n'influençant pas les résultats, celle-ci n'est pas encodée.

En réalisant divers tests avec le tableur, il peut être observé que seule la consommation moyenne d'eau chaude influence réellement les résultats. Lorsque qu'elle est absente, le tableur ne va pas considérer la consommation en combustible mais estimer lui-même la consommation en eau chaude. Pour ce scénario il va considérer une consommation journalière par personne de 35 L ce qui représente une consommation de 1,93 m³ par jour.

Dans ce cas-ci, la consommation est de 2,2 m³ par jour à 55°C. Cette donnée est multipliée par un facteur de correction afin de fournir une consommation d'eau chaude à 60°C. Cette consommation est de 1,98 m³ par jour. Il s'agit ici de simplement adapter les données pour que le tableur puisse réaliser les calculs suivants.

Maintenant que l'ensemble des données a été intégré dans le tableur, il est possible de générer les résultats. Il faut néanmoins garder à l'esprit que ces résultats sont produits sur base de données que l'utilisateur du tableur ne peut afficher et donc changer. Il s'agit en quelque sorte d'une « *boite noire* » qui reprend des données standards qui nécessitent d'être actualisées par les propriétaires du tableur afin qu'il soit le plus en phase avec les données récentes. S'agissant d'une version du tableur datant de 2015, les données ne devraient pas être fondamentalement différentes des données actuelles.

12.7.2. Aspects énergétiques

En considérant les hypothèses de calculs suivantes :

Tableau 24- Hypothèses principales pour le tableur Quick Scan Solaire thermique

Vecteur énergétique utilisé	Gaz naturel
Rendement utile de production d'eau chaude par l'appoint	75%
Consommation d'eau chaude en équivalent journalier	1,98 m ³ /jour à 60°C
Orientation des capteurs solaires	Sud
Inclinaison des capteurs solaires	35°

Après avoir entré ces hypothèses principales et les autres informations développées précédemment, le tableur émet les résultats énergétiques suivants :

Tableau 25 - Résultats énergétiques du Quick Scan Solaire thermique

Fraction solaire utile à l'optimum	36%
Surface de capteurs à l'optimum	28 m ²
Surface de toiture plate correspondante	92 m ²
Production solaire annuelle nette	15.228 kWh _{solaires} /an
Combustible économisé	20.284 kWh/an

Pour une surface de capteurs de 28 m² avec une emprise de 92 m², près de 15.228 kWh de chaleur pourraient être produits annuellement. Cette valeur prenant en compte les pertes du système comme le stockage, cela reviendrait à économiser 20.284 kWh par an, soit la production solaire à laquelle les pertes de rendement de la chaudière actuelle seraient ajoutées.

Ainsi la consommation annuelle du bâtiment pour réaliser l'eau chaude sanitaire passerait de 121.653 kWh à 101.369 kWh. La diminution serait donc de 16,9%.

En termes de stockage, le tableur préconise un volume de 1,98 m³, soit l'équivalent de la consommation quotidienne en ECS pour le bâtiment. Deux ballons d'eau chaude d'un mètre cube chacun seraient donc suffisants.

Si l'installation était réalisée, cela voudrait dire que la surface du toit actuellement disponible pour du photovoltaïque serait réduite de minimum 92 m². La surface étant de 662 m², il resterait 570 m² pour le photovoltaïque. Cette répartition pourrait sembler raisonnable pourtant l'installation photovoltaïque est déjà limitée en taille à cause des superficies des toitures. Il faudra donc s'intéresser à d'autres critères, notamment économiques, afin de savoir s'il serait plus intéressant de se passer de solaire thermique ou si cet investissement est judicieux.

Avec 20.284 kWh de combustible économisé, l'énergie primaire correspond au même montant puisqu'il s'agit du gaz naturel utilisé comme vecteur énergétique. En termes d'émission de CO₂ non émises elles correspondent à 5.091 kg par an.

12.7.3. Etude de rentabilité

Cette dernière étude de rentabilité est particulièrement importante car elle va permettre de savoir quelle installation entre le solaire thermique et le photovoltaïque est la plus intéressante financièrement. Compte tenu de la taille limitée du toit, cette information est primordiale.

Cette étude sera également reproduite sur un tableur supplémentaire car il n'est pas possible d'avoir accès à l'ensemble des données sur le tableur Excel Quick Scan Solaire thermique. Des paramètres très importants comme le taux d'actualisation ne peuvent pas être adaptés à cette étude de rentabilité ce qui nécessite d'utiliser un second tableur.

Hypothèses de calculs

Les différentes hypothèses sont reprises dans ce tableau :

Tableau 26 - Résumé des paramètres pour l'étude de rentabilité du PV

Investissement	Recettes	Dépenses
Achat et installation des panneaux solaires thermiques	Coût du gaz épargné avec la production solaire thermique	Coût de maintenance

Le devis émis par Enersol étant calqué sur une installation de 67 m², il a été ramené à un prix correspondant à 28,8 m², soit 12 panneaux solaires thermiques. La dépense correspond au montant de gaz qui sera épargné en produisant les 15.228 kWh thermiques, soit 20.284 kWh. Un coût de maintenance de 153€ la première année est suggéré par le tableur. Il est basé sur le montant de l'investissement.

Résultats

Tableau 27 - Résultats rentabilité solaire thermique

	Prix 1 (Juin 2021)	Prix 2 (Juin 2022)
Investissement	27.569 €	27.569 €
Recettes année 1	1.036 €	2.729 €
Dépenses année 1	156 €	156 €
Bénéfice sur 15 ans	20.763 €	56.186 €
Temps de retour sur investissement	30 ans	11 ans
Taux de rentabilité interne sur 15 ans	- 3 %	9 %
Valeur actuelle nette sur 15 ans	- 11.515 €	15.931 €

Les dépenses annuelles de cette technologie sont faibles mais les recettes le sont également. Avec des temps de retour de 30 et 11 ans, les panneaux solaires thermiques sont moins intéressants financièrement que les panneaux photovoltaïques.

L'influence des prix sur la rentabilité est la même que celle observée jusqu'à présent. Avec les prix de juin 2021, le temps de retour est beaucoup plus long et les résultats financiers sont toujours dans le rouge au bout de 15 ans.

13. Discussion des résultats – Analyse comparative

Après avoir analysé séparément chaque solution technique, il est temps de les comparer entre-elles à l'aide des différents indicateurs calculés au préalable. Ce chapitre sera consacré à une analyse comparative des différents indicateurs et tentera de mettre en avant diverses dynamiques et réflexions.

13.1. Indicateur taux d'autoconsommation

La volonté affirmée des autorités publiques de pousser les producteurs à autoconsommer un maximum de leur production est renforcée avec les communautés d'énergie renouvelable. Les avantages de pousser à cette tendance sont multiples : réduire la pression sur le réseau électrique notamment en réduisant les pics d'injection et en favorisant la pénétration des énergies renouvelables, favoriser la consommation de l'électricité in situ afin d'éviter de devoir importer d'un site de production plus éloigné, favoriser l'intégration de l'énergie renouvelable produite dans le mix énergétique, etc.

Le graphique ci-dessous permet de comparer les différents taux d'autoconsommation par installation. Les solutions techniques pompe à chaleur seule et solaire thermique sont logiquement absentes puisqu'aucune production électrique n'est générée.

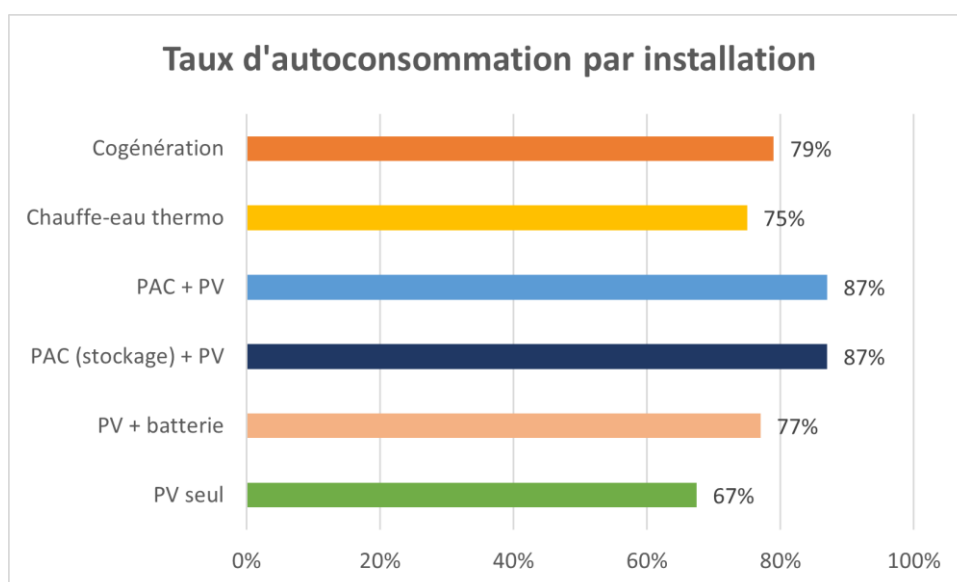


Figure 57 - Comparaison du taux d'autoconsommation par installation

Le meilleur taux d'autoconsommation obtenu est celui de 87 % représenté par la pompe à chaleur fonctionnant comme stockage de l'excédent photovoltaïque et de la pompe à chaleur réalisant l'ensemble de l'ECS. Dans ces deux scénarii, la pompe à chaleur s'enclenche dès qu'il y a un excédent de production électrique pour une puissance crête de 6,36 kW. Ces solutions sont d'autant plus intéressantes qu'elles permettent de contribuer ou de fournir l'entièreté de l'eau chaude sanitaire du bâtiment. Bien qu'il s'agisse d'une dégradation d'énergie électrique en énergie thermique, celle-ci est mieux valorisée que s'il s'agissait d'une simple résistance électrique grâce au rendement élevé de la pompe à chaleur.

La deuxième place est pour la cogénération, qui grâce à une production considérée comme constante durant les mois de chauffe du bâtiment, permet d'autoconsommer jusqu'à 79 % de l'électricité qu'elle produit.

Ensuite viennent, avec successivement 77 % et 75 %, l'installation photovoltaïque couplée avec des batteries et l'option décentralisée de chauffe-eaux thermodynamiques. Il est intéressant de noter que l'ajout de batteries permet d'améliorer de 10 % l'autoconsommation par rapport à l'installation photovoltaïque seule.

Pour les boilers thermodynamiques, les résultats sont à nuancer. En effet l'hypothèse de consommation électrique posée a été de considérer que la consommation est constante tout au long de la journée et de l'année. Pourtant ce producteur d'eau chaude sanitaire pourrait très bien fonctionner comme la PAC, c'est-à-dire selon une consigne précise. De plus la puissance crête cumulée de ces installations est de 11,2 kW, soit presque deux fois plus que pour la PAC. En modifiant les hypothèses de consommation pour les rendre adaptées à l'excédent d'électricité électrique, il serait possible d'atteindre des taux d'autoconsommation supérieurs à ceux de la PAC puisque la puissance permettrait d'absorber davantage d'électricité durant les pics de production. Néanmoins cette absorption supplémentaire est à minimiser car comme il a été vu dans la partie sur la PAC, la quantité d'énergie non absorbée par la PAC est minimale. De plus les besoins en ECS ne sont pas extensibles et il n'est pas possible d'absorber plus que ceux-ci quotidiennement.

Dans la pratique, il semble également plus compliqué de piloter 30 chauffe-eaux thermodynamiques plutôt qu'une seule pompe à chaleur. D'autant que les boilers thermodynamiques deviendraient des appareils privatisés et non plus la propriété commune de la copropriété.

En toute logique c'est l'installation photovoltaïque seule qui présente le taux d'autoconsommation le plus bas avec 67 %. Il s'agit tout de même d'un taux assez élevé en comparaison au taux de 37,76 % considéré pour le forfait du tarif prosumer en Région wallonne (Wikipower 2022).

Bien que l'amélioration du taux d'autoconsommation soit essentielle, il faut faire attention à ne pas l'améliorer faussement. Ajouter un super consommateur comme un véhicule électrique va permettre d'améliorer drastiquement l'autoconsommation mais si c'est pour ajouter un besoin supplémentaire au lieu de satisfaire les besoins existants, la pertinence de ce consommateur en plus n'est pas forcément garantie.

Dans le même ordre d'idée, l'installation pourrait être sous-dimensionnée afin d'améliorer ce taux d'autoconsommation. Or une installation sous-dimensionnée, bien qu'elle permette d'avoir un taux d'autoconsommation élevé, ne répondra peut-être plus de manière optimale à son rôle de fournir de l'électricité renouvelable.

13.2. Indicateur taux d'autosuffisance

Un taux d'autosuffisance élevé signifie que la production permet de couvrir une grande partie des besoins électriques du bâtiment. Plus ce taux sera élevé, moins il y aura de prélèvement depuis le réseau électrique pour satisfaire ces besoins.

Tout comme pour l'autoconsommation, augmenter l'autosuffisance entraîne des avantages pour le réseau électrique public. Ainsi la réduction du prélèvement évitera de devoir produire, potentiellement loin du lieu de consommation, de l'électricité avec les pertes de production, de transport et de distribution relatives. Augmenter le taux d'autosuffisance c'est également améliorer la résilience du bâtiment face à un éventuel black-out ou perte d'approvisionnement. De plus, avec l'augmentation actuelle des prix de l'énergie dont l'électricité, il est intéressant de maximiser son autoproduction et son autosuffisance afin d'être moins dépendant des prix du marché.

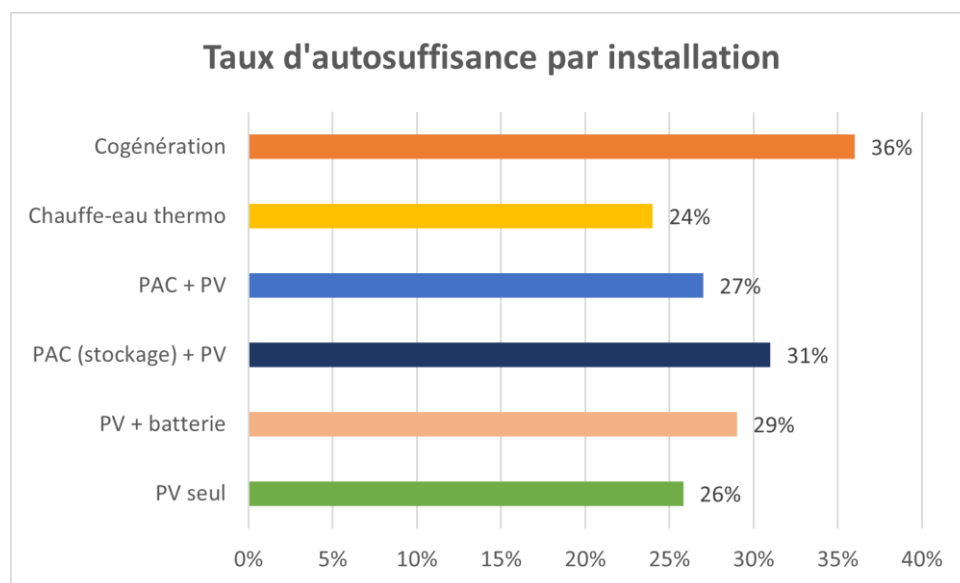


Figure 58 - Comparaison du taux d'autosuffisance par installation

Comme le montre ce graphique comparatif, le taux d'autosuffisance est plus compliqué à améliorer que le taux d'autoconsommation avec les diverses installations techniques étudiées.

Le maximum est représenté avec un taux de 36 % par la cogénération. Il est logique qu'il s'agisse du meilleur taux d'autosuffisance étant donné que la production est considérée comme constante pendant les mois de chauffe et donc plus facilement utilisable instantanément. De plus la production annuelle est de 46.611 kWh électriques pour la cogénération contre 38.681 kWh produits par l'installation photovoltaïque.

Cette installation photovoltaïque seule présente un taux de 26 %. Celui-ci s'améliore faiblement pour passer à 27% pour l'option pompe à chaleur qui réalise l'ensemble de l'ECS et à 29 % avec la solution batteries. La meilleure amélioration s'effectue avec la PAC constituant un stockage thermique puisque ce taux atteint 31 %. Il est logique qu'il s'agisse d'une meilleure amélioration que la PAC réalisant toute l'ECS puisque cette dernière dégrade le taux en puisant sur le réseau.

En sens contraire, l'installation décentralisée avec les chauffe-eaux thermodynamiques dégradent ce taux d'autosuffisance en l'amenant à 24 %. Cette dégradation est cependant à tempérer puisqu'elle

provient du fait que la consommation a été considérée comme constante et non commandée pour fonctionner à pleine puissance durant les pics d'excédents photovoltaïque.

Il faut garder à l'esprit qu'il s'agit ici d'un taux annuel mais que dans la réalité celui-ci peut varier énormément d'un mois à l'autre. Ainsi l'autosuffisance avec la cogénération sera nulle hors des mois de chauffer et l'autosuffisance avec l'installation photovoltaïque sera moindre en hiver par rapport à l'été. Il pourrait être intéressant d'étudier la combinaison installation photovoltaïque couplée à une pompe à chaleur afin d'observer les effets sur ce taux d'autosuffisance annuel et les variations mensuelles.

13.3. Indicateur énergie primaire économisée

L'énergie primaire est un indicateur essentiel sur le plan énergétique puisqu'il permet de comparer différentes consommations sur une même base. Les kilowattheures électriques peuvent ainsi être comparés aux kilowattheures thermiques provenant de tout combustible.

Contrairement aux deux indicateurs précédents, l'installation solaire thermique et la pompe à chaleur produisant l'ECS sans production photovoltaïque couplée figurent dans cette comparaison.

Puisque l'ensemble des solutions techniques permet de générer des économies en énergie primaire, c'est sur base de cet élément qu'ils seront comparés. Il serait néanmoins possible de comparer la consommation en énergie primaire de chaque installation mais puisqu'elle serait nulle pour un certain nombre d'entre-elles, il ne s'agit pas forcément de la meilleure base de comparaison.

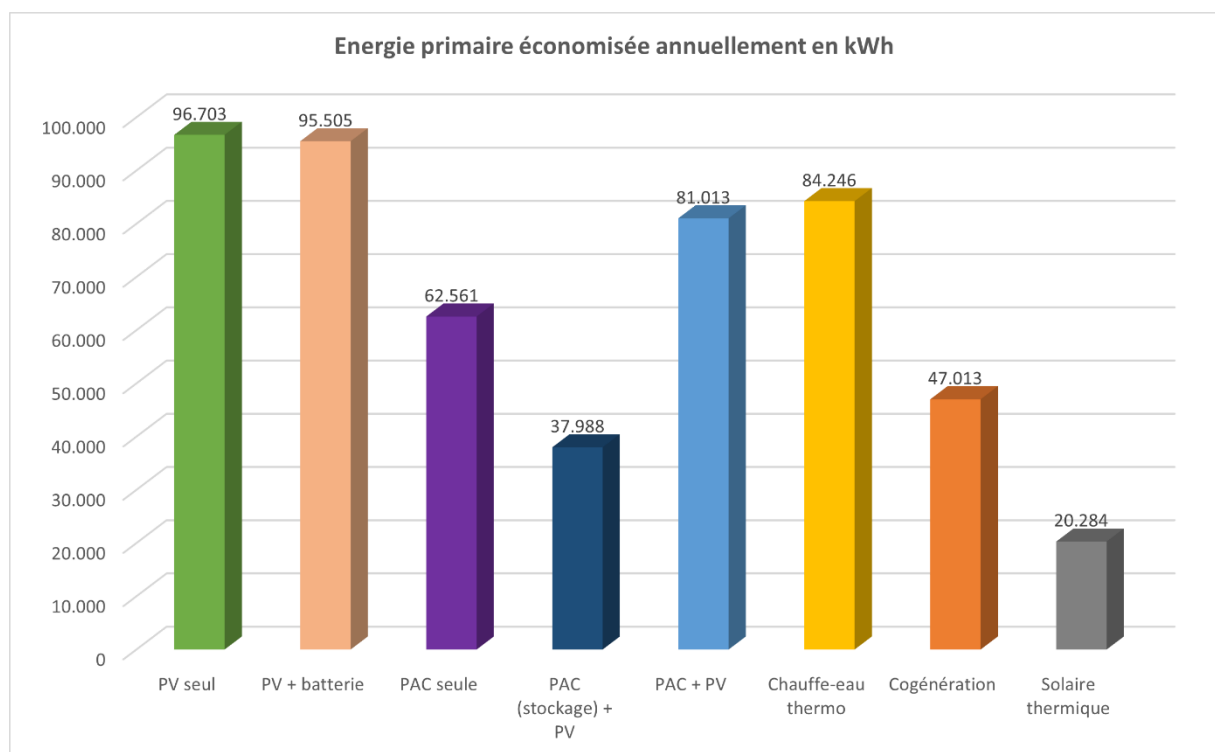


Figure 59 - Comparaison de l'énergie primaire économisée annuellement par installation

Compte tenu du facteur de conversion de 2,5 pour l'électricité, il est logique que ça soit les solutions permettant d'économiser un maximum d'électricité qui soient les mieux classées. Dans cette idée c'est l'installation photovoltaïque qui permet la plus grande économie annuelle d'énergie primaire avec 96.703 kWh. Avec l'ajout de la batterie, le résultat est très légèrement inférieur à cause des quelques pertes de rendement supplémentaires du dispositif de stockage.

Viennent ensuite les boilers thermodynamiques qui permettent d'éviter la combustion de gaz pour la réalisation de l'ECS et qui améliorent grandement le rendement global de la production et distribution d'ECS.

Vient ensuite la pompe à chaleur utilisant le surplus d'électricité photovoltaïque et garantissant l'ensemble de l'ECS avec un gain en énergie primaire de 81.013 kWh par an.

Les quatre dernières solutions énergétiques varient de 62.561 kWh pour la pompe à chaleur seule à 20.284 kWh pour l'installation solaire thermique. La cogénération se situe entre les deux avec 47.013 kWh tout comme la PAC comme stockage de l'excédent photovoltaïque avec 37.988 kWh. Le point commun de ces quatre installations est le fait qu'elles permettent de diminuer la consommation de gaz et donc l'énergie primaire induite.

Si l'objectif est de diminuer la consommation d'énergie primaire, il est évident que c'est l'installation photovoltaïque qui doit être favorisée. Ce gain pourrait également être couplé avec l'option PAC + PV qui sont partiellement cumulables puisque d'un côté il s'agit d'une économie d'électricité provenant du réseau et de l'autre d'une économie de gaz utilisé pour réaliser l'ECS.

13.4. Indicateur émissions de CO₂ économisées

Plus que jamais cet indicateur a une importance primordiale dans le choix d'une nouvelle installation. En effet avec le changement climatique et les objectifs fixés en la matière, il est indispensable de minimiser les émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

Que ce soit en limitant la consommation de l'électricité du réseau ou en réduisant la consommation de gaz naturel, émetteur de CO₂, les différentes solutions techniques explorées permettent de générer une économie annuelle en termes d'émissions de CO₂.

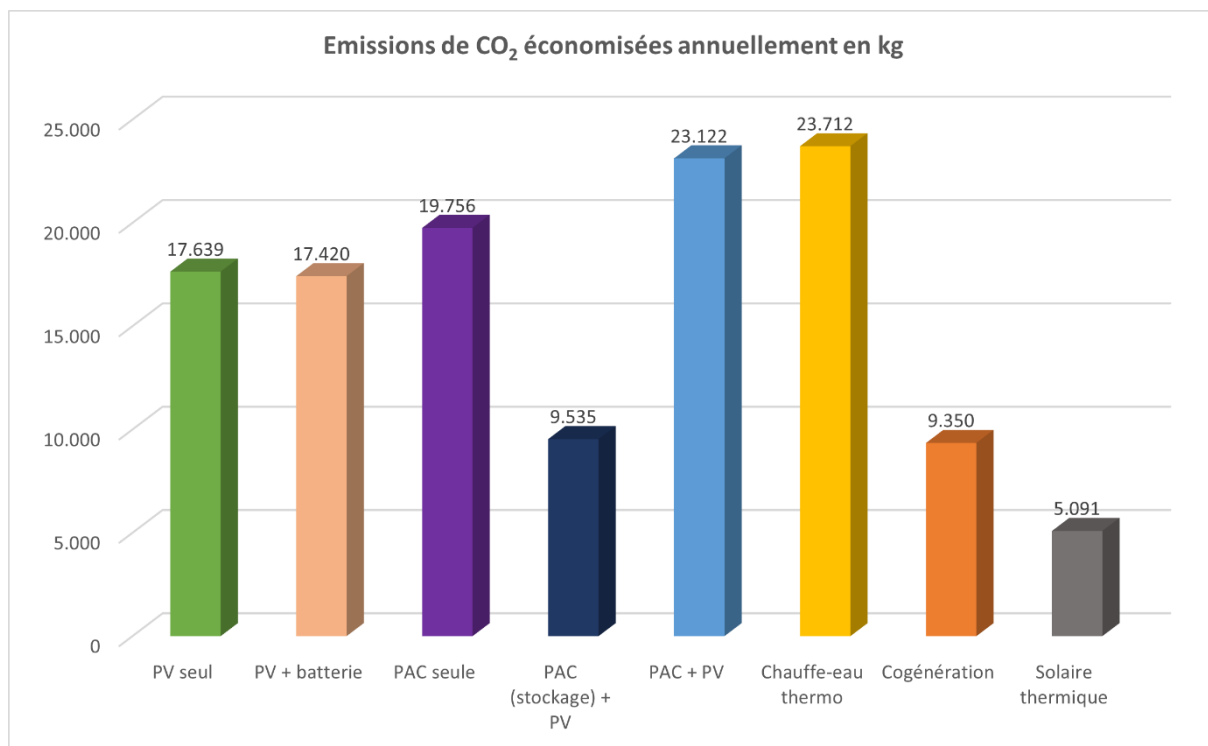


Figure 60 - Comparaison des émissions de CO₂ économisés annuellement par installation

Permettant de réduire à zéro la consommation de gaz pour l'ECS tout en produisant une partie de celle-ci grâce à de l'électricité photovoltaïque, la PAC et les chauffe-eaux thermodynamiques sont les deux solutions techniques qui permettent la plus grande économie annuelle de CO₂ dépassant les 23 tonnes.

Légèrement derrière avec presque 20 tonnes par an, la pompe à chaleur seule produisant l'ECS est également très bien placée. Il paraît donc évident qu'en considérant un COP constant au cours de l'année, remplacer le système au gaz actuel par une PAC avec un meilleur rendement améliore grandement les performances environnementales.

Outre le gaz, l'installation photovoltaïque ainsi que celle-ci couplée avec un dispositif de stockage électrique permettent également des économies importantes de CO₂. Celles-ci sont de l'ordre de 17 tonnes par an.

Tout comme c'est le cas avec l'énergie primaire, les gains en CO₂ du photovoltaïque et des autres installations peuvent se cumuler partiellement puisque d'un côté il y aurait un gain sur l'électricité non consommée du réseau et de l'autre côté un gain sur le gaz non consommé pour l'ECS. Il faut néanmoins être vigilant à ne pas comptabiliser deux fois un même gain.

La PAC comme moyen de stockage et la cogénération sont fort semblables avec des économies proches des 9.500 kg par an. Il est logique que les économies générées soient moindres puisque la PAC dans cette configuration ne permet pas de réaliser toute l'ECS et donc de réduire davantage la consommation de gaz. Pour la cogénération, celle-ci continue à générer du CO₂ en consommant du gaz bien que son rendement soit meilleur.

Le solaire thermique apporte la plus petite économie avec un gain annuel proche des 5 tonnes.

13.5. Indicateurs économiques

Après avoir comparé et analysé les quatre facteurs énergétiques retenus, la suite de cette analyse comparative s'intéresse à différents indicateurs économiques. Ceux qui seront développés sont le temps de retour, le taux de rentabilité interne sur 15 ans et la valeur actualisée nette sur 15 ans.

En ce qui concerne l'investissement, les recettes, les dépenses et le bénéfice sur 15 ans, ils ne seront pas abordés dans cette section. Ils ont déjà été développés dans les analyses précédentes et ils font partie intégrante des trois indicateurs retenus. De plus, ces derniers sont plus pertinents lors de la comparaison d'investissements de natures différentes.

Chaque indicateur sera présenté avec sa situation pour les deux hypothèses de prix de l'énergie retenues. Pour rappel, le prix 1 correspond à la situation de juin 2021 avec 258 €/MWh pour l'électricité et 51 €/MWh pour le gaz. Le prix 2 correspond à la situation de juin 2022 avec un prix de l'électricité à 436 €/MWh et un prix du gaz à 128 €/MWh.

13.5.1. Temps de retour

Le temps de retour (TR) d'une installation est essentiel. C'est lui qui va indiquer à l'investisseur après combien de temps il va récupérer son investissement. Naturellement, plus ce temps de retour sera court, mieux ça sera pour l'investisseur.

Il est impératif que le temps de retour soit inférieur à la durée de vie de l'installation sinon il y a des risques que l'investissement ne soit jamais recouvert.

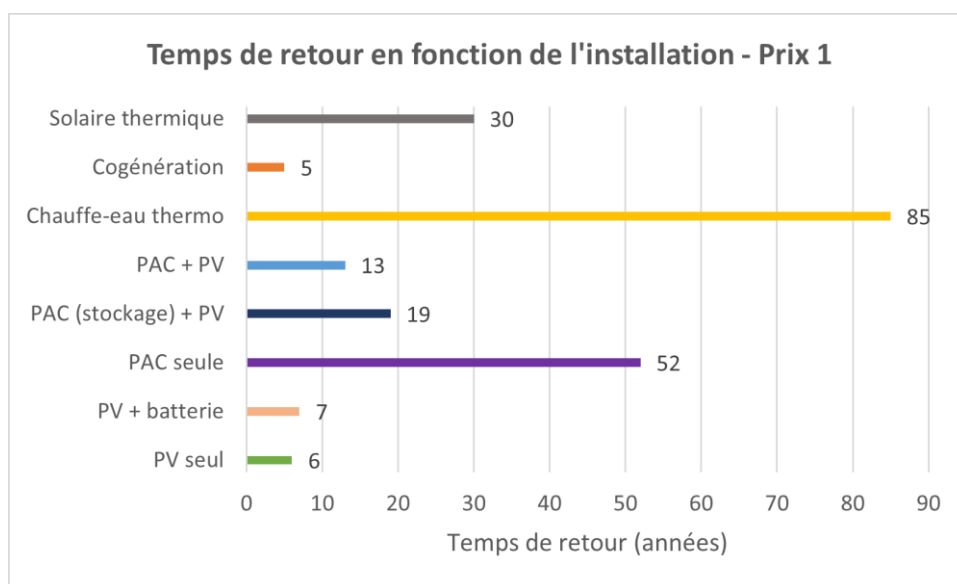


Figure 61 - Comparaison du temps de retour par installation - Prix 1

Ce premier graphique du temps de retour par installation selon les prix de juin 2021 permet de mettre en évidence des résultats très polarisés selon l'installation. D'un côté se trouvent diverses installations avec des temps de retour qui pourraient être qualifiés de raisonnables, c'est-à-dire se trouvant sous les 10 voire 15 ans. De l'autre côté se retrouvent des installations avec des temps de retour long voire très longs.

Parmi les « bons élèves » il y a l'unité de cogénération avec un temps de retour de 5 ans, l'installation photovoltaïque avec 6 ans et son couplage avec une batterie qui fait passer ce temps de retour à 7 ans. Ces résultats sont rassurants car ils montrent que même avec un retour des prix de l'énergie à la situation de juin 2021, ce qui est tout de même improbable sur le court terme, ces investissements garderaient une rentabilité garantie et un temps de retour court.

Pour la cogénération le temps de retour est plus faible mais il faut relativiser ce résultat avec la faible durée de vie de ce type d'installation qui tourne autour des 10 ans. Dans le cadre de ce travail cette durée de vie a été laissée à 15 ans afin de pouvoir l'intégrer dans les différentes études mais il ne faut surtout pas perdre de vue cet élément.

Ces chiffres devraient être encourageants pour les potentiels futurs membres d'une CER qui serait greffée au bâtiment de la Résidence Elisabeth.

Suivent ensuite avec des temps de retour de 13 et 19 ans, la solution PAC fournissant l'ensemble de l'ECS avec une partie de l'électricité et la solution PAC comme stockage thermique. Bien que les temps de retour restent longs, ces résultats sont encourageants. En effet ils montrent que le couplage avec du photovoltaïque améliore la rentabilité en comparaison avec une PAC seule qui a un TR de 52 ans ! Une augmentation du prix du gaz, comme c'est le cas pour la situation de juin 2022 par rapport à 2021, n'est censée qu'améliorer cette rentabilité.

La pompe à chaleur seule est totalement hors course comme mentionné ci-dessus. La situation est la même pour les chauffe-eaux thermodynamiques qui présentent un temps de retour de 85 ans dans ces hypothèses de prix.

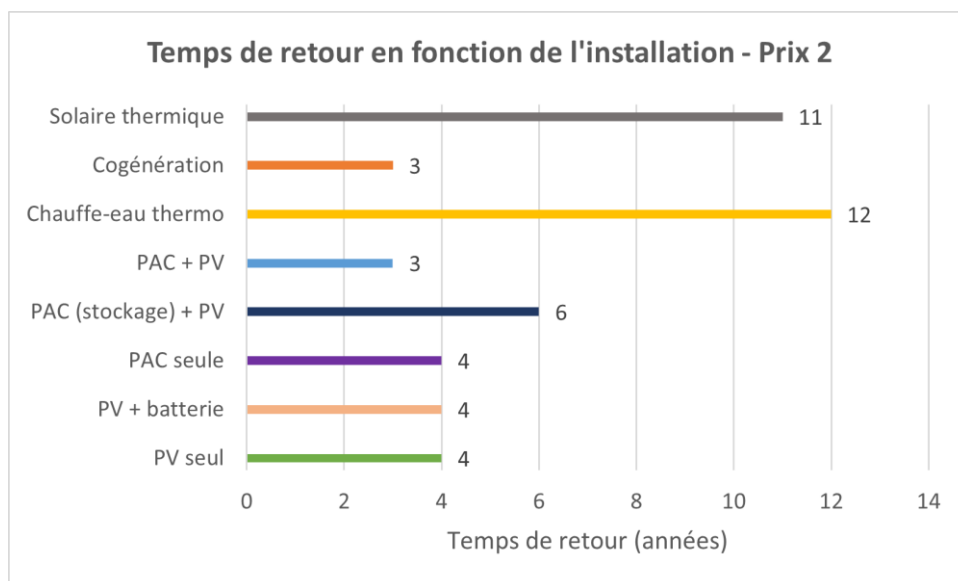


Figure 62 - Comparaison du temps de retour par installation - Prix 2

Sur ce second graphique la situation est tout autre. Les temps de retour sont très courts pour certaines solutions et ils ne dépassent pas les 12 ans pour l'ensemble des installations.

Avec un temps de retour de seulement 3 ans, la cogénération et la PAC garantissant l'ECS couplée au photovoltaïque semblent très intéressants financièrement. Le TR de la cogénération s'est amélioré de 2 ans pour la cogénération et de 10 ans pour la PAC par rapport à la situation de juin 2021. L'influence des prix de l'énergie est flagrante et elle tend à rentabiliser les solutions qui réduisent la consommation de gaz naturel avec des hauts rendements.

Naturellement l'installation photovoltaïque et ainsi que son couplage avec un système de batterie voient leur temps de retour amélioré. Celui-ci passe de 6-7 ans pour atteindre 4 ans. L'augmentation du coût de l'électricité est la raison de cette progression. Plus que jamais ce type d'installation devrait sembler rentable aux yeux d'un investisseur potentiel.

La pompe à chaleur seule, c'est-à-dire sans couplage avec une installation photovoltaïque, voit son temps de retour drastiquement s'améliorer. Celui-ci passe de 52 ans à 4 ans ! Cette observation montre que ce type d'installation peut être rapidement rentabilisé à condition que les hypothèses de prix soient favorables. Compte tenu de la situation tarifaire actuelle incertaine, il faudrait sans doute rester prudent et que les prix du marché confirment leur tendance afin d'assurer une rentabilité à ce type d'installation.

Le pompe à chaleur comme stockage de l'excédent du photovoltaïque voit son TR atteindre 6 années contre 19 précédemment. Cette amélioration est intéressante bien qu'il soit évident que la configuration d'une PAC qui ferait l'ensemble de l'ECS est meilleure dans les deux scénarii de prix. Il serait dès lors étrange de favoriser cette solution au dépend d'une production d'ECS totale.

Les temps de retour des panneaux solaires thermiques passent de 30 à 11 ans et ceux des chauffe-eaux thermodynamiques de 85 à 12 ans. Pour le solaire thermique cette amélioration est rassurante car elle montre que cette installation, quelque peu délaissée en faveur du photovoltaïque, garde une certaine rentabilité pour une utilisation de l'énergie qui est différente. La durée de vie de ces installations pouvant durer plus de 30 ans, il semblerait que ça ne soit pas un investissement particulièrement risqué.

Néanmoins pour ce bâtiment, puisqu'il est nécessaire de produire de l'électricité pour alimenter la CER et qu'une installation solaire thermique viendrait grignoter de la surface en toiture déjà limitée, favoriser le photovoltaïque au dépend du solaire thermique semble être judicieux.

Avec 12 ans de TR, les chauffe-eaux thermodynamiques n'ont pas un temps de retour très rapide. De plus ce TR explose dans l'hypothèse des prix de juin 2021. Il faudra donc être prudent quant à l'installation de ce type de solution. Si individuellement cette solution est intéressante financièrement, à l'échelle du bâtiment une solution centralisée bénéficiant d'électricité PV sera globalement plus avantageuse.

Il est à noter que pour l'ensemble de ces solutions, la chaudière à gaz actuelle pourrait être maintenue pour l'ECS moyennant un coût d'entretien récurrent. L'avantage de ce maintien serait de fournir une solution de secours en cas de panne, de permettre de passer d'un système électrique à un système au gaz en fonction de l'évolution du COP, de la production photovoltaïque ou simplement de l'évolution des coûts du marché. Cette configuration nécessiterait néanmoins un pilotage intelligent à mettre en œuvre.

13.5.2. Taux de rentabilité interne

Comme expliqué dans le point méthodologique avant le développement des différentes études, le taux de rentabilité interne est intéressant pour comparer plusieurs investissements. Lorsque ce taux est en-dessous du taux d'actualisation ici établi à 3%, c'est que l'investissement n'est pas rentable.

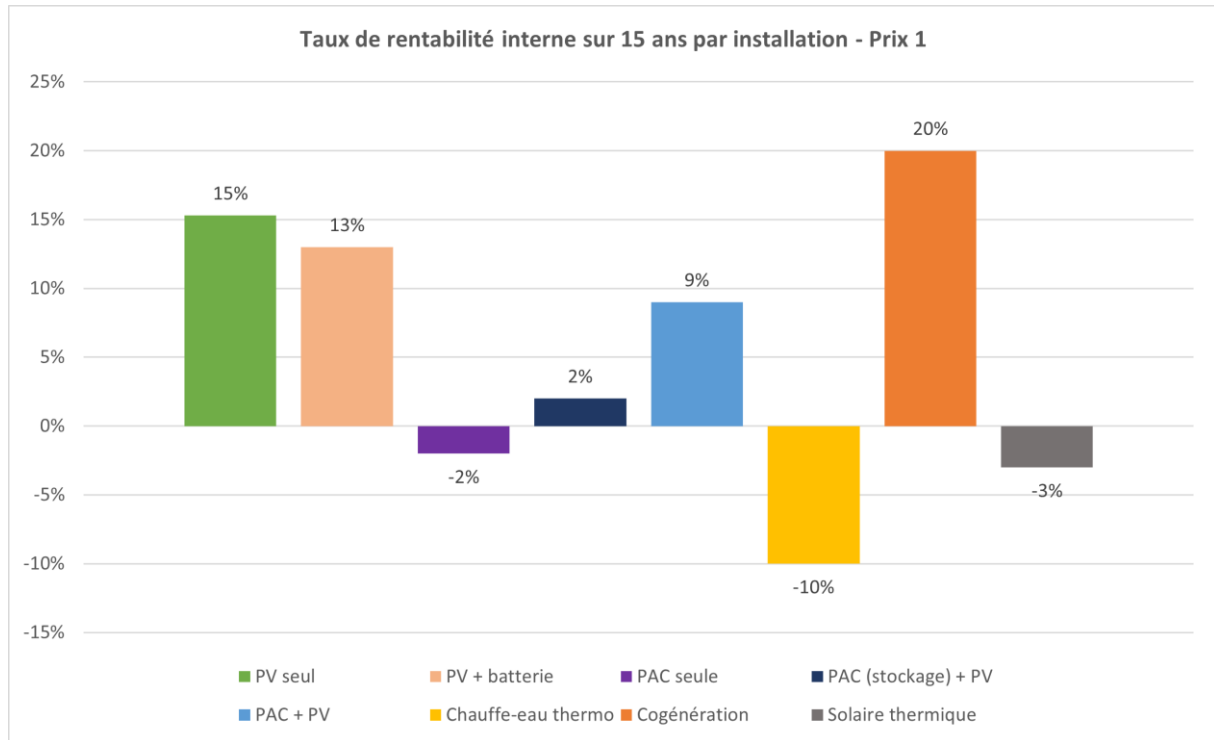


Figure 63 - Comparaison du taux de rentabilité interne sur 15 ans par installation - Prix 1

En considérant cette règle, quatre solutions techniques peuvent être qualifiées de non rentables pour les prix de juin 2021. Il s'agit de la PAC seule, de la PAC en tant que stockage bien que le taux soit pourtant positif, des chauffe-eaux thermodynamiques et du solaire thermique.

Les quatre autres options présentent des TRI élevés. Ceux-ci vont de 9% pour la PAC associée à du PV, respectivement de 13 à 15% pour la solution batterie couplée avec du PV et du PV seul. Pour finir le plus haut TRI est de 20% avec la cogénération.

Un investisseur pourrait dès lors considérer ces quatre investissements comme étant rentables, privilégiant peut-être une solution combinée PV-PAC ou PV-cogénération. Le dispositif de stockage par batterie dégrade légèrement la rentabilité de l'investissement PV seul.

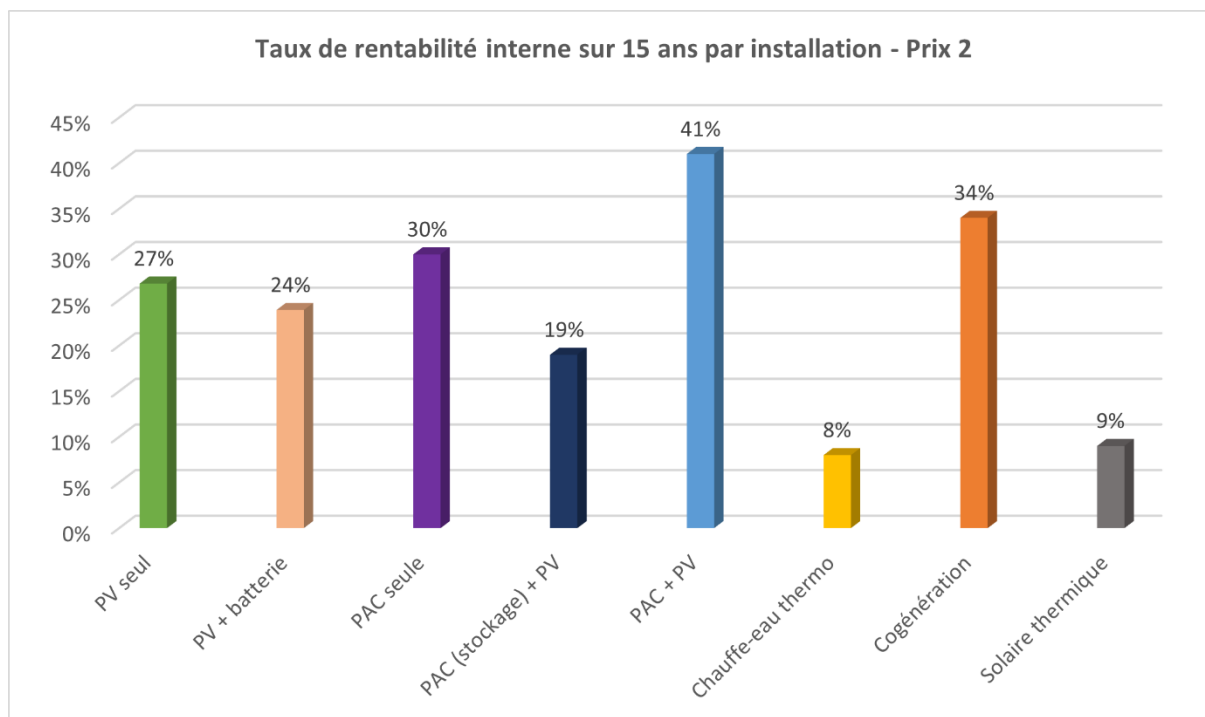


Figure 64 - Comparaison du taux de rentabilité interne sur 15 ans par installation - Prix 2

La situation pour les prix de juin 2022 est très différente car l'ensemble des solutions énergétiques devient ici rentable. L'influence des prix de l'énergie, particulièrement ceux du gaz et de l'électricité, ont un impact important sur la rentabilité des solutions énergétiques de la Résidence Elisabeth.

En tête avec un TRI de 41%, la solution pompe à chaleur couplée à du PV et réalisant l'ensemble de l'ECS semble être l'investissement le plus rentable. Bien entendu celui-ci nécessite d'investir conjointement dans la PAC et dans le PV, ce dernier n'était pas pris en compte dans l'étude sur la PAC mais étant rentable indépendamment de celle-ci. Cette solution était déjà rentable avec les hypothèses de prix 1 avec un TRI de 9%.

La cogénération voit sa rentabilité améliorée également passant de 20 à 34%. Cette amélioration est moins spectaculaire que celle de la PAC, sans doute à cause de l'augmentation du prix du gaz, combustible de la cogénération. Cet investissement peut néanmoins paraître moins pertinent que la PAC car l'incertitude autour des prix du gaz dans l'avenir est immense et rien ne garantit qu'un retour à la normale en termes de prix arrive à court terme.

A moyen terme il est également risqué d'investir maintenant dans un système de production fonctionnant à base d'une énergie fossile qu'est le gaz naturel. Néanmoins la durée de vie de 10 à 15 ans de ce type d'installation évite de se projeter à trop long terme.

Avec un TRI de 30%, dans ces hypothèses de prix même la PAC seule, c'est-à-dire sans couplage avec un système PV, est fortement rentable. Il faut cependant tempérer cette rentabilité car celle-ci est négative dans l'hypothèse de prix 1.

L'installation photovoltaïque voit sa rentabilité grimper encore passant de 15 à 27% de TRI sur 15 ans. Le couplage avec une batterie s'améliore également mais pénalise toujours l'investissement de l'installation PV.

Suivent ensuite la PAC comme stockage avec 19%, le solaire thermique avec 9% et l'option décentralisée des chauffe-eaux thermodynamiques avec 8%. Ces trois installations qui n'étaient pas rentables avec les prix de l'énergie de juin 2021 montrent les plus faibles taux de rentabilité interne parmi les différentes solutions. Si l'objectif premier est la recherche de rentabilité, il paraîtrait logique

que ces trois investissements soient écartés en faveur d'autres options présentant un meilleur TRI et moins de risques financiers.

13.5.3. Valeur actuelle nette

La valeur actuelle nette (VAN) est un indicateur conjoint du taux de rentabilité interne. Elle permet de quantifier les bénéfices ou pertes potentielles d'un investissement en tenant compte de la dépréciation de la monnaie au cours du temps selon un taux d'actualisation ici établi à 3%.

L'avantage premier par rapport au TRI est certainement le fait que la VAN est plus facilement interprétable qu'un taux. Elle permet en quelque sorte de connaître le bénéfice ou la perte que va amener un investissement, au regard de sa valeur par rapport à aujourd'hui. Ainsi recevoir 1.000 € aujourd'hui n'aura absolument la même valeur que de recevoir 1.000€ dans 20 ans. La VAN permet donc de passer outre cette perte de valeur.

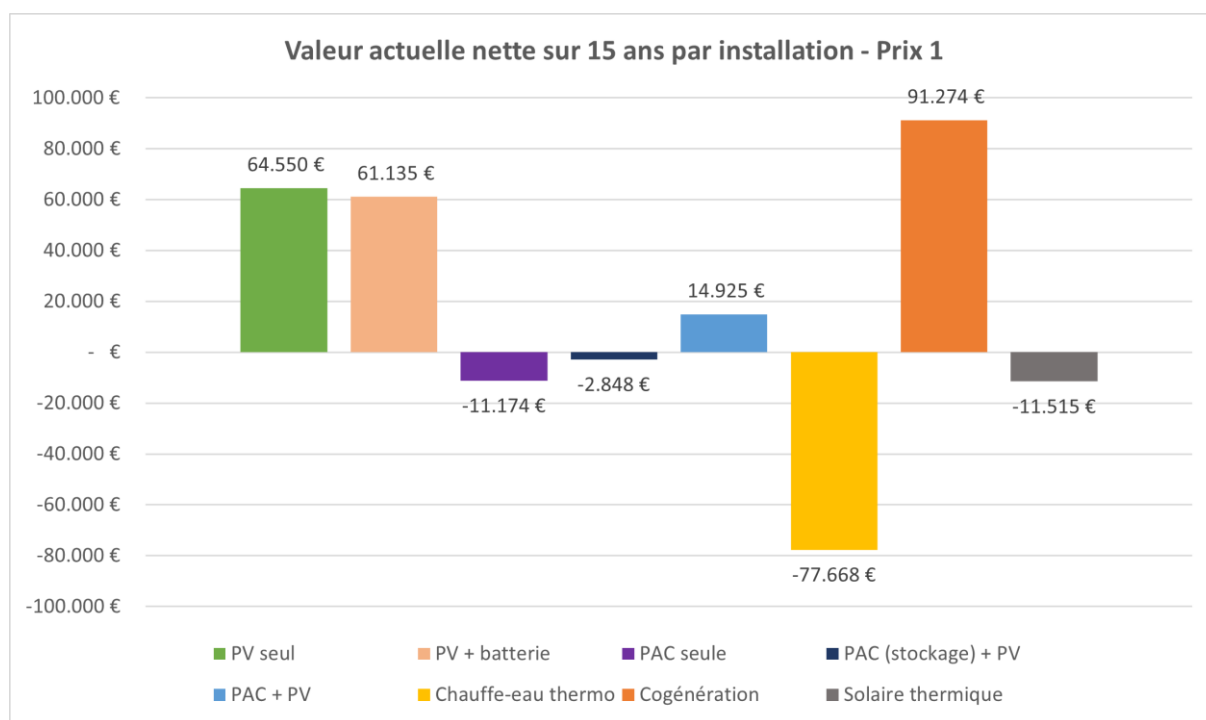


Figure 65 - Comparaison de la valeur actuelle nette sur 15 ans par installation - Prix 1

La VAN et le TRI étant liés, les tendances observées seront les mêmes d'un indicateur à l'autre. Néanmoins il est intéressant de constater les différents montants en jeu.

Ainsi la cogénération, l'installation PV avec ou sans batterie présentent des valeurs actuelles nettes élevées dépassant les 60.000 € et 90.000 €. La PAC combinée au PV est également rentable avec une VAN proche des 15.000€.

Les quatre autres investissements sont quant à eux à pertes dans ce scénario de prix.

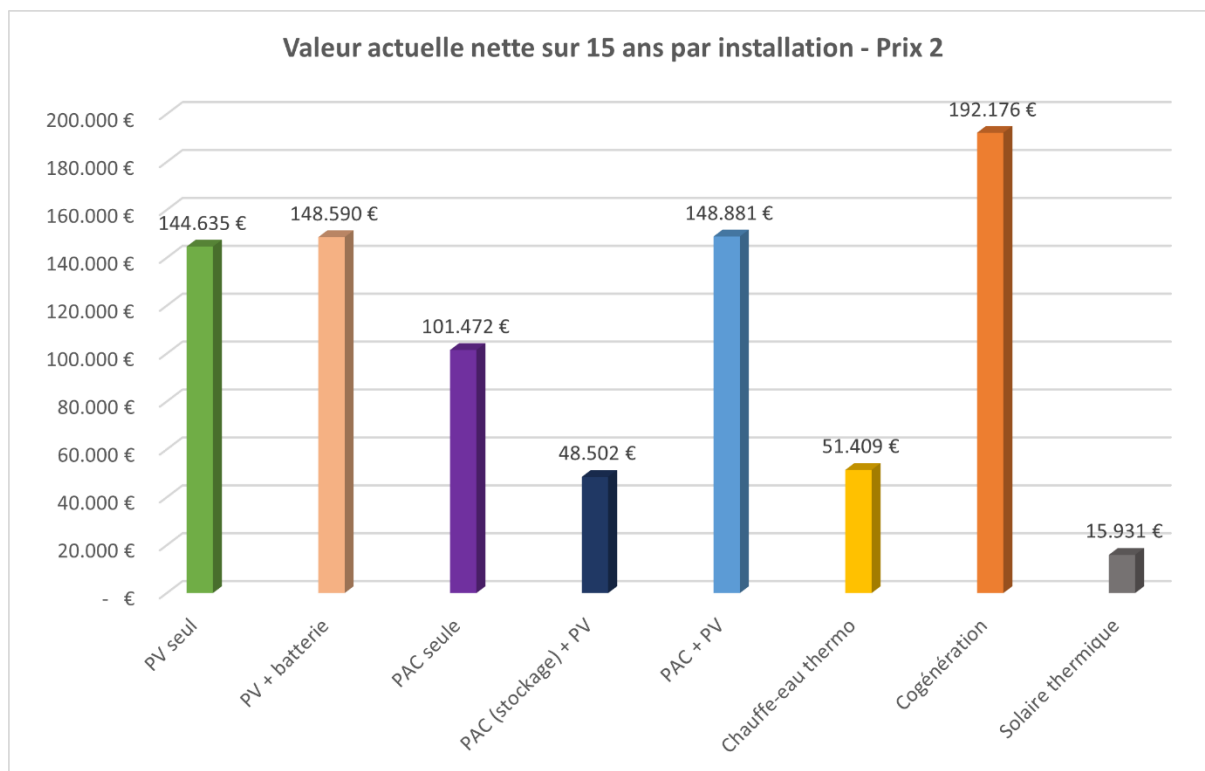


Figure 66 - Comparaison de la valeur actuelle nette sur 15 ans par installation - Prix 2

Dans ce second scénario de prix, l'ensemble des solutions techniques devient rentable avec les mêmes tendances et observations que pour le TRI.

Il y a néanmoins quelques nuances à mettre en avant par rapport au TRI. La cogénération présente ici une VAN supérieure de près de 40.000 € par rapport à l'option PAC + PV alors que pour le TRI l'effet inverse est observé. La cogénération permet donc de générer davantage de bénéfices que la PAC mais présente un TRI plus faible sur 15 ans. Cette nuance provient du fait que la pompe à chaleur permet de générer des bénéfices plus rapidement que la cogénération, bénéfices qui ont une valeur relative plus importante les premières années par rapport aux dernières, compte tenu du taux d'actualisation.

A noter qu'une durée de vie de 15 ans pour une unité de cogénération est élevée et qu'il est probable qu'elle n'atteigne pas cette espérance de vie.

La même dynamique s'observe entre l'installation PV seule et son couplage avec un système de batteries électriques. La VAN est plus importante de près de 4.000 € pour cette seconde option alors que le TRI est relativement plus faible.

Cette inversion s'effectue également entre la VAN de ces deux options pour le scénario de prix 1 et le deuxième. Cette tendance provient certainement du coût plus élevé de l'électricité dans le second scénario, rendant davantage rentable l'installation d'une batterie.

Tout comme c'était le cas pour les TRI, les quatre dernières options présentent des VAN positives pour cette seconde hypothèse de prix.

Il est à noter que l'ensemble de ces études a été mené sur 15 ans, durée classique lors d'une étude de rentabilité. Si la durée considérée avait été de 10 ans, les solutions techniques avec des temps de retour rapide auraient été favorisées. Au contraire, si des durées de 20 ou 30 ans avaient été considérées, comme

le photovoltaïque ou le solaire thermique, leurs bénéfices auraient été relativement plus élevés que des solutions moins « *pérennes* » comme la cogénération ou les pompes à chaleur.

14. Discussion des résultats – Analyse critique

Cette étude a permis de comparer différentes solutions techniques destinées à l'optimisation des systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth. Six installations techniques différentes ont été étudiées, certaines selon plusieurs paramètres de configuration comme c'est le cas pour la pompe à chaleur.

Ce dernier chapitre a pour premier objectif de donner une vision d'ensemble de cette étude et de ses résultats, de mettre en avant les solutions techniques qui semblent être les plus intéressantes au regard des différents indicateurs étudiés.

Ce travail n'étant bien entendu pas exempt de doutes sur certains aspects et dans l'optique d'une amélioration continue, un point sera consacré aux limites perçues actuellement. Il s'agira de remettre en question certains choix et de questionner la méthodologie choisie. Il s'agit évidemment d'une liste non exhaustive d'éléments limitant ce document.

Pour finir ce chapitre de discussion des résultats se focalisant davantage sur un angle critique, un dernier point nommé « *perspectives* » sera développé. Le but de ce point est simplement de remettre en perspective l'ensemble de cette étude dans un environnement plus large, avec un élargissement de l'échelle. Il sera également question de la suite éventuelle de ce travail d'analyse comparative et d'éléments qui pourraient être approfondis si cette étude devait être poursuivie, par exemple par un auteur différent.

14.1. Synthèse des études

L'ensemble des solutions énergétiques présentées fournissent des avantages énergétiques en termes d'énergie primaire et des avantages environnementaux en termes d'émissions de CO₂. Certaines sont néanmoins plus intéressantes que d'autres comme l'a montré l'analyse comparative.

Les indicateurs « *taux d'autoconsommation* » et « *taux d'autosuffisance* » sont ici essentiels compte tenu de la forme en tant que communauté d'énergie renouvelable que formerait la copropriété. Cette forme nécessite en effet d'atteindre des taux de ces deux indicateurs les plus élevés possible.

Il n'y a que le point de vue économique qui présente des solutions énergétiques défavorables selon l'hypothèse de prix déterminée. Il est dès lors plus simple de distinguer les options économiquement viables et présentant moins de risques.

Les points suivants synthétisent les résultats de l'analyse comparative et mettent en avant la ou les solutions qui semblent être les plus pertinentes pour ce bâtiment.

14.1.1. Point de vue énergétique

Taux d'autoconsommation

Pour le premier indicateur, le taux d'autoconsommation, les résultats de l'étude ont montré qu'il était déjà de 67 % avec l'installation photovoltaïque seule et que pour une unité de cogénération il s'élèverait à 79 %, les deux systèmes étant totalement indépendants.

Pour augmenter ce taux, plusieurs configurations ont été testées : ajout d'une batterie de stockage électrique, ajout d'une pompe à chaleur réalisant une partie ou l'intégralité de l'eau chaude sanitaire et l'ajout de boilers thermodynamiques individualisés par unité de logement.

La solution qui permet d'atteindre le taux d'autoconsommation le plus important est la pompe à chaleur fonctionnant comme stockage de l'excédent photovoltaïque ou fournissant également le reste de l'eau chaude sanitaire. Ce taux s'élève à 87 % ce qui est très impressionnant.

Taux d'autosuffisance

Avec 36 % de taux d'autosuffisance, c'est la cogénération qui permet d'atteindre le meilleur résultat. Ce résultat est dû à sa production électrique constante durant les mois de chauffe et du fait qu'elle soit supérieure à la production photovoltaïque annuelle.

Le photovoltaïque seul permet d'atteindre 26 % de taux d'autosuffisance. Il s'améliorera pour atteindre à 29 % grâce aux batteries.

La PAC comme stockage thermique de l'excédent photovoltaïque permet d'atteindre un taux de 31 %, soit une amélioration supérieure qu'avec l'option batterie. Il pourrait d'ailleurs être intéressant de tester une configuration combinée de ces deux systèmes afin d'observer l'impact sur cet indicateur.

Energie primaire

Pour l'énergie primaire il n'y a pas de doute possible, c'est l'installation photovoltaïque qui permet de faire la plus grande économie.

Suivent ensuite les solutions de type pompe à chaleur avec en tête les chauffe-eaux thermodynamiques et le couplage pompe à chaleur / photovoltaïque pour réaliser l'ensemble de l'eau chaude sanitaire.

Puisque ces solutions peuvent coexister, il semblerait judicieux de réaliser l'installation photovoltaïque en couplage avec un système de type PAC afin d'augmenter au maximum les économies en termes d'énergie primaire.

14.1.2. Point de vue environnemental

Avec pour indicateur les émissions de CO₂ non économisées, ce sont les solutions de type PAC permettant de réaliser l'ensemble de l'eau chaude sanitaire qui permettent de réaliser les plus grandes économies de CO₂ émis.

Suivent ensuite de quelques tonnes l'installation photovoltaïque et sa combinaison avec un système de batterie.

A nouveau le couplage photovoltaïque avec une pompe à chaleur semble être le choix le plus intéressant, ici sur le plan environnemental.

14.1.3. Point de vue économique

Du point de vue de l'investisseur cherchant à atteindre une rentabilité de son installation, cette étude pourrait se résumer en deux grandes catégories :

- Un groupe d'installations dont la rentabilité n'est pas garantie dans les deux hypothèses de prix
- Un groupe d'installations dont la rentabilité semble garantie dans les deux hypothèses de prix

Le premier groupe est constitué des installations de la pompe à chaleur réalisant toute l'eau chaude sanitaire sans couplage avec du photovoltaïque, de la pompe à chaleur comme stockage thermique, des chauffe-eaux thermodynamiques et de l'installation solaire thermique.

Ce groupe est constitué de solutions dont la rentabilité n'a pas été prouvée en ce qui concerne les prix de l'énergie de juin 2021. Bien que cette rentabilité soit présente pour les prix de 2022, il s'agirait d'un investissement risqué compte tenu des incertitudes qui planent autour des prix de l'énergie à court et à moyen terme.

Le second groupe se constitue de l'installation photovoltaïque avec ou sans batterie, de la pompe à chaleur couplée avec du photovoltaïque et réalisant l'ensemble de l'ECS, ainsi que de la cogénération.

Pour chacune de ces solutions, la rentabilité semble garantie que ça soit en prenant des prix de l'énergie correspondant à juin 2021 ou à juin 2022. Du point de vue économique il semble donc opportun et peu risqué de choisir parmi ces solutions énergétiques pour le bâtiment de la Résidence Elisabeth.

14.1.4. Apports divers

Lorsqu'une étude de ce type est réalisée, il est indispensable de sélectionner des indicateurs qui serviront comme critères d'évaluation. Ceux choisis pour cette étude sont de l'ordre énergétique, environnemental et économique.

Néanmoins d'autres critères auraient pu être retenus et la prépondérance de l'un par rapport à l'autre ne dépend que de l'objectif poursuivi et de la vision de l'éventuel client ou commanditaire de l'étude.

Il aurait très bien été possible de considérer d'autres critères quantifiables et même des critères plus subjectifs. Dans cet ordre d'idée, une étude plus sociologique ou comportementale aurait très bien pu être menée afin de quantifier ou plutôt d'évaluer l'impact de ces différentes mesures sur le confort des occupants, sur leurs habitudes de consommation ou encore sur la cohésion globale au sein de la copropriété.

Les communautés d'énergie renouvelable ont d'ailleurs une vocation également sociale. Elles sont notamment censées contribuer à la lutte contre la précarité énergétique et permettre un accès à l'investissement à des profils d'investisseurs présentant moins de moyens et ne pouvant investir seuls dans une production renouvelable.

Quoi qu'il en soit, même si ces indicateurs n'ont pas été évalués, il y a fort à parier que l'adhésion des occupants de la Résidence Elisabeth à une communauté d'énergie renouvelable serait bénéfique pour eux par rapport aux critères évoqués précédemment.

14.1.5. Configuration optimale

Compte tenu des différentes études menées et de l'analyse comparative, deux installations techniques pour les systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth semblent se démarquer.

Il s'agit en premier lieu de l'installation photovoltaïque, pour laquelle tous les indicateurs étudiés sont positifs quelle que soit la situation.

Tous les indicateurs énergétiques et environnementaux sont au vert ce qui montre qu'une telle installation aurait des vertus du point de vue énergétique sur le bâtiment mais aussi de manière globale comme l'indique le facteur économie d'énergie primaire. Les économies de CO₂ sont également au rendez-vous.

Du point de vue économique, la situation semble largement favorable à cette installation puisqu'elle était déjà rentable en juin 2021 et que cette rentabilité s'améliore encore en juin 2022. La conjoncture de prix actuelle et la rentabilité déjà présente pour ce type d'installation ne peuvent qu'encourager un investisseur à choisir cette option.

En second choix vient la pompe à chaleur fournissant l'ensemble de l'eau chaude sanitaire du bâtiment via l'excédent photovoltaïque et en partie via l'électricité du réseau. Cette solution ne peut être appliquée que conjointement avec l'installation photovoltaïque afin de bénéficier d'une électricité peu chère en comparaison de celle provenant du réseau et dont le paramétrage permet de capter un maximum de l'excédent PV.

Cette solution est l'une des meilleures du point de vue environnemental avec près de 23 tonnes d'économies de CO₂ annuellement contre 17 tonnes pour l'installation photovoltaïque. L'économie en énergie primaire est également très intéressante puisqu'elle figure parmi les plus élevées.

Outre le fait de bénéficier de l'excédent PV, cette solution permet d'améliorer les performances de l'installation photovoltaïque et plus largement de la communauté d'énergie renouvelable en amenant le taux d'autoconsommation à 87 %, soit le meilleur score parmi les solutions présentées. Le taux d'autosuffisance est également amélioré.

Du point de vue financier, il s'agit de l'option avec le meilleur taux de rentabilité interne dans l'hypothèse de prix 2 et elle permet de générer une valeur actuelle nette sur 15 ans de près de 150.000 €, c'est-à-dire légèrement plus que pour l'installation photovoltaïque.

Bien que les performances économiques soient amoindries avec une hypothèse de prix de l'énergie de juin 2021, cette installation reste rentable et permet de faire un bénéfice par rapport à l'installation actuelle au gaz.

Au regard des intérêts personnels que pourrait avoir un investisseur ou au regard des intérêts énergétiques ou environnementaux que pourrait avoir un citoyen engagé, le couplage de ces solutions est la meilleure des issues pour le bâtiment de la Résidence Elisabeth compte tenu de cette étude et des hypothèses retenues.

14.2. Limites de ce travail

Comme pour travail scientifique ou autre, de nombreux aspects peuvent être discutés. En théorie, les justifications et les références sont correctes, il ne devrait pas y avoir de litige mais la place au débat est toujours ouverte et saine.

Dans cette vision qui est d'admettre que certains points de ce travail ne sont pas forcément totalement aboutis ou qu'ils sont améliorables, cette partie rassemble un certain nombre de points discutables.

Comme pour toute étude, les hypothèses sont essentielles. Celles-ci doivent être justifiées du mieux possible pour qu'elles correspondent à la réalité au maximum. Néanmoins pour cette recherche, il subsiste un doute sur certaines des hypothèses utilisées.

Ce doute peut provenir de l'incertitude quant à l'avenir avec par exemple l'évolution des prix de l'énergie ou encore d'un manque d'informations actuel. C'est notamment le cas du tarif de réinjection qui a été estimé à 0,04 €/kWh mais pour lequel l'information viendra d'ici quelques mois de la part des autorités publiques.

L'incertitude subsiste également en matière de consommation électrique du bâtiment faute d'avoir accès aux données réelles de consommation. Si le bâtiment était équipé de compteurs électriques intelligents, il aurait été possible d'obtenir ces données mais faute de les avoir, il a fallu les estimer. Elles ont sans doute été surestimées par rapport à la réalité car les questionnaires que les membres du projet AMORCE ont fait circuler à destination des occupants présentaient plutôt un nombre d'occupants inférieur aux 55 occupants estimés dans cette étude.

Dans certains cas, faute d'information suffisante à disposition, certains choix ont dû être posés. C'est entre autres le cas pour les coûts de maintenance de la PAC et des boilers thermodynamiques qui ont été considérés comme représentant 1% par rapport à l'investissement total. Afin d'affiner cette donnée, il faudrait pouvoir obtenir des tarifs réels.

Certaines méthodes de calculs peuvent parfois être approximatives faute de meilleures méthodes. Pour l'insertion des données quart-horaires par exemple, l'hypothèse d'une consommation constante tout au long de l'année et de la journée a été prise pour l'option boilers thermodynamiques. Il est évident qu'en réalité ces chauffe-eaux ne fonctionneront pas de la sorte mais faute d'une meilleure alternative lors de l'étude, c'est cette hypothèse de consommation qui a été retenue.

Faute de temps, le chercheur doit procéder à certains choix en termes de recherche et d'attribution du temps de travail. Pour cette étude, les solutions techniques photovoltaïque et pompe à chaleur ont particulièrement été développées par rapport aux autres solutions. La raison de ce choix est le fait qu'il s'agit d'une solution qui paraissait a priori intéressante, ce que l'étude a confirmé. D'autres configurations pourraient néanmoins être étudiées comme le couplage photovoltaïque et cogénération.

Le choix a également été posé de s'intéresser au système de production d'eau chaude sanitaire mais pas au système de chauffage. Ce choix se basait sur le fait que le système de chauffage a un rendement nettement plus élevé, que les chaudières actuelles sont performantes et récentes et que le surplus en électricité photovoltaïque serait trop faible pour pouvoir également contribuer au chauffage du bâtiment. Compte tenu des résultats de l'étude fortement en faveur de la pompe à chaleur, il serait intéressant de faire différentes analyses pour le système de chauffage, moyennant par exemple davantage de production électrique.

14.3. Perspectives

L'un des principes de la recherche et de la connaissance scientifique est le fait qu'elles sont en perpétuelles évolutions. Tout travail scientifique se base sur des connaissances antérieures et peut servir de pâte pour de prochaines recherches.

Dans cette optique d'évolution et d'amélioration perpétuelle, il est peut-être intéressant de mettre en évidence certains points qui pourraient éventuellement être approfondis si cette recherche devait être poursuivie.

Plusieurs configurations ont été testées dans cette étude mais il en reste un certain nombre pour lesquelles les résultats pourraient être intéressants. Il pourrait s'agir par exemple d'étudier une combinaison d'installation photovoltaïque couplée à une unité de cogénération, voire d'y ajouter également une pompe à chaleur assurant l'eau chaude sanitaire comme dans cette étude.

La taille des dispositifs de batteries électriques pourrait être variée afin d'observer les effets sur les différents indicateurs, la possibilité d'insérer un ou plusieurs véhicules électriques, simuler l'agrandissement de la communauté d'énergie renouvelable en intégrant de nouveaux producteurs et consommateurs, simuler le pilotage de certains appareils électroménagers, réaliser la même étude sur un bâtiment différent pour en observer les convergences et divergences, s'intéresser au remplacement du système actuel de chauffage du bâtiment, etc. Les possibilités sur les études énergétiques qui pourraient être réalisées en plus sont nombreuses.

Il pourrait également être intéressant de refaire l'ensemble de ces études en considérant des besoins initiaux correspondant à des besoins après réalisation des travaux énergétiques suggérés dans l'audit énergétique. Cela n'a pas été fait ici car ces travaux figurent après ces optimisations du fait qu'il s'agit d'une CER.

Au niveau économique l'analyse pourrait changer d'échelle en prenant le point de vue d'un membre de la CER à la place du bâtiment dans son ensemble. Une telle analyse permettrait d'argumenter auprès d'un membre potentiel qui hésiterait à rejoindre la communauté. Néanmoins si cette étude globale a obtenu des résultats économiques favorables, il y a fort à parier que ça serait la même chose au niveau individuel.

Outre la recherche et son prolongement, sa mise en œuvre sur le terrain est également un enjeu majeur. Que sera-t-il fait de cette étude une fois qu'elle sera achevée et publiée ? Servira-t-elle pour influencer la prise de décision au sein de la copropriété Elisabeth ? Permettra-t-elle de faire pencher la balance vers l'une ou l'autre installation technique ?

Il est bien entendu impossible de répondre à ces questions aujourd'hui.

Quand bien même ces résultats seraient-ils diffusés et connus des différents propriétaires, la prise de décision et la mise en mouvement dans les copropriétés est lente et compliquée. Cette observation s'est notamment traduite sur le terrain, lors des différentes réunions avec la copropriété Elisabeth. Les prises de décisions peuvent être lentes, certains propriétaires peuvent faire blocage, etc.

Il est évident qu'il est bien plus simple de s'adresser à un seul interlocuteur qui décide lui-même de réaliser ou non l'investissement plutôt qu'à un groupe aux intérêts parfois divergents.

Quoi qu'il en soit, ce travail a été réalisé avec passion et a permis une accumulation de nouvelles connaissances de manière active. Même s'il ne devait servir à l'avenir, il a le mérite d'avoir été réalisé et de vouloir faire évoluer la situation actuelle vers un avenir meilleur.

15. Conclusion

L'introduction de ce document commençait par rappeler les grands défis et enjeux auxquels nos sociétés sont aujourd'hui confrontées à cause du changement climatique d'origine anthropique en cours.

Il ne s'agit plus seulement de prendre des mesures de réduction en limitant les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Il est désormais nécessaire de prendre des mesures d'adaptation afin de faire face aux conséquences du changement climatique déjà en œuvre.

Conjointement, ces mesures de réduction et d'adaptation doivent être mises en œuvre sur le terrain et être stratégiquement pilotées par les autorités publiques régionales et suprarégionales.

Dans le secteur de l'énergie et du bâtiment, ces mesures de réduction sont d'application depuis plusieurs années déjà notamment via les législations encadrant les performances énergétiques des bâtiments, les législations encourageant l'usage des énergies renouvelables et en stimulant la créativité par le financement de la recherche.

Ce travail et le projet de recherche AMORCE dans lequel il s'insère montre bien quelles sont les mesures concrètes qui peuvent être prises au sein d'un bâtiment et plus largement afin de réduire son impact sur l'environnement et le climat.

Des mesures telles que l'isolation des bâtiments, l'optimisation des systèmes, l'utilisation de vecteurs énergétiques moins carbonés, l'installation de production renouvelable font partie des exemples de mesures de réduction qu'il est possible de réaliser dès maintenant dans chaque bâtiment. L'adaptation est plus compliquée à mettre en œuvre car elle présume une connaissance fine des conséquences du changement climatique.

Néanmoins toute mesure permettant de favoriser la résilience énergétique d'un bâtiment, toute mesure permettant de réduire la consommation ou de rendre un bâtiment plus résistant aux extrêmes climatiques est à considérer comme étant une mesure d'adaptation.

C'est dans ce sens que les communautés d'énergie renouvelable doivent prendre place en Région wallonne. Afin de décentraliser la production d'énergie, de la rendre plus verte, de permettre sa pénétration dans le mix énergétique ou encore en améliorant l'autosuffisance d'un bâtiment, ces communautés peuvent être un réel atout pour l'avenir énergétique wallon et plus largement, européen.

Les énergies renouvelables sont plus que nécessaires pour décarboner le mix énergétique. Cependant les productions d'énergies intermittentes comme le photovoltaïque ou l'éolien déstabilisent le réseau. Les communautés d'énergie renouvelable, comme l'a notamment montré cette étude, permettent d'optimiser des indicateurs comme le taux d'autoconsommation, ce taux reflétant directement l'électricité qui sera injectée sur le réseau et pouvant potentiellement le déstabiliser.

Cette étude a pu montrer que les pistes d'amélioration sur le plan énergétique et environnemental sont nombreuses et que les résultats sont positifs pour chaque solution étudiée. L'installation photovoltaïque couplée à une pompe à chaleur tire néanmoins son épingle du jeu avec les indicateurs les plus favorables.

Avec l'augmentation des prix de l'énergie, et le cas-échéant ceux du gaz et de l'électricité, investir dans des travaux énergétiques pour un bâtiment est plus que jamais rentable. Si des arguments tels que l'économie d'énergie primaire ou l'économie en termes d'émissions de CO2 ne suffisent pas à convaincre un éventuel investisseur, le levier économique devient un argument de poids.

Dans ce cas-ci, il s'agit d'un bâtiment typique des années 80'. Il y en a des milliers de ce type en Région wallonne. Ce travail d'optimisation des systèmes énergétiques de la Résidence Elisabeth s'inscrit dans cet enjeu majeur qu'est la rénovation énergétique du parc immobilier en Région wallonne et partout ailleurs.

Un enjeu mais également une aubaine à saisir. Plus que jamais il est temps de se mettre en conformité avec la législation européenne mais plus largement et surtout, de mettre tout en œuvre pour réduire l'impact environnemental et d'améliorer la résilience de nos sociétés face au changement climatique qui ne fait que pointer le bout de son nez.

16. Références

Références générales :

- Architecture et Climat. 2007. « Emissions de polluants liée à la consommation énergétique ». *Energie Plus Le Site* (blog). 6 novembre 2007. <https://energieplus-lesite.be/theories/consommation-energetique/les-emissions-de-polluants-liee-a-la-consommation-energetique/>.
- . 2016. « Contexte wallon du développement de la cogénération ». *Energie Plus Le Site*. 11 avril 2016. <https://energieplus-lesite.be/reglementations/cogeneration8/contexte-wallon-du-developpement-de-la-cogeneration-d1/>.
- . 2022. « Réglementation - Les communautés d'énergie en Wallonie ». *Energie Plus Le Site* (blog). 7 mai 2022. <https://energieplus-lesite.be/reglementations/electricite-et-production-energetique/reglementation-les-communautés-denergie-en-wallonie/>.
- Bruxelles Environnement. 2010. « QUICK SCAN CHAUFFE-EAU SOLAIRE ». Guide de l'utilisateur Version 2010.
- Cluster TWeeD. 2021. « AMORCE - COGEO n°5 ». Présenté à COGEO n°5, septembre 9.
- Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz. 2021. « Analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'énergie – 2ème semestre 2021 ». Analyse semestrielle. Belgique.
- . 2022. « Analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'énergie – 1er semestre 2022 ». Analyse semestrielle. Belgique.
- Conseil européen, et Conseil de l'Union européenne. 2022. « Ajustement à l'objectif 55 ». Site web officiel du Conseil de l'UE et du Conseil européen. Conseil européen - Conseil de l'Union européenne. 30 juin 2022. <https://www.consilium.europa.eu/fr/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>.
- ENERSOL, et Damien Emonts. 2022. « DEVIS № SO36569 ». Devis SO36569. Rue de Maestricht, 70 4651 BATTICE.
- Gouvernement wallon. 2019. « Déclaration de politique régionale pour la Wallonie 2019-2024 ». Déclaration de politique régionale 2019-2024. Namur: Région wallonne. <https://energie.wallonie.be/fr/la-politique-wallonne-de-l-energie.html?IDC=6238&IDD=140890>.
- Journal officiel de l'Union européenne, éd. 2018.
« DIRECTIVE (UE) 2018/ 2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL - du 11 décembre 2018 - relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables », n° L 328/82 (décembre): 128.
- Lambert, Jonas. 2022. Entretien avec Jonas Lambert - Auditeur énergétique agréé en Région wallonne Entretien réalisé par Théo Caprasse.
- Lambert, Jonas, et Service public de Wallonie. 2022. « Rapport d'audit logement ». Audit complet de type 4 A20220119-TEST. Quai du Roi Albert 15-17 4020 Bressoux: Région wallonne.
- Le Monde avec AFP. 2022. « Voitures thermiques : le Parlement européen vote pour l'interdiction de leur vente neuves à partir de 2035 ». *Le Monde.fr*, 8 juin 2022. https://www.lemonde.fr/planete/article/2022/06/08/climat-les-eurodeputés-s-opposent-a-un-texte-de-reforme-du-marche-carbone_6129406_3244.html.

- Luminus. 2021. « Tarifs d'injection en Flandre et à Bruxelles : explication ». Lumiworld. 10 novembre 2021. <https://lumiworld.luminus.be/fr/up-to-date-fr/tarifs-dinjection-en-flandre-et-a-bruxelles-explication/>.
- Marco, Antonio di. 2018. « Les communautés d'énergie renouvelable et la transition verte de l'UE ». *Revue juridique de l'environnement* Volume 43 (1): 47-69.
- mega. 2022. « Carte tarifaire Client résidentiel - Bruxelles ». Carte tarifaire 04/2022. Bruxelles: Power Online SA.
- Monfils, Stéphane. 2018. « The Human Factor in the Energy Performance Assessments for Renovation Strategies of Existing Urban Houses in Wallonia ». Université de Liège, Liège, Belgique. <https://orbi.uliege.be/handle/2268/228175>.
- Monfils, Stéphane, et Jonas Lambert. 2022. « Appel "Living-Lab" 2020 - Rapport scientifique - BEMS WP 2 et WP 6 - NON PUBLIE », 137.
- Moniteur belge, et Parlement de Wallonie. 2019. « 2 MAI 2019. - Décret modifiant les décrets des 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue de favoriser le développement des communautés d'énergie renouvelable (1) ». 13 septembre 2019. http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&caller=summary&pub_date=2019-09-13&numac=2019204063.
- Parlement de Wallonie, et Philippe Henry. 2022. « Site internet du Parlement de Wallonie ». Parlement de Wallonie. 25 mai 2022. <http://www.parlement-wallonie.be>.
- Projet AMORCE. 2021a. « Résidence ELISABETH A.C.P. - Présentation pré-étude ».
- . 2021b. « LL ELISABETH - Présentation du living lab Résidence Elisabeth A.C.P. ».
- ReWallonia. 2021a. « Projets - AMORCE ». ReWallonia. 2021. <https://www.rewallonia.be/les-projets/amorce/>.
- . 2021b. « Projets - SOCCER ». ReWallonia. 2021. <https://www.rewallonia.be/les-projets/soccer/>.
- . 2022. « Qui sommes-nous - Un Portail, Une Vision ». ReWallonia. 2022. <https://www.rewallonia.be/qui-sommes-nous/un-portail-une-vision/>.
- Service public de Wallonie. 2022. « Rapport d'audit logement ». Rapport d'audit logement 3.1.3#3. Région wallonne.
- SolarEdge. 2022. « Rapport du Designer - Résidence Elisabeth ACP - 111 Modules PV (Variante) ». 8979773955633306. Quai du Roi Albert 16, 4020 Liège Belgique.
- SolarEdge, et Damien Emonts. 2022a. « Rapport du Designer - Résidence Elisabeth ACP - 100 Modules PV ». 8979773955633306. Quai du Roi Albert 16, 4020 Liège Belgique.
- . 2022b. « Rapport du Designer - Résidence Elisabeth ACP - 111 Modules PV ». 8979773955633306. Quai du Roi Albert 16, 4020 Liège Belgique.
- SPW Energie. 2021. « Appel à projets "Laboratoires vivants": And the winners are... » Site énergie du Service public de Wallonie. 1 avril 2021. <https://energie.wallonie.be/fr/01-04-2021-appel-a-projets-laboratoires-vivants-and-the-winners-are.html?IDD=152106&IDC=9795>.

SPW Territoire, Logement, Patrimoine, Énergie. 2020. « Living Labs ou Laboratoires vivants Appel à projets de recherche 2020 - Description de l'appel ». <https://energie.wallonie.be/fr/19-08-2020-appel-a-projets-de-recherche-2020-living-labs-ou-laboratoires-vivants.html?IDD=143115&IDC=9795>.

UN et ONU. 2019. « Perspectives pour les marchés du bois-énergie ». In *Le bois-énergie dans la région de la CEE*, 58-67. New York: Nations Unies. <https://doi.org/10.18356/0d7499c1-fr>.

Voilmy, Dimitri. 2016. « Les living labs et la conception participative : l'exemple d'ActivAgeing ». *Retraite et société* 75 (3): 125-36. <https://doi.org/10.3917/rs.075.0125>.

Wallonie énergie SPW. 2018. « Directives européennes en matière de performance énergétique des bâtiments ». Site énergie du Service public de Wallonie. 2018. <https://energie.wallonie.be/fr/directives-europeennes-en-matiere-de-performance-energetique-des-batiments.html?IDC=7224&IDD=97287>.

———. 2022. « Communautés d'énergie et partage d'énergie au sein d'un même bâtiment ». Site énergie du Service public de Wallonie. 12 mai 2022. <https://energie.wallonie.be/fr/communautes-d-energie-et-partage-d-energie.html?IDC=10295>.

Wikipower. 2022. « Tarif prosumer en Wallonie : quelle est la situation ? » Wikipower. 1 juillet 2022. <https://wikipower.be/blog/du-nouveau-pour-le-tarif-prosumer-en-wallonie/>.

Wilquin, Maud. 2022. « “Les prix de l'électricité devraient rester très élevés pendant 3 à 5 ans” selon Damien Ernst ». *RTBF*, 19 mai 2022, sect. Énergie. <https://www.rtbf.be/article/les-prix-de-l-electricite-devraient-rester-tres-eleves-pendant-3-a-5-ans-selon-damien-ernst-10995705>.

Définitions et notes de bas de page :

Economy-Pedia. 2021a. « Période de récupération ou remboursement escompté ». Économique. Economy-Pedia. 2021. <https://economy-pedia.com/11035532-recovery-period-or-discounted-payback>.

———. 2021b. « Taux de rentabilité interne (TRI) ». Économique. Economy-Pedia. 2021. <https://economy-pedia.com/11038918-internal-rate-of-return-irr>.

———. 2021c. « Valeur actuelle nette (VAN) - Qu'est-ce que c'est, définition et signification ». Économique. Economy-Pedia. 2021. <https://economy-pedia.com/11038913-net-present-value-npv>.

———. 2022. « Taux d'actualisation / Taux de remise - Qu'est-ce que c'est, définition et concept - 2021 ». Économique. Economy-Pedia. 2022. <https://economy-pedia.com/11038897-discount-rate>.

ekWateur. 2022. « Les Taux d'Autoconsommation et d'Autoproduction ». ekWateur. 2022. <https://ekwateur.fr/autoconsommation-guide/taux-autoconsommation-autoproduction-difference/>.

Energiguide, et Sibelga. 2022. « Quels sont les systèmes de ventilation existants ? » Energiguide. 2022. <https://www.energiguide.be/fr/questions-reponses/quels-sont-les-systemes-de-ventilation-existants/746/>.

SirEnergies, et Guillaume Sagliet. 2022. « Qu'est-ce que l'autosuffisance énergétique ? » SirEnergies - Conseil en transition énergétique et sourcing énergie. 10 mars 2022. <https://www.sirenergies.com/article/autosuffisance-energetique-definition/>.

Illustrations :

- Architecture et Climat. 2010. « Prédimensionner l'installation [photovoltaïque] ». *Energie Plus Le Site* (blog). 9 août 2010. <https://energieplus-lesite.be/concevoir/photovoltaique/predimensionner-l-installation/>.
- . 2016. « Dimensionner l'installation de cogénération ». *Energie Plus Le Site*. 10 mars 2016. <https://energieplus-lesite.be/concevoir/cogeneration3/dimensionner-l-installation-de-cogeneration/>.
- Clusters Wallonie. 2022. « Cluster Energie Durable ». Clusters Wallonie. 2022. <https://clusters.wallonie.be/tweed/fr>.
- EC-POWER. 2016. « XRG19 - Fiche technique ». Fiche technique 01DOC1062.
- Engie Laborelec. 2022. « Engie Laborelec - Services ». ENGIE Laborelec. 2022. <https://www.laborelec.com/>.
- Google Earth. 2018. « Résidence Elisabeth - Quartier ».
- . 2020. « Zone urbaine de Liège ».
- Lambert, Jonas, et Service public de Wallonie. 2022. « Rapport d'audit logement ». Audit complet de type 4 A20220119-TEST. Quai du Roi Albert 15-17 4020 Bressoux: Région wallonne.
- Multitel. 2022. « Multitel, Centre de recherche et d'innovation technologique ». Multitel. 2022. <https://www.multitel.be/>.
- Panasonic. 2021. « Chauffe-eau thermodynamiques ».
- . 2022a. « Ballon ECS PRO-HT ». Fiche technique R410A. mbH - Panasonic Air Conditioning - Hagenauer Strasse 43, 65203 Wiesb. https://www.aircon.panasonic.eu/FR_fr/model/paw-yp1000ldhw/.
- . 2022b. « Paci Elite U-250PE2E8A ». Fiche technique. mbH - Panasonic Air Conditioning - Hagenauer Strasse 43, 65203 Wiesb. https://www.aircon.panasonic.eu/FR_fr/model/u-250pe2e8a/.
- Projet AMORCE. 2021. « Résidence ELISABETH A.C.P. - Présentation pré-étude ».
- SolarEdge. 2020. « Onduleur triphasé SE25K / SE30K / SE33.3K ». Fiche technique V01/FR.
- . 2021. « Optimiseur de puissance P650 / P701 / P730 / P800p / P801 / P850 / P950 / P1100 ». Fiche technique DS-000024-1.4-FR.
- SolarEdge, et Damien Emonts. 2022. « Rapport du Designer - Résidence Elisabeth ACP - 111 Modules PV ». 8979773955633306. Quai du Roi Albert 16, 4020 Liège Belgique.
- Soluxtec. 2020. « DAS MODUL MONO XSC ». Fiche technique.
- Université de Liège. 2018. « BEMS - Accueil ». Université de Liège. 2018. https://www.bems.uliege.be/cms/c_5726212/fr/bems.
- Université de Liège, H. E. C. 2017. *Logo HEC Liège*. Travail personnel. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:LOGO_HEC_LIEGE_MANAGEMENT_SCHOOL.png.
- Wagner & Co. 2010. « Capteur solaire EURO L20 MQ AR ». Fiche technique FR-XXX_EURO-L20-MQ-AR_TI-100521-1WA10055. WAGNER & CO · Zimmermannstraße 12 · D-35091 Cölbe/Marburg. www.wagner-solar.com.

Wallonie énergie SPW. 2022. « Communautés d'énergie et partage d'énergie au sein d'un même bâtiment ». Site énergie du Service public de Wallonie. 12 mai 2022.
<https://energie.wallonie.be/fr/communautes-d-energie-et-partage-d-energie.html?IDC=10295>.

17. Annexes

Annexe 1 : Résumé des parois de la Résidence Elisabeth (Lambert et Service public de Wallonie 2022)

Présentation générale		Situation initiale		Situation après travaux de rénovation		Conclusion		Audit n° : A20220119-TEST-		10	
-----------------------	--	--------------------	--	---------------------------------------	--	------------	--	----------------------------	--	----	--

PERTES PAR LES PAROIS														
Réf.	Dénomination	Constat Suspicion	Origine de l'Info	Label	Surface [m ²]	U [W/m ² K]	Pertes [%]	...par rapport à la consommation d'énergie finale					[kWh]	
								-20	-10	0	10	20		
T1	Toiture principale		Vérifié	B	243,58	0,26	0,55						2 608	
T2	Toiture terrasse		Valeur par défaut	F	121,18	0,79	0,83						3 943	
T3	Toiture bureaux		Vérifié	F	419,27	0,79	2,88						13 642	
M1	Facade avant		Vérifié	G	139,71	3,26	3,96						18 759	
M2	Facade entrée		Valeur par défaut	F	22,94	1,2	0,24						1 134	
M3	Facade arrière et rehausse avant		Valeur par défaut	G	443,97	1,63	6,29						29 806	
M4	Mur vers garage		Valeur par défaut	F	39,21	1,3	0,44						2 099	
M5	Mur mitoyen non construit + bardage		Valeur par défaut	F	239,65	0,95	1,98						9 377	
M6	Mur mitoyen non construit		Vérifié	G	439,34	1,67	6,37						30 219	
M7	Mur mitoyen non construit bureaux		Vérifié	G	199,61	1,67	2,90						13 730	
P1	Plancher sur caves		Valeur par défaut	F	316,41	1,52	3,34						15 847	
P4	Plancher sur garage		Valeur par défaut	F	472,31	1,52	6,24						29 569	
P5	Plancher sur extérieur		Valeur par défaut	G	23,31	1,86	0,38						1 786	
F1	Porte d'entrée		Valeur par défaut	A	9,42	1,79	0,15						694	
F2	Dv alu origine		Vérifié	E	705,14	4	24,50						116 171	
F4	Coupole principale		Valeur par défaut	D	4	2,12	0,07						349	
F5	Coupole bureaux		Valeur par défaut	D	24	2,8	0,58						2 768	
Total							61,69 %						Total	292 502 kWh