

## Autoconsommation collective, le partage de l'énergie au sein d'une communauté



Promoteur externe: Wilkin Benjamin  
Promoteur interne : Delchevalerie Emilie  
**Présenté par : Frippiat Jean**

En vue de l'obtention du grade de Master en Sciences de l'ingénieur industriel  
Orientation : Construction  
Option : Energie et environnement

**Rapport de TFE juin 2020**

**FRIPPIAT Jean**

## Abstract en Français

Titre : *Autoconsommation collective, le partage de l'énergie au sein d'une communauté*

Ce travail de fin d'études est constitué dans un premier temps d'un travail de recherche utile pour la compréhension des enjeux en matière de transition énergétique et de communauté d'énergie renouvelable dans les pays Européens étudiés. Cette analyse met en évidence l'application du principe fondamental d'autoconsommation mené par tous les prosumers belges afin d'en étudier son développement à l'échelle collective. De nombreux sujets liés au monde de l'énergie photovoltaïque furent étudiés et seront disponibles en annexe.

La seconde partie aborde le côté technique des modèles de partage d'énergie au sein d'une communauté citoyenne. Un outil Excel créé pour traiter cette analyse est présenté avec les résultats qui ont pu en être générés. Ce modèle de simulation ne représente pas la réalité physique des flux d'énergie empruntant le réseau. Toutefois, il permet de simuler une répartition de cette énergie sous une forme contractuelle. De plus, des indicateurs de rentabilité à la fois pour les prosumers et les consommateurs sont analysés.

Ce travail fut mené en collaboration avec l'Asbl Apere qui est impliqué dans de nombreux projet liant les énergies renouvelables et les citoyens.

## Abstract in English

Title : *Collective self-consumption, the sharing of energy within a community*

This end-of-study work will initially consist of research work useful for the understanding of the challenges of energy transition and renewable energy community in the European countries studied. This analysis will make it possible to highlight the application of the fundamental principle of self-consumption which is carried out by all Belgian prosumers in order to study its development on a collective scale. Numerous subjects related to the world of photovoltaic energy were studied and will be available in the appendix.

In the second part, the technical side of energy sharing models within a community of citizens will be discussed. An Excel tool created to process this analysis will be presented with the results that could be generated. This simulation model will not represent the physical reality of the energy flows through the network, but it will allow to distribute this energy in a contractual form. Profitability indicators for both prosumers and consumers have been analysed.

This work was carried out in collaboration with non-profit association Apere, which is involved in numerous projects linking renewable energy and citizens.

## Remerciements

Pour ce TFE, j'aimerais tout d'abord remercier l'équipe de APERe pour avoir répondu à ma demande de recherche de sujet et qui m'ont intégré dans leur équipe en tant que stagiaire. J'ai pu grâce à eux découvrir de nombreux acteurs du monde de l'énergie et faire des rencontres très enrichissantes pour mon apprentissage. Je remercie plus particulièrement Benjamin Wilkin, Matthieu Bourgeois, Sophie Delhaye, et tous les autres...

Ensuite, je tiens à remercier l'équipe des enseignants de l'école HEH pour m'avoir accompagné dans ce travail, notamment ma promotrice Madame Delchevalerie qui a répondu à mes questions en début de projet et qui a su m'aiguiller sur la réalisation de ce rapport.

Mes remerciements vont également à mes proches qui ont pris de leur temps lors des relectures et plus particulièrement en m'aidant dans la correction orthographique.

Ce travail de fin d'étude m'a permis d'attiser encore davantage ma curiosité face au monde d'aujourd'hui et de demain. Dorénavant, je connais ce à quoi je désire consacrer ma carrière. Je te dédie ce travail à toi papa, tu fus mon premier enseignant et modèle pour entamer ma vie professionnelle dans cette branche.

## Table des matières

---

1	Introduction .....	5
1.1	Méthodologie .....	6
2	La course au changement climatique en Europe.....	10
3	Le photovoltaïque en Belgique .....	11
4	L'autoconsommation individuelle .....	13
5	L'autoconsommation Collective .....	17
5.1	Plusieurs schémas d'Acc.....	19
5.1.1	Secteurs tertiaires, agricoles et industriels .....	20
5.1.2	Zones d'activités résidentielles et mixtes .....	21
5.1.3	Dans un même bâtiment.....	21
5.1.4	Zone non-interconnectée.....	22
6	L'Ac et Acc dans les pays européens.....	23
6.1.1	Les paramètres essentiels à l'Ac et l'Acc.....	24
6.1.2	Résumé de l'application de l'autoconsommation sur les pays choisis .....	31
6.1.3	Résumé de l'Ac et l'Acc en Europe.....	33
7	A quoi ressemble l'autoconsommation en Belgique .....	34
7.1	La Wallonie .....	34
7.2	Bruxelles .....	36
7.3	La Flandre .....	38
8	Les paramètres incitants et s'opposant à l'Acc en Belgique ?.....	38
9	Un modèle de partage ouvert à tous.....	39
10	La répartition de l'énergie dans une opération d'Acc .....	39
10.1	La clef de répartition .....	39
10.2	Hypothèses .....	40
11	Description du projet .....	43
11.1	Acteurs du projet.....	44
11.2	Echange d'informations.....	45
12	Modèles de répartition de l'énergie au sein de la communauté citoyenne.....	46
12.1	Contexte du mode de répartition.....	46
12.2	Définitions.....	47

12.3	Etude préliminaire .....	49
12.4	Présentation des clefs de répartitions.....	50
12.5	Modèle de répartition Fixe .....	50
	<i>Faiblesse du modèle fixe</i> .....	51
12.6	Modèle de répartition équitable .....	52
12.7	Modèle au prorata.....	53
12.8	Modèle Hybride .....	54
12.9	Modèle Cascade .....	55
12.10	La répartition de la vente entre les producteurs.....	56
12.11	Conclusion sur les clefs de répartition.....	58
13	Application au projet Pilote de Ganshoren.....	58
13.1	La collecte et le tri des données des compteurs .....	58
13.2	Analyse des profils de consommation.....	59
13.3	L'outil de répartition.....	60
13.4	Les étapes de la distribution :.....	61
13.4.1	Energie disponible pour chaque consommateur : .....	61
13.4.2	La part d'énergie fournie aux consommateurs.....	66
13.5	Le taux d'autoconsommation individuel et collectif .....	68
13.6	L'Autosuffisance .....	71
13.7	Analyse économique .....	72
13.7.1	Composition du tarif .....	73
13.7.2	Coût de l'énergie .....	73
13.7.3	Tarif d'acheminement.....	77
13.7.4	TVA .....	79
13.7.5	Résultat et comparaison des modèles.....	79
13.7.6	Le choix du prix de vente .....	81
13.7.7	Grille tarifaire de l'énergie vendue par la CodAC .....	86
13.7.8	Bilan économique de l'ACC à Ganshoren.....	86
	Source de production d'électricité .....	87
13.8	Evolution du nombre de participant au projet.....	89
14	Conclusion du travail.....	92

15	Bibliographie .....	94
16	Annexes .....	97
16.1	Objectifs Européens et nationaux .....	97
16.2	L'énergie électrique en Belgique .....	99
16.3	Mécanismes de soutien .....	107
16.4	Composition de la facture en Belgique .....	112
16.5	Résumé du PV en Belgique .....	115
16.6	Le compteur intelligent communiquant.....	117
16.7	Explication du LCOE .....	120
16.8	Rapport Febeg sur la production énergétique électrique en Belgique pour 2018 .	122
16.9	Les directives Européennes .....	124
16.10	Offre de prix PV Sanelec .....	128
16.11	L'Acc en Europe.....	129
16.12	Rapport IEA sur l'autoconsommation.....	140
16.13	Paramètres incitants au déploiement de l'Acc.....	141
16.14	Tableau CodAC.....	151
16.15	Profils de charges de la CodAC.....	152
16.16	Bilan économique Prosumers .....	158
16.17	Analyse de la sensibilité de la communauté.....	169

# 1 Introduction

---

Plusieurs facteurs poussent aujourd'hui le développement du partage d'énergie entre citoyens grâce à l'autoconsommation collective. Dans un premier temps, la publication en 2018 de la directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables. Celle-ci venant autoriser pour la première fois le partage, la gestion de l'énergie entre les citoyens européens. Trois nouvelles notions s'y sont vues définies ; les Communautés d'énergie Renouvelables (CER), Les Communautés énergétiques citoyenne (CEC) et l'autoconsommation collective (ACC). Dorénavant, chaque pays membres doit transposer au sein de ses droits nationaux et régionaux leurs régularisations. Est également inscrite au sein de cette dernière, l'intention d'intégrer plus d'énergies renouvelables au sein d'un réseaux d'énergie européens plus interconnecté. La Belgique a décidé d'emprunter le train de la transition qui est déjà passé par certains de ces pays voisins.

Dans un second temps, les technologies permettant de gérer l'intermittence de cette nouvelle production décentralisée sont déjà disponibles et en application dans certains projets pilotes. Une baisse des prix à l'investissement du photovoltaïque et de l'éolien en Europe permet aujourd'hui d'obtenir un coût de production inférieur dans la plus par des cas au prix du réseau. Un ancien modèle de commerce revient au goût des mœurs des citoyens, consommer localement et durablement.

Un modèle d'échange d'énergie renouvelable au sein d'une communauté locale est donc envisagé. Celui-ci permettrait de donner une valeur économique aux investissements réalisés par les producteurs. Il permettra également aux consommateurs de pouvoir bénéficier d'une énergie verte, locale, moins chère et ainsi participer à la transition énergétique à leurs manières.

S'ajoute à cela une nouvelle tarification qui s'est mise en place en région Bruxelloise depuis janvier 2020 et qui est attendue prochainement en Wallonie dans le courant de l'année. Elle concerne la participation des prosumers au coût du réseau qui n'est actuellement pris en charge que par les consommateurs. Cette surcharge risquant d'effrayer les futurs investisseurs, l'ACC pourrait être un moyen de compenser cette taxe et de retrouver une rentabilité plus incitante.

L'enjeu est maintenant devenu technique car il n'existe pas à l'heure actuelle d'outil permettant de quantifier le partage d'énergie entre différents acteurs suivant une production et une consommation variable temporellement et localement. Evaluer le taux d'autoconsommation d'une communauté donnerait des solutions quant à la gestion et répartitions des productions décentralisées sur un territoire. Un nouveau mode de consommation pouvant devenir plus lucratif si les besoins sont déplacés et adaptés au bon moment.

## 1.1 Méthodologie

Les premiers chapitres aborderont un travail de recherche mené sur le monde de l'énergie renouvelable en Belgique et en Europe. Voici les différents sujets qui furent consultés pour mener à bien cette première d'avantage littéraire :

- Les objectifs européens et nationaux en matière de transition énergétique.
- La technologie photovoltaïque et les procédés de stockages et pilotages.
- L'autoconsommation et son application dans les 3 régions de la Belgique et en Europe.
- L'autoconsommation collective à travers des projets pilotes en cours.

Durant de ce travail, débuté en Juillet 2019, plusieurs outils de simulations Excel ont été créés pour compléter l'analyse. Voici l'ensemble des outils réalisés :

- 5 fichiers Excel de clefs de répartitions dynamiques (Equitable, prorata, hybride, Cascade) adaptées à la configuration du projet pilote.
- 1 fichier pour l'étude financière des anciens et nouveaux prosumers
- 1 outil d'analyse des résultats obtenus (réalisation des graphiques et tableaux)
- 1 outil clef de répartition (hybride et Cascade) incluant l'évolution du nombre de participants sur le projet pilote.
- 2 présentations sur le projet pilote qui ont été présentées aux ateliers d'échanges d'informations sur l'Acc à la commune de Ganshoren et dans les bureaux de Sibelga.

Une collaboration avec la société Sibelga, gestionnaire du réseau bruxellois d'électricité, est née grâce à l'intérêt partagé sur le sujet. Un échange de travaux sur le partage d'énergie est venu enrichir ce travail.

La consultation de deux mémoires sur le photovoltaïque et l'autoconsommation collective sont également venus compléter les recherches et seront cités au fur et à mesure de ce rapport. L'évaluation de ces œuvres, pour la plupart littéraires, ont été sélectionnées sur base ; de la pertinence du sujet de l'article, de la fiabilité de l'auteur, de la date de parution, du lieu géographique concerné ainsi que par les critiques qui ont pu être émises. Se trouveront également des données issues de calculs effectués pour la répartition de l'énergie notamment au sein du projet pilote de Ganshoren. Celles-ci ont pu être vérifiées et mises en relation avec d'autres résultats obtenus par les services de Sibelga travaillant sur le même sujet.

### **LISTES DES ACRONYMES**

Prosumer = Contraction entre producteur et consommateur d'énergie.

Autoconsommation =Ac Sc ( English )

Autoconsommation collective =Acc = Scc ( English )

Autoproduction= Autosuffisance =Ap = Ss ( English )

## Table des figures

Figure 1: Exemple de l'outil carte solaire pour une surface de toiture à Schaerbeek, Bruxelles .....	11
Figure 2: Données de production PV issues du site Apere.org: .....	12
Figure 3: Illustration de l'autoconsommation et de l'autoproduction à partir des courbes de production et de consommation d'un utilisateur type.....	14
Figure 4: Gamme de puissance PV installée en Belgique par secteur : National survey report of PV power in Belgium .....	15
Figure 5: Calcul du Tac et Tap avec et sans batterie : Etude technique projet Pegasus .....	17
Figure 6: Illustration d'un modèle d'autoconsommation collectif. Jean Fripiat .....	18
Figure 7: : installation PV sur des entrepris de stockage en secteur tertiaire .....	20
Figure 8: Centre du village de Mafate à la Réunion avec une installation solaire. ....	23
Figure 9: Paramètres principaux du modèle d'autoconsommation (IAE) .....	24
Figure 10: Les prix indiqués sont issus de la base de données d'Eurostat, l'office statistique de l'Union européenne.....	27
Figure 11: propagation de l'énergie sur le réseau entre deux contractants.....	30
Figure 12: Photo quartier de la gare à Neuville. ....	35
Figure 13: Net metering système (IEA rapport 2016) .....	36
Figure 14: Schématisation d'une installation en région Bruxelloise; BRUGEL .....	37
Figure 15: Boucle causale sur l'autoconsommation collective par H. Moreau .....	38
Figure 16: Clef de répartition fixe .....	51
Figure 17: Clef de répartition équitable.....	52
Figure 18: Clef de répartition au prorata .....	53
Figure 19: Clef répartition hybride première boucle équitable .....	54
Figure 20: Clef répartition hybride première boucle prorata .....	54
Figure 21: Distribution cascade.....	55
Figure 22: Les consommations des participants pour le mois d'Août 2019 : Fichier Excel clef cascade .....	60
Figure 23 : Fichiers Excel pour la répartition .....	60
Figure 24: Barre de dialogue des feuilles Excel d'un fichier de répartition.....	60
Figure 25: Mode de distribution Equitable, Hybride(loop1) , Cascade( Loop1).....	62
Figure 26: Etape 1 de la mise à disposition de l'énergie locale « clefs de répartition Cascade Loop1 » .....	63
Figure 27: Bilan mensuel Energie disponible CodAC.....	64
Figure 28: Bilan conso/injection CodAC Semaine 09-15 Septembre .....	65
Figure 29: Tableau de l'énergie fournie aux participant suivant la clef Cascade entre le 9/09/20 et le 15/09/20 à la boucle 1 .....	66
Figure 30: Distribution Equitable première boucle clef Cascade .....	66
Figure 31: L'autoconsommation individuelle clef Prorata (Aout-Octobre 2019).....	68
Figure 32: L'autoconsommation individuelle clef Hybride (Aout-Octobre 2019) .....	68

Figure 33: L'autoconsommation individuelle clef Cascade (Aout-Octobre 2019).....	69
Figure 34: Autosuffisance période Août 2019-Mars 2020 .....	71
Figure 35: Autosuffisance période diurne Août-Octobre 2019.....	71
Figure 36: Evolution de la consommation et de l'Ac du client EAN 4 le lundi 09/09/2019 suivant la clef Cascade .....	72
Figure 37: exemple de facturation d'un participant de la CodAC établie par Sibelga .....	73
Figure 38: Le périmètre d'un partage sous un même poste de cabine, Tarif Vol Loc B.....	77
Figure 39: Le périmètre d'un partage au sein d'un même bâtiment, Tarif Vol Loc A .....	77
Figure 40: Première proposition de Sibelga sur le tarif de distribution pour une opération d'ACC .....	78
Figure 41: Coût de l'acheminement pour un projet d'Acc sous un même post basse tension en Région Bruxelloise.....	78
Figure 42: Evolution cumulée des économies et dépenses pour un prosumer suivant 3 cas. ....	80
Figure 43: Tableau de la variation du prix de vente en fonction du périmètre de l'opération et du prix de l'énergie du réseau à Bruxelles .....	83
Figure 44: Tableau de la variation du prix de vente en fonction du périmètre de l'opération et du prix de l'énergie du réseau en Wallonie .....	84
Figure 45: Tableau des gains économique période Août 2019- Mars 2020.....	87
Figure 46: Bilan économique des prosumers suivant les 2 clefs de répartition. ....	89
Figure 47: Tableau montrant l'évolution des paramètres Sc et Ssmin en fonction du nombre de participants ajoutés .....	90
Figure 48: Analyse de l'évolution de l'Acc( Sc) et de l'Ap,i(Ss) suivant le nombre de participant ajouté. ....	90
Figure 49: Outil de comparaison individuel de l'évolution de Ss en fonction du nombre de participants. ....	91
Figure 50: Production annuelle d'électricité en Belgique (FEBEG) .....	102
Figure 51: Image des transferts d'énergie électrique transfrontaliers à la Belgique le 01/05/2020 à 10:45 (electricitymap.org).....	103
Figure 52: Evolution de la production des Enr en Belgique entre 2008 et 2019 (source Apere) .....	104
Figure 53: Fonctionnement du marché des CV : SPW ENERGIE.....	107
Figure 54: Octroie des CV en Région Bruxelloise avant 2020 .....	109
Figure 55: Octroie des CV en Région Bruxelloise à partir du 1er Juin 2020 .....	109
Figure 56: Rapport FEBEG évolution du prix de l'énergie .....	112
Figure 57: Détails du compteur communiquant utilisé à Bruxelles par Sibelga.....	119
Figure 58 : formule issue du site connaissancelesénergie.org.....	120
Figure 59: « Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies ("RE Cost"), July 2013.....	121
Figure 60: Schéma de représentation du réseau avec l'Acc: Source la CRE .....	133
Figure 61: Tarif TURPE évolutif en fonction de la saison .....	134
Figure 63: Décomposition du prix du kWh TTC d'électricité dans le tarif bleu 6 kVA de base c€/kWh (Rapport CRE 2017 sur l'Autoconsommation en France).....	134

Figure 62 : Tableau de mécanisme de soutien à l'autoconsommation (Rapport CRE 2017) .....	135
Figure 64: Pour l'Allemagne : « Schémas de valorisation de l'électricité produite par rapport au tarif résidentiel moyen d'électricité (3 500 kWh) au 1er avril 2015 pour une installation PV de 10 à 40 kW mise en service avant fin 2015 » (Boyette & Chapon, 2016, p. ....	138
Figure 65: les 5 modèles proposés par le rapport de L'IEA .....	140
Figure 66 Evolution du prix de l'électricité taxe comprises pour un consommateur résidentiel en Belgique suivant la région pour le fournisseur ENGIE-Electrabel entre 2007 et 2017 .....	142
Figure 67: Evolution de clients protégés et du tarif social Electricité .....	146

## 2 La course au changement climatique en Europe

Dans ce premier chapitre, nous allons aborder les éléments incitants à l'instauration d'une politique d'énergie verte en Europe et sa retranscription au sein de la législation en Belgique. Celle-ci motivant l'arrivée de l'autoconsommation collective et de la création des communautés citoyennes. Ce chapitre survolera dans un premier temps les objectifs Européens qui doivent être atteints par l'ensemble des états (pour 2030) afin de limiter le changement climatique. Ces stratégies qui visent à diminuer et rendre plus durable notre consommation actuelle, permettront de mieux comprendre pourquoi et comment la Belgique devra participer à son juste niveau à ces objectifs.

Au cours de ce travail, nous ferons référence aux directives européennes qui concernent notre sujet et dont les textes sont en faveur à la promotion de l'autoconsommation collective.

- **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
- **DIRECTIVE (UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL** du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE

Pour rappel, une directive est un texte adopté par les institutions de l'Union européenne qui fixent des règles que les États membres doivent inclure dans leurs droit interne (on parle de « transposition » en droit national) notamment par des actes législatifs ou réglementaires. Ces deux dernières directives poussent les pays de l'UE à intégrer une politique incitative en matière d'énergie renouvelable, fixant comme objectif la réduction des émissions de l'Union d'au moins 40% par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2030. Ces objectifs s'intègrent dans le « Clean Energy package » reprenant un ensemble de mesures législatives que chaque pays doit retranscrire dans sa propre législation de manière à faire face aux défis climatiques et accélérer la transition vers « une énergie propre pour tous les Européens ».

Pour la Belgique, la retranscription des 5 mesures reprises dans le plan Européen s'établit au sein de son **Plan National Energie Climat** (PNEC) approuvé en Décembre 2018. Ce plan reprend les mesures qui seront prises pour atteindre les objectifs nationaux entre 2021 et 2030, allant vers la décarbonisation de son énergie et la transition vers une énergie plus verte. Voir **Annexe 16.1** *Objectifs Européens et Nationaux*.

La quête de l'Europe à décarboner son énergie pousse aujourd'hui la Belgique à mettre en place un plan jouable sur le changement et l'adaptation énergétique de son mix électrique actuel. Aller vers une sobriété énergétique et une utilisation plus rationnelle de l'énergie. Le pacte énergétique préparé par les quatre ministres de l'énergie, en décembre 2017, prévoit un objectif de 40% d'électricité issue de la production renouvelable pour 2030. En **Annexe 16.2** se trouve un résumé sur la composition énergétique du réseau d'électricité Belge en

mentionnant la production dans son ensemble, les différents acteurs concernés qui pourront intervenir également dans la suite de ce travail.

### 3 Le photovoltaïque en Belgique

Cette étude s'est portée plus particulièrement sur l'énergie photovoltaïque dans un projet de partage communautaire localisé à Bruxelles. Le choix de l'énergie PV est motivé essentiellement par le fait qu'il représente 43,6% des Enr pour la production d'électricité installée à Bruxelles, contre 52% pour la Biomasse. De plus, l'énergie PV est un bien possédé majoritairement par les particuliers, ce qui est le sujet aussi du projet, créer un partage d'énergie entre citoyens d'un même quartier. Mais ce travail a pour but d'intégrer n'importe quel type de moyen de production, pour autant que le partage d'énergie renouvelable au sein d'un collectif soit le principal système d'échange.

Ci-dessous est représentée la cartographie solaire de la région Bruxelloise développée par Apere avec pour objectif de montrer les gains financiers relatif à l'installation de capteur solaire thermique ou PV à tout particulier intéressé.



Figure 1: Exemple de l'outil carte solaire pour une surface de toiture à Schaerbeek, Bruxelles

A l'échelle européenne, avec une puissance photovoltaïque installée de 4 836 MWC, équivalant à une puissance répartie par habitant de 423 Wc/hab (93Wc/hab en RBC, 524Wc/hab en Flandre et 344 Wc/hab en RW), la Belgique se positionne parmi les pays les plus offensifs dans le développement du photovoltaïque résidentiel. Aujourd'hui, près de 1 maison sur 10 est équipée d'une installation solaire. C'est suite à une mouvance dans l'investissement des énergies renouvelables alimentée par différentes incitations qui a poussé de nombreux investisseurs privés et organismes publics à équiper les surfaces disponibles de panneaux photovoltaïques.

Dans un premier temps, des déductions d'impôts étaient octroyées au niveau fédéral pour certaines dépenses vers l'économie d'énergie, y compris l'investissement dans le photovoltaïque (un principe arrêté après l'exercice d'imposition 2014). Les régions ont également poussé à l'investissement par le biais d'aides et de primes. Ces aides proportionnelles dans la majorité des cas à la production d'énergie, ont été appliquées à différents degrés dans chacune des régions. Elles furent diminuées et annulées partiellement au cours des dernières années.

Si l'on compare la croissance des projets réalisés suivant les 3 régions, la Flandre reste le chef de file avec une part couvrant près de 75% de la puissance installée en Belgique, contre 24% pour la Wallonie et 2% pour la RBC.

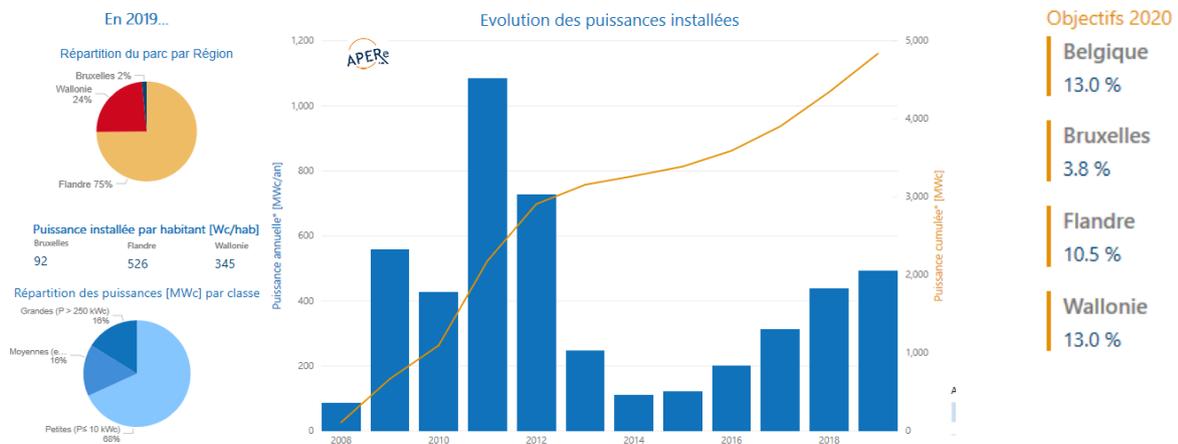


Figure 2: Données de production PV issues du site Apere.org:

L'observation de la variation des puissances installées sur les dernières années montre pour les deux plus grandes régions du pays, un pic d'installation entre 2011 et 2012 suivie d'un ralentissement et d'une légère croissance jusqu'à aujourd'hui. Pour Bruxelles, le photovoltaïque est actuellement en pleine croissance, des particuliers aux organes publics, le photovoltaïque est encore à la mode ! Mais pourquoi alors une telle différence de proportion entre les 3 régions ?

Bien évidemment, ce constat est dû à la division du territoire national en région, qui chacune légifère sa propre politique en matière d'énergie verte, et donc des mécanismes d'aides différents comme il a été vu précédemment (voir annexe 16.3 sur les mécanismes de soutien en Belgique). De nombreux autres facteurs tels que le prix de l'énergie moyen du marché et la forte diminution du prix des installations PV ont aussi influencé l'évolution du photovoltaïque ces 10 dernières années.

Selon l'article paru dans la publication de *Renouvelle.be* ; *Avec un demi GWc installé, 2019 confirme la relance du marché photovoltaïque*

« En 2019, la croissance des installations photovoltaïques s'est poursuivie : la Wallonie a installé 104 MWc, la Région bruxelloise a ajouté 22 MWc, tandis que la Flandre installait 418 MWc. 2019 représente ainsi la quatrième meilleure année d'installation en Belgique et confirme la relance du marché photovoltaïque. »

En Flandre, le mécanisme de CV n'est plus disponible pour toute nouvelle installation de moins de 10 kWc, et ce depuis 2015. Une taxe prosumers s'est ajoutée à la facture de ces derniers pour la participation aux frais du réseau, un point qui est développé en Annexe 16.3. Si le photovoltaïque continue à se développer massivement, c'est par l'existence d'une obligation d'installation de technologie renouvelable dans les nouveaux projets de

construction et de rénovation lourde pour répondre à un critère de performance énergétique. Les CV sont toujours disponibles pour les productions à puissance supérieure à 10 kWc.

Pour Bruxelles, plusieurs facteurs viennent aider le PV, à savoir la possibilité de souscrire un prêt à taux zéro, une présence toujours des certificats verts pour les particuliers, et la dynamique des tiers investisseurs.

*« 2018 fut une très bonne année pour le photovoltaïque en Région Bruxelloise avec plus de 15 MWc installée, soit 50% de plus qu'en 2017, ou trois fois plus qu'en 2016 ! Toutes ces installations atteignent une puissance cumulée de plus de 82 MWc. A ce rythme, la Région peut s'attendre à franchir le cap des 100 MWc de solaire PV installée dans le courant 2020 ! »,* explique Jan De Keye, Président du conseil d'administration de BRUGEL dans l'article *« La production d'énergie solaire PV a le vent en poupe en région de Bruxelles-Capitale. »*

En Wallonie, l'appel de projet PV fut principalement déployé avant Juillet 2019 (85% des projets de l'année). Ce mouvement fut incité par une annonce du gouvernement Wallon sur la possible exonération d'une future taxe prosumers similaire à celle appliqué en Flandre qui viendrait en 2020. Les certificats verts ayant également disparus pour les nouvelles installations, la recherche d'un nouveau moyen de subventionner les projets est donc attendu par les citoyens.

Pour l'ensemble des particuliers possédant en Belgique une installation PV pour alimenter leur résidence en électricité, le système fonctionne bien souvent en autoconsommation, un mécanisme technique et économique qui sera expliqué dans le chapitre suivant.

## 4 L'autoconsommation individuelle

---

Lorsque l'on parle d'autoconsommation, est associé le principe de la production distribuée, aussi connu sous le nom de production décentralisée. Soit une consommation d'énergie produite directement sur site via une installation de production convertissant différentes sources d'énergies (carburant, vent, soleil, eau ...). Elle s'interprète selon deux sens, le sens physique (celui des électrons) ou bien le sens économique (comptabilisation sur la facture).

Avant de s'emmêler plus les pinceaux, il est bon de commencer par différencier 2 grands principes généralement utilisés dans ce monde de la production locale, à savoir : l'autoconsommation (Ac) et l'autoproduction (Ap). De ces principes on en tire des ratios qui permettent de comparer différents schémas, opérations entre eux pour évaluer leurs efficacités et dépendances vis-à-vis du réseau public.

- **Le taux d'autoconsommation (Tac)**; Représentant la part de production autoconsommée, égal au rapport entre l'énergie autoconsommée issue de la production et l'énergie totale produite sur le site.

- **Le taux d'autoproduction (Tap) ;** Plus souvent connu sous le nom d'**autosuffisance**, représente le rapport entre l'énergie autoconsommée issue de la production et la consommation totale du site.

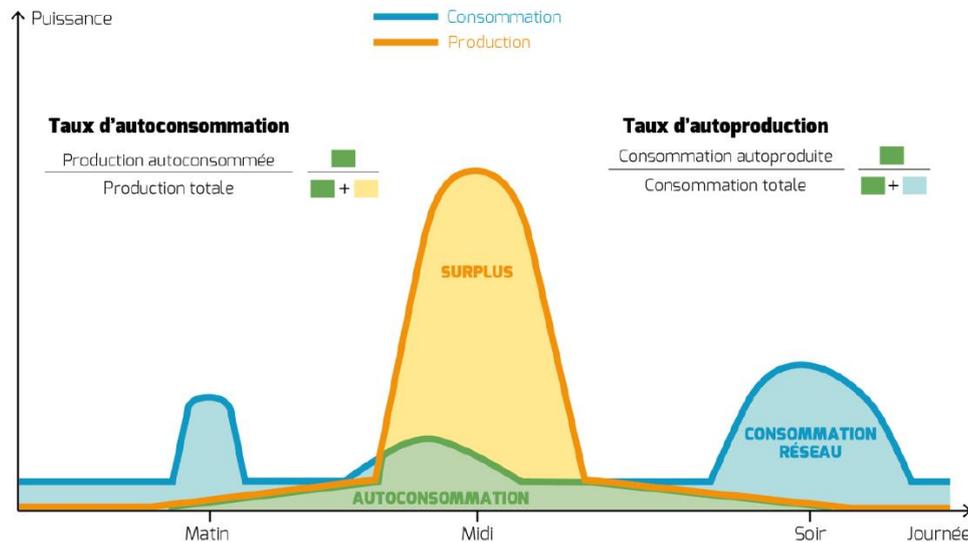


Figure 3: Illustration de l'autoconsommation et de l'autoproduction à partir des courbes de production et de consommation d'un utilisateur type

L'énergie autoconsommée est la partie d'énergie produite par l'installation sur site qui est directement consommée par les installations du site. L'excédent est renvoyé sur le réseau et le complément quant à lui fourni par le réseau.

L'autoconsommation fait donc référence à une installation de production qui chercherait à autoconsommer un maximum l'énergie produite sur le site. L'autoproduction fait plutôt référence à un dimensionnement de l'installation visant à couvrir au maximum ses besoins de consommation. Ce principe peut être discuté suivant le plan physique du flux d'énergie à savoir que pour une maison connectée au réseau public et non équipée de moyen de stockage, tout ce qui est produit et non consommé à un instant donné, sera considéré comme perdu sur le réseau. Un faible Tac serait lié à un surdimensionnement et une non-synchronisation des consommations avec la production. D'un point de vue économique, l'autoconsommation peut être différente si la compensation entre l'énergie sortant et rentrant dans le réseau de l'habitation est possible sur une longue période de relevé. Au plus la période sera grande, au plus on peut récupérer à un autre moment de la journée l'énergie qui était dite « perdue » sur le réseau. Ce dernier principe fut le plus rencontré en Belgique, permettant ainsi aux prosumers d'utiliser le réseau comme une batterie sur un temps très long (une année d'indexation).

Le développement de l'autoconsommation est aujourd'hui tiré par :

- Par les progrès technologiques qui permettent d'accroître la productivité et la rentabilité (meilleur rendement, diminution des prix d'installation, outils de pilotage de la consommation, conversion de l'énergie autoproduite).
- La prise de conscience par les citoyens voulant participer à la transition, réduisant leur consommation, favorisant une production plus locale, obtenant un sentiment de sécurité.
- L'augmentation du prix de l'énergie sur le marché.

En Europe, l'autoconsommation est appliquée à travers le secteur résidentiel et tertiaire, ceux-ci régulés par une gamme de capacité de production. En revanche, les conditions de mises en œuvre diffèrent d'un pays à un autre, d'une région à l'autre, notamment par des politiques visant à développer plus un schéma qu'un autre. Pour la Belgique, l'intégralité de ces installations est connectée au réseau public de transport et de distribution. Le tableau suivant tiré du « National Survey Report of PV Power Applications in Belgium » reprend la proportionnalité de ces installations par rapport à la puissance d'installation.

	Installed PV capacity in 2018 [MW]	Installed PV capacity in 2018 [MW]
Residential ( $\leq 10$ kVA)	434	331
Commercial (10 < kVA $\leq 250$ )		64
Industrial (>250 kVA)		39

Figure 4: Gamme de puissance PV installée en Belgique par secteur : National survey report of PV power in Belgium

Dans le cas résidentiel, l'installation de production est généralement reliée au réseau existant. Ceci permet aux utilisateurs, de passer sur le réseau pour combler la demande, un réseau alimenté par une production stable répondant facilement à la fluctuation de demande.

Pour définir maintenant l'autoconsommateur, nous pouvons faire référence à la définition issue de la directive européenne 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, qui qualifie l'autoconsommateur d'énergie renouvelable comme étant :

*« Un client final qui exerce ses activités dans ses propres locaux, à l'intérieur d'une zone limitée, ou, lorsqu'un État membre l'autorise, dans d'autres locaux, qui produit de l'électricité renouvelable pour sa propre consommation, et qui peut stocker ou vendre de l'électricité renouvelable qu'il a lui-même produite, à condition que ces activités ne constituent pas, pour l'autoconsommateur d'énergies renouvelables qui n'est pas un ménage, son activité professionnelle ou commerciale principale » **Journal officiel de l'Union européenne.***

Dans le cas où l'autoconsommation est liée à une installation photovoltaïque (*figure 9*), l'idée est d'utiliser l'électricité produite par les panneaux pour une consommation locale au sein du bâtiment et de réinjecter le surplus non autoconsommé. Le propriétaire de l'installation et du bâtiment économise dans un premier temps l'énergie autoconsommée au prix de production de l'installation vis-à-vis du prix du marché de l'électricité. Dans un second temps, il peut percevoir divers revenus incitant à la réalisation du projet. On parle ici de mécanismes techniques et/ou financiers qui peuvent donner lieu à une rentabilité supplémentaire de l'installation. En font partie le mécanisme de compensation (décompte de la facture d'énergie par l'énergie injectée sur le réseau), les certificats verts pour la production d'énergie renouvelable, la possibilité de revendre son énergie sur le marché de l'électricité. L'autoconsommation peut également être associée à différents moyens de production, tels que les éoliennes, les centrales hydroélectriques, la cogénération, etc....

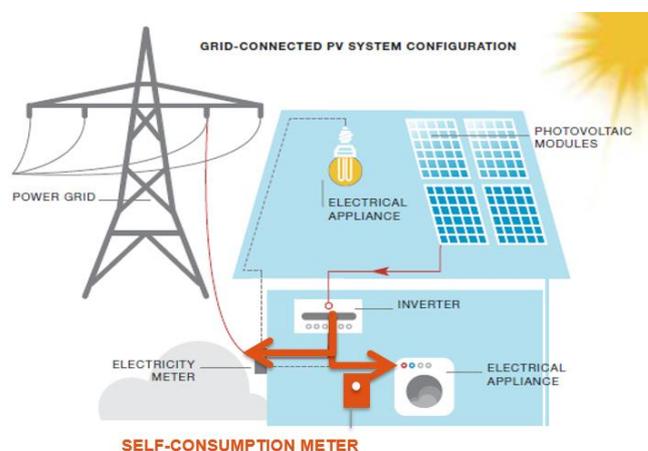


Figure 5: Schéma type d'une habitation en autoconsommation avec injection sur le grid

Nous pouvons ainsi retrouver un éventail de modèle d'autoconsommation en fonction du pays et de la région qui légifère l'opération. Bien souvent l'installation, dans un cas résidentiel ressemblera à ce schéma simplifié ci-dessus. On y retrouve tout d'abord l'installation de production d'énergie, ici des panneaux photovoltaïques, produisant de l'électricité par intermittence suivant la journée. Cette énergie est transportée par un cheminement de câbles sous forme de courant continu jusqu'à l'onduleur. Ce dernier a pour rôle de convertir ce le courant en alternatif pour l'utilisation des appareils domestiques sous une tension adaptée à l'usage de l'habitation. Il aura aussi pour rôle de se synchroniser au réseau du GRD afin de pouvoir réinjecter le surplus en adaptant la tension, la fréquence et l'impédance<sup>1</sup>. L'énergie ensuite peut être consommée par l'habitation. Dans le cas de surplus généré par l'installation, l'électricité sera injectée sur le réseau public en passant par un compteur qui quantifiera la l'énergie injectée. A ce schéma peut être rajouté un éventuel parc de batteries qui permettrait

<sup>1</sup> L'impédance est une notion de résistance issue des courants alternatifs ; il caractérise la manière dont le circuit domestique freine le passage du courant par l'utilisation d'un condensateur ou d'un inducteur.

de stocker en partie l'énergie produite mais non consommée, pour par la suite être restituée en période de sous production mais de forte demande.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sans stockage</b></li> </ul>	$\text{Taux autoconsommation} = \frac{\text{Energie autoconsommée}}{\text{Energie produite totale}}$ $\text{Taux autoproduction} = \frac{\text{Energie autoconsommée}}{\text{Energie consommée totale}}$
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Avec stockage</b></li> </ul>	$\text{Taux autoconsommation} = \frac{\text{Energie autoconsommée} + \text{energie chargée dans la batterie}}{\text{Energie produite totale}}$ $\text{Taux autoproduction} = \frac{\text{Energie autoconsommée} + \text{Energie déchargée de la batterie}}{\text{Energie consommée totale}}$

Figure 6: Calcul du Tac et Tap avec et sans batterie : Etude technique projet Pegasus

L'autoconsommation individuelle est donc à la base d'un partage d'énergie entre plusieurs consommateurs car la quantité d'énergie qui sera mise en jeu par un prosumer vers un autre consommateur sera fonction du type de schéma technique et économique employé par le prosumers. Si le Tac est élevé par l'utilisation de moyens techniques ou financiers comme vu précédemment, il y aura peu d'énergie à disposition.

## 5 L'autoconsommation Collective

Le principe d'autoconsommation dans le système électrique n'est pas nouveau puisque, d'un point de vue physique, les électrons mis en mouvement empruntent toujours le chemin le plus court. Ainsi, les flux d'énergie se dirigent en priorité vers le(s) point(s) de consommation le(s) plus proche(s). L'autoconsommation, dont il est question ici, n'est pas cette réalité physique, mais la mise en œuvre d'un principe contractuel permettant de prendre en compte le partage d'énergie entre voisins.

Il est difficile à l'heure actuelle de fournir une définition exacte sur l'autoconsommation collective. Certaines instances n'étant pas tout à fait en accord sur la précision de certains paramètres. Ces différences remarquées en Europe entre chaque pays sont bien souvent fonction du contexte politique et économique du marché de l'énergie du pays et du réseau de distribution présent sur chaque territoire.

Dans la directive émise par la Commission européenne pour la promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, il est mentionné « *les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective comme étant un groupe d'au moins deux autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective*

conformément au point 14) qui habitent dans le même bâtiment ou dans un immeuble résidentiel. » le point 14 faisant référence à la définition d'un autoconsommateur précédemment vue dans le chapitre 4. Elle ajoute aussi la définition d'un accord d'achat d'électricité renouvelable comme étant le contrat liant entre eux les participants de l'opération.

Selon Apere dans son *Memorandum 2019*, « l'autoconsommation collective d'électricité renouvelable consiste en un échange local entre consommateurs voisins d'électricité renouvelable issue d'un ou plusieurs producteurs locaux. »

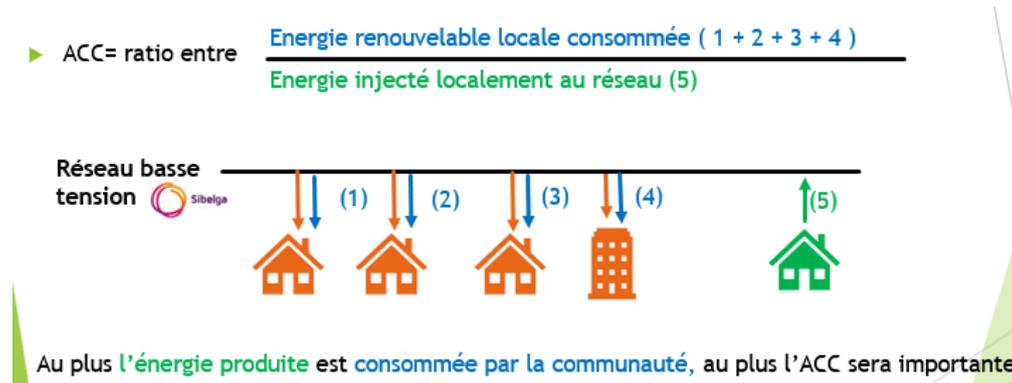


Figure 7: Illustration d'un modèle d'autoconsommation collectif. Jean Fripiat

Ce modèle d'échanges intègre donc les notions « d'autoconsommation » qui consiste à la possibilité de consommer une énergie autoproduite localement et la notion de « collectivité » qui permet de rassembler plusieurs acteurs au sein d'une même communauté.

⇒ **L'Acc est donc l'application à l'échelle collective de l'Ac.**

Une définition encore plus complète fut rédigée par l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise des énergies en France) qui apporte une précision géographique et d'organisation de l'opération d'Acc. « Une opération regroupant un ou plusieurs producteurs d'électricité d'origine renouvelable (généralement PV) et un ou plusieurs consommateurs finaux, au sein d'une personne morale. Ces derniers doivent avoir leurs points de soutirage et d'injection situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (poste HTA/BT) ».

On y intègre ici la notion d'**organisation** du processus qui sera gérée par une personne morale organisatrice (PMO) ayant pour rôle de coordonner l'ensemble des échanges, des contrats et des relations entre les différents acteurs qui peuvent intégrer une opération. Ensuite il y a la notion de **périmètre géographique**. C'est un critère important car il pourra jouer sur l'approbation ou non d'une opération collective par les organismes de régulation, et agira aussi sur le prix de l'énergie qui sera échangé entre les participants.

## Respecter l'ordre des priorités

Il est à rappeler que à travers la mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective, des bonnes pratiques doivent tout de même être établies en amont par les prosumers quant à leurs modes de consommation qui influencera sur le surplus injecté au réseau. Il est primordial d'appliquer un ordre de priorité pour limiter les pertes survenant à l'acheminement. La transition de cette énergie sur le réseau peut engendrer de nombreuses pertes et des consommations pouvant être déplacées sont tout simplement à encourager pour limiter l'injection sur le réseau. Voici comment sont vus ces principes.



### 1) Une bonne conception

Un surdimensionnement de l'installation pourrait engendrer un plus long temps de retour sur investissement et des coûts supplémentaires sur le réseau. Un Surdimensionnement pourrait générer un surplus d'énergie non consommé inutile.



### 2) Encourager l'autoconsommation du prosumer

Déplacer un maximum de charges au moment de la production (ECS, pilotage et monitoring des appareils domestiques, sensibilisation des occupants). Limiter les injections variables sur le réseau.



### 2) Encourager l'Acc

Promouvoir les consommations à proximité de la production.

Etudier les consommations et la surproduction pour limiter les flux hors du site d'Acc.

Conscientiser les participants pour augmenter ensemble le Tacc.

## 5.1 Plusieurs schémas d'Acc

L'Acc cherche à s'intégrer à n'importe quel type de consommateur et de producteur, mais se trouve limitée parfois par des critères comme la zone géographique, la puissance des moyens de production, le nombre de participants, la possibilité d'utiliser un réseau public ou privé... Néanmoins il existe différentes configurations que l'on pourrait rencontrer en Europe.

### 5.1.1 Secteurs tertiaires, agricoles et industriels

Les secteurs tertiaires, agricoles et industriels ont bien souvent des besoins de consommation synchronisés avec une production photovoltaïque journalière, ils possèdent une meilleure faisabilité technico-économique. L'un des points faibles serait l'accès à une énergie moins chère que les entreprises à fort soutirage possèdent. En Belgique des CV sont encore disponibles pour les installations de plus de 10 kWc sur la production permettant de compenser le surcoût de production par rapport au prix du marché pendant la durée d'amortissement de l'unité de production. Dans le cas où l'entreprise n'utiliserait pas intégralement son énergie autoproduite, une vente sur le réseau serait possible, moyennant généralement l'utilisation du réseau moyenne et haute tension. Un schéma d'autoconsommation collective peut s'inscrire dans un zoning industriel regroupant plusieurs secteurs d'activités économique.



Figure 8: installation PV sur des entrepris de stockage en secteur tertiaire

Il existe aussi la possibilité de diminuer la pointe quart-horaire<sup>2</sup> pour les entreprises ayant des appels en puissance non négligeables en journée, durant les heures pleines. Ceci leur permettrait de changer de contrat tarifaire, réduisant le coût du terme « puissance » de la facture. Une entreprise peut effectuer de l'écrêtage de consommation en employant un moyen de production décentralisé pour diminuer l'appel de puissance de soutirage à certaines périodes de la journée et ainsi avoir la possibilité d'obtenir un tarif avantageux sur la puissance souscrite et sur l'énergie prélevé au réseau. Ce moyen de production pourrait être une installation PV couvrant les périodes pleines de consommation d'été et mi saison (11h-13h) lors de la période d'activité. Ensuite elle pourrait aussi faire bénéficier d'autres entreprises locales qui seraient également avantagées par cette mesure. Peut être cité en exemple de projet mis en place celui de New 4.0 réalisé en Allemagne.

---

<sup>2</sup> Le distributeur enregistre mensuellement les consommations par quart-heure et en retient la puissance maximale, en divisant l'énergie consommée par la durée du relevé(15min), il détermine la puissance quart horaire qui permettra de définir le choix tarifaire.

### 5.1.2 Zones d'activités résidentielles et mixtes

En zone urbaine, la consommation du secteur résidentiel est moins bien synchronisée avec la production solaire. L'autoconsommation y est pertinente si les usages des consommateurs sont déplacés pendant les heures d'ensoleillement, comme la production d'eau chaude sanitaire ou la charge intelligente d'un véhicule électrique (Véhicul to grid). En ville et plus particulièrement dans les quartiers commerçants, le système électrique bénéficie d'un fort effet de **foisonnement** aussi bien au niveau de la production que de la consommation et d'un réseau électrique bien dimensionné. Cette caractéristique est difficilement atteinte dans les zones rurales ou des quartiers résidentiels qui possèdent des profils similaires de consommation. Il sera donc plus judicieux de mettre en place de l'Acc dans un milieu où les activités économiques sont mixtes pour obtenir une meilleure pénétration de l'énergie solaire.

*« L'autoconsommation répond également à l'attente citoyenne de se réapproprier la production d'énergie et de devenir des consom'acteurs: 63% des foyers français se disent en effet intéressés à produire et auto-consommer leur propre électricité, même si elle coûte un peu plus cher. L'autoconsommation constitue donc un potentiel de déploiement important à moyen terme, et encourage des changements de comportements nécessaires à la transition énergétique ». Avis de l'Adem*

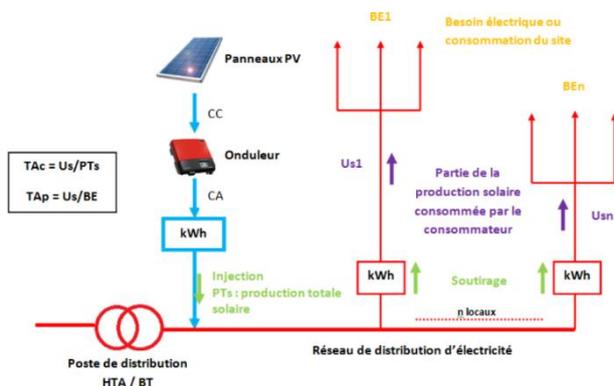


Figure 9: schéma de distribution pour une opération Acc entre plusieurs habitations

Le schéma de raccordement ci-dessus peut donc correspondre par exemple à une zone de lotissement dans laquelle chaque compteur appartient à une habitation ou commerce.

Pour symboliser ce schéma, l'exemple de l'application du projet pilote qui sera abordé en partie 2 de ce travail. Nous pouvons également faire référence au projet pilote de Saint-Julien-en-Quint qui est mené par l'agence Energie et environnement Auvergne Rhône-Alpes.

### 5.1.3 Dans un même bâtiment

L'Acc peut se faire au sein d'un même bâtiment. Un cas typique est par exemple un centre commercial qui dispose d'une installation PV sur son toit ou encore en ombrelle sur le parking et qui revendrait l'électricité produite aux différents commerçants indépendants à l'intérieur

du bâtiment. Un autre cas peut être celui d'un bailleur social qui pose des panneaux PV sur le toit de l'immeuble et qui vendrait l'électricité aux différents locataires et/ou propriétaires d'appartements au sein de la résidence. Dans ces deux cas, le schéma de raccordement électrique est présenté ci-dessous.

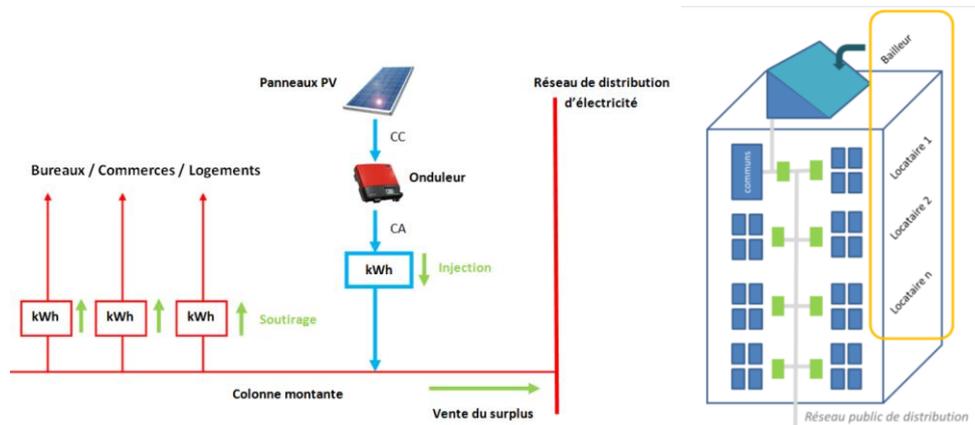


Figure 10 : Schéma de distribution d'Acc dans un même bâtiment

Une commune possédant des logements sociaux et désirant promouvoir et investir dans le renouvelable, pourrait équiper la surface de toit de l'immeuble et par conséquent revendre à un prix avantageux l'énergie aux bailleurs qui sont dans bien des cas en précarité énergétique. Nous verrons que ne pas passer par le réseau public pour distribuer et vendre l'énergie autoproduite peut-être possible et avoir des avantages sur les frais du réseau.

**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 article 21 paragraphe 4**

« Les États membres veillent à ce que les autoconsommateurs d'énergies renouvelables situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels, aient le droit d'exercer collectivement les activités visées au paragraphe 2 et soient autorisés à organiser entre eux un partage de l'énergie renouvelable produite sur leur(s) site(s), sans préjudice des frais d'accès au réseau et d'autres frais pertinents, redevances, prélèvements et taxes applicables à chaque autoconsommateur d'énergie renouvelable. Les États membres peuvent faire une distinction entre les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière individuelle et ceux agissant de manière collective. Toute différenciation de la sorte est proportionnée et dûment justifiée. »

### 5.1.4 Zone non-interconnectée

L'autoconsommation joue également un rôle dans l'approvisionnement énergétique sur les ZNI, généralement on fait référence aux îles qui sont dépourvues de centrale de production et dont certains villages ont besoin d'approvisionnement en électricité. C'est une application

actuellement utilisée à l'île de la Réunion, un département outre-mer de la France qui compte de nombreuses habitations en site isolé au centre de l'île.

Intégrée au système électrique dans les ZNI, l'autoconsommation avec stockage constitue dès aujourd'hui une alternative moins chère que la production locale carbonée. Elle peut soulager une partie de l'impact des consommations induites par le développement de certains pics de consommation journaliers (climatiseurs en région chaude).



Figure 11: Centre du village de Mafate à la Réunion avec une installation solaire.

## 6 L'Ac et Acc dans les pays européens



Dans ce chapitre, il est intéressant de faire un bilan de l'application de l'autoconsommation simple et collective chez nos pays voisins et des différents modèles législatifs et techniques qui sont actuellement en cours d'étude. Cette analyse comparera et mettra en évidence les différents systèmes appliqués dans chacun des pays choisis, qui autorisent l'autoconsommation et dont un modèle collectif pourrait également être mis en place. Cette partie fut inspirée du travail réalisé par Helie Moreau. « *Autoconsommation collective d'électricité photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale. Une solution pour davantage d'électricité verte* » dans lequel il s'est inspiré du rapport de l'IEA (*self consumption policies 2016*) où différents paramètres ont été utilisés pour comparer les modèles d'Ac. Pour l'ensemble des pays européens analysés, nous reprendrons uniquement le cas de l'Allemagne, la France dont le contexte climatique se rapproche le plus du notre. L'Espagne fut également analysé pour compléter nos recherches.

## 6.1.1 Les paramètres essentiels à l'Ac et l'Acc

L'IEA<sup>3</sup>, l'Agence internationale de l'Energie, dans son rapport publié en 2016 sur l'autoconsommation, a donné pour définition de l'Ac comme étant la suivante : « *L'usage local de l'électricité photovoltaïque dans le but de réduire l'achat de l'électricité auprès d'autre producteurs* ». Elle a par la même occasion comparé les différents schémas d'autoconsommation entre 20 pays dans le monde suivant divers paramètres principaux et communs à tous les modèles d'Ac que l'ensemble des pays de l'IEA appliquent actuellement.

Ci-dessous se trouvent les critères qui joueront sur le développement et la rentabilité en Belgique de l'Ac et ira aussi dans le sens l'Acc.

PV Self-consumption	1	Right to self-consume
	2	Revenues from self-consumed PV
	3	Charges to finance T&D
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity
	5	Maximum timeframe for compensation
	6	Geographical compensation
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration
	8	Third party ownership accepted
	9	Grid codes and additional taxes/fees
	10	Other enablers of self-consumption
	11	PV System Size Limitations
	12	Electricity System Limitations
	13	Additional features

De ces critères, nous pouvons différencier l'aspect économique par les critères 2,3,4,9 et l'aspect technique qui indiqué par les critères 5,6,8 et 11.

Figure 12: Paramètres principaux du modèle d'autoconsommation (IAE)

Pour chacun de ces pays, nous rajouterons ces trois critères suivants qui sont nécessaires à l'étude de l'instauration de l'Acc en Europe.

- 14) La parité du réseau (coût kWh autoproduit = coût du marché)
- 15) Mécanismes de soutien (CV, compensation, prime, ...)
- 16) L'existence d'un cadre de réglementation sur l'Ac et l'Acc

<sup>3</sup> L'IEA est une agence qui regroupe un ensemble d'acteurs actif et concerné par le secteur de l'énergie et l'environnement afin de faciliter la coordination des politiques énergétiques des pays membres. Elle est accompagnée par des organismes complémentaire qui ont un rôle de conseil ainsi que par la commission européenne. Son assemblée est constituée de pays tels que la France, le Japon, la Belgique, le Canada, les Etats-Unis et bien d'autres encore

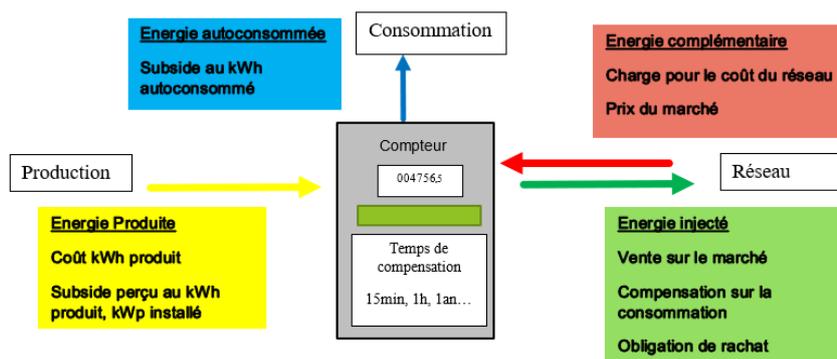


Figure 13 : Schéma des paramètres liés à l'énergie autoconsommée

## 1) La parité du réseau

La parité du réseau est un état pour lequel le coût du kWh autoproduit est égal au coût du kWh acheté sur le marché de détail. Ce coût de production, également appelé LCOE<sup>4</sup>, est un indicateur financier très fréquemment utilisé dans le monde de l'énergie, en particulier renouvelable. Actuellement ce coût de production s'est vu diminuer drastiquement avec le marché du photovoltaïque qui est en pleine croissance. Une étude sur le parc photovoltaïque en RBC menée par Brugel et parue en 2018, mettait en évidence une baisse du prix des installations de 12% entre 2013 et 2015.

Dans le tableau ci-dessous, nous avons cherché à calculer ce LCOE suivant deux bases de prix d'installation d'une unité PV en toiture pour une puissance de 4,5 kWc, l'un vu comme pessimiste et l'autre de manière optimiste pour les prochaines années (période 2021-2030). Un devis effectué pour installation en Wallonie en campagne par l'entreprise SANELEC est retrouvé en **annexe 16.10**. Celui-ci nous a permis d'estimer le second tarif.

Parallèlement à cela, le prix de l'électricité monte en flèche, aujourd'hui atteignant un prix moyen en Belgique de 25c€/kWh. Lorsque le prix du kWh autoproduit devient inférieur au prix du kWh soutiré sur le réseau, nous atteignons la parité du réseau et donc il est rentable pour le producteur d'autoconsommer un maximum les kWh autoproduits par son installation.

<sup>4</sup> « LCOE » est l'acronyme de « Levelized Cost Of Energy », soit en français le « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée. Il s'exprime typiquement en c€/kWh (ou autre monnaie) et est fréquemment employé dans le secteur électrique.

Calcul LCOE pour 4,5 kWc		Pessimiste	Optimiste
<u>Prix du kWc</u>		2,500.00 €	1,300.00 €
<u>CAPEX</u>		12,500.00 €	5,850.00 €
<u>Financial</u>	Intérêts	437.50 €	105,30 €
<u>Opex</u>			
	Changement onduleur après 10 ans	946.98 €	852,26 €
	Dépense Total	<u>13,884.48 €</u>	<u>8,709.48 €</u>
<u>LCOE (25 years )</u>		<u>0.1630 €</u>	<u>0.0920 €</u>

Pour ce calcul simplifié, aucun coût à l'opération n'a été intégré, mis à part le changement de l'onduleur après 10 ans d'utilisation, la maintenance étant plutôt rare pour les projets résidentiels. Aucune Taxe n'a été ajoutée au projet (taxe prosumers).

Vous pourrez également retrouver les coûts des différents moyens de production d'énergie recensé par l'AIE au terme de son rapport « Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies » en **annexe 16.7** (Explication du LCOE).

Sur le schéma de la page suivante, nous avons représenté et comparé les deux LCOE calculés précédemment avec le prix moyen de l'électricité délivré aux ménages sur le marché européen basé sur une consommation entre 2000 et 5000 kWh. Bien évidemment nous comparons ici un prix de production d'une source décentralisée avec un prix complet comprenant la fourniture, l'acheminement et les taxes et redevances appliquées par les pays.

La parité du réseau bien qu'ayant été atteinte pour une majorité des pays suivant le cas optimiste, n'est pas un indicateur suffisant pour dire si une opération d'autoconsommation individuelle ou collective peut être jugée rentable. D'autres facteurs techniques et économiques appliqués au pays visé sont des clefs complémentaires pour qu'un projet soit rentable. Par exemple, si aucun mécanisme de rachat, de compensation ou de financement n'intervient pour l'énergie autoproduite et renvoyé sur le réseau, le projet risque d'être non rentable. Mais nous pouvons classer la parité du réseau comme étant une force au déploiement de l'Acc. Nous poursuivons donc notre analyse.

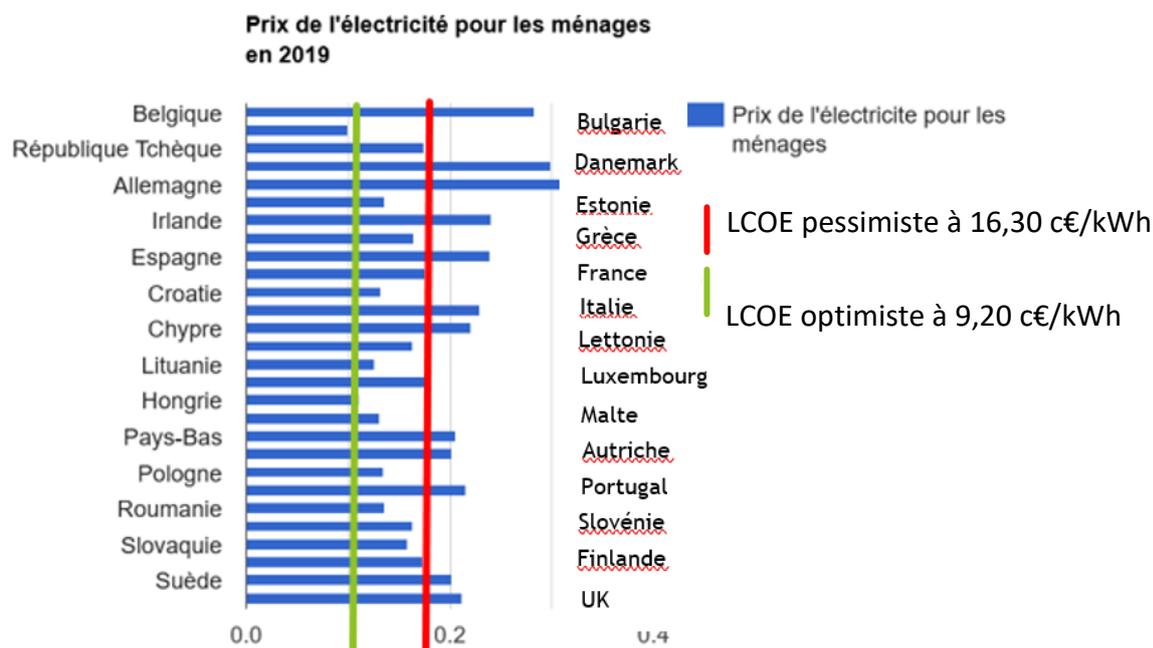


Figure 14: Les prix indiqués sont issus de la base de données d'Eurostat, l'office statistique de l'Union européenne.

## 2) Mécanismes de soutien

Nous rassemblons ici l'ensemble des dispositifs mis en place par les organismes publics pour permettre aux exploitants de petites et grandes installations de production, de trouver une rentabilité à l'investissement. Il y a encore quelques années, la technologie et l'industrialisation de ces énergies renouvelables n'avaient pas encore atteint les performances qu'elles connaissent aujourd'hui pour offrir un prix d'achat incitant. Il fallait donc donner un coup de pouce pour inciter le citoyen à investir. Des aides habillées sous toutes formes (certificat vert, la compensation, prime à l'installation ...) garantissent une rentabilité généralement au bout de 7 à 10 ans. Vous trouverez en **annexe 16.3** (Mécanisme de soutien) les différentes aides qui peuvent subvenir sur un projet en Belgique.

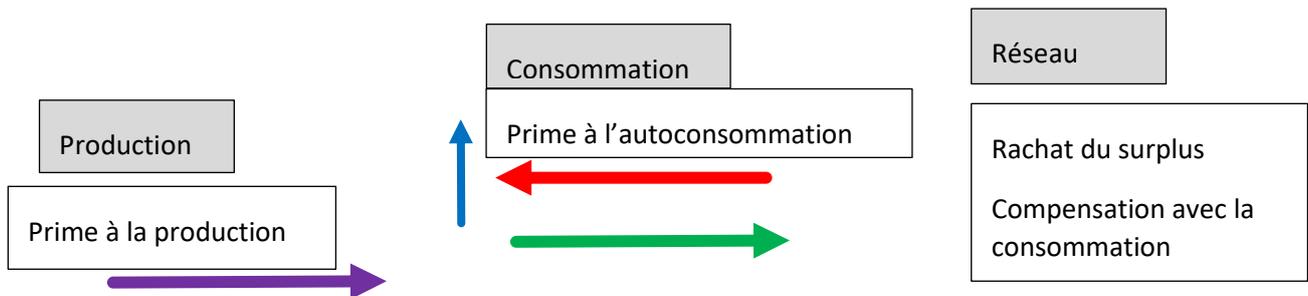
**DIRECTIVE (UE) 2018/2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables**, l'Europe fait la mention suivante dans l'article 22 :

*« Les États membres disposent de potentiels différents en matière d'énergie renouvelable et appliquent différents régimes d'aide au niveau national [...] Afin de garantir le bon fonctionnement des régimes d'aide nationaux, il est essentiel que les États membres continuent de pouvoir contrôler les effets et les coûts de leurs régimes d'aide en fonction de leur potentiel. »*

Bien qu'encore nécessaires pour certaines régions, ces mécanismes viennent à disparaître. Les pouvoirs publics se défendent en expliquant que le prix de la technologie rend aujourd'hui tout projet accessible et rentable en 10-12 ans. Comparer les différentes subventions employées au sein de chaque pays européen peut nous permettre de mettre en

corrélation le développement des Enr domestiques avec la participation ou non les pouvoirs publics.

Ces mécanismes de soutien peuvent être considérés comme un revenu issu de l'autoconsommation de l'énergie autoproduite, et donc fait référence au critère 2 de la figure 9 « revenue from self-consumption ». Certains sont liés à l'entièreté de l'énergie produite, comme les certificats verts. D'autres encore peuvent être liés au surplus d'énergie renvoyé sur le réseau (obligation de rachat, compensation).



### 3) Revenus sur l'excédent injecté sur le réseau

*Les revenus issus de la vente d'électricité ne sont pas en lien avec le système de certificat vert par la quantité produite d'électricité. Ici nous parlons de la vente de l'excès d'électricité non-autoconsommé par le prosumers qui est injecté sur le réseau public. Certains pays autorisent la vente du surplus au marché de détail, un contrat de rachat peut être souscrit avec un fournisseur de réseau. Dans la majorité des cas, les contrats existants de vente ne procurent qu'un rachat presque équivalent au prix net de l'énergie du réseau, entre 3 et 6 c€/kWh en Belgique. Comme nous l'avons vu, actuellement un LCOE optimiste pour une installation normale est de 9-12 c€/kWh produit. Ce qui signifie une perte sèche autour de 3-9 c€/kWh vendu au marché de l'énergie. Si le prix du PV continue à diminuer dans les années à venir, et que le prix de l'électricité poursuit son ascension, on pourrait imaginer qu'il sera de plus en plus rentable de faire un contrat de vente à un fournisseur. L'Acc permettrait d'atteindre plus rapidement un prix de revente lucratif, à la fois pour l'acheteur, mais aussi pour le producteur.*

*On pourrait imaginer dans un quartier, les citoyens se rassemblant pour se mettre d'accord sur un prix de vente entre les prosumers et les consommateurs. Des systèmes politiques fournissent des aides complémentaires pour compenser le gap qui existe entre le coût de production et le prix du marché de détail pour atteindre la rentabilité des projets d'énergie renouvelable. Presque l'entièreté des projets éoliens et solaires en Europe perçoit des subsides sur la vente d'énergie qui sont alimentés par des fonds publics issus des taxes sur la facture d'énergie.*

#### 4) Les charges pour le financement du réseau transport et distribution

Dans la majorité des pays, les frais du réseau sont supportés par les consommateurs et sont fonction de l'énergie soutirée sur le réseau. Ces frais sont présents dans la facture délivrée par le fournisseur sous le nom « coût de l'acheminement » et représente près de 30% de celle-ci en Belgique (annexe 16.4). Dans bien des cas, l'opération d'autoconsommation individuelle permet au prosumer de ne pas participer au financement du réseau grâce à l'utilisation du mécanisme de compensation annuel des kWh produits et consommés qui se déduisent et voir même s'annulent si la production excède la consommation. Or les charges du réseau de transport et distribution sont bien là, et sont par conséquent répercutées sur les autres consommateurs qui ne possèdent pas de panneaux solaires. Ceux-ci ont vu leurs factures augmenter, créant une inégalité et mettant en déséquilibre le principe de solidarité sur lequel la plupart des pays européens s'appuient pour payer le réseau. L'Europe en fait référence au sein de la directive 2018, article 21 paragraphe 6 « *La nécessité de s'assurer que les autoconsommateurs d'énergies renouvelables contribuent de manière adéquate et équilibrée au partage du coût global du système lorsque de l'électricité est injectée dans le réseau.* »

Les pouvoirs publics ayant repérés cette inégalité mettent en place des contres décisions qui permettront à tous de participer au financement du réseau. Ces mesures de corrections varient d'un pays à l'autre et peuvent faire office d'une redevance réseau sur la puissance de l'installation, ou par un relevé plus précis via un compteur intelligent qui remplacera le compteur traditionnel. Or cette mesure dans bien des cas, même si elle est justifiée, vient rajouter une charge annuelle qui n'était pas prévue lors de l'investissement. L'Acc pourrait dans ce cas permettre aux producteurs de financer cette charge en revendant l'excédent produit à un prix plus avantageux que celui proposé par un fournisseur normal.

#### 5) Périmètre géographique

Le périmètre de l'opération d'autoconsommation est un paramètre qui n'influence pas sur la rentabilité, mais plutôt sur la certitude et la sécurité de l'approvisionnement de l'énergie entre auto-consommateurs. Bien souvent il est délimité par le maillage des lignes du réseau Basse Tension (BT), Moyenne Tension (HTA) et Haute Tension (HTB). Il peut être aussi limité par une distance géographique (en km).

Certains pays s'entendent pour qu'un projet, visant à créer un partage d'énergie entre citoyens, ne doit pas dépasser le poste BT pour plusieurs raisons. La première serait que l'Acc viserait à limiter au maximum les flux d'énergie qui passeraient par les postes de transformation, engendrant des entretiens plus fréquents et un renforcement des lignes. Le réseau est un maillage qui, lorsqu'il a été conçu, n'était pas prévu pour voir un deuxième flux variable arriver et s'ajouter sur la distribution.

Dans le rapport de l'Ifri « *coût de l'énergie renouvelable*, Michel Cruciani», l'auteur décrit les phénomènes techniques et physiques pouvant engendrer des coûts supplémentaires au gestionnaire de réseau.

Le périmètre est important dans la mesure où il permet de donner une vraie valeur à l'hypothèse que l'on se donne sur le transport d'une unité d'énergie autoproduite jusqu'à son utilisateur. Il est vrai que si dans un quartier imaginé comme ci-dessous, la probabilité que l'énergie autoproduite soit absorbée par le participant, est faible voir même impossible. Il est donc important de ne pas transformer ces flux « hypothétiques » en flux « impossibles ».

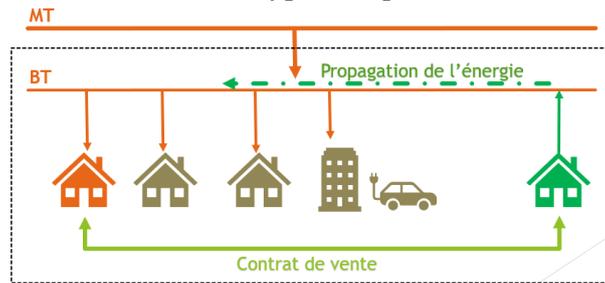


Figure 15: propagation de l'énergie sur le réseau entre deux contractants

## 6) Intervalle de relevé de l'énergie et d'index

Le temps de relevé « Time frame », est essentiel pour répondre à cette précédente hypothèse de flux d'énergie. Les compteurs d'énergie permettent de mesurer principalement les flux consommés et produits par une habitation entre deux. Le compteur traditionnel à disque qui par effet magnétique avec le passage de l'énergie, tourne dans un sens pour comptabiliser l'énergie consommée, vient à être remplacé progressivement pour le développement d'un réseau plus intelligent. Ce dernier permettra d'enregistrer également les flux sortant de l'habitation et peut être communicant, signifiant qu'il peut transmettre les relevés par pas de temps très court directement au GRD. Au plus ce temps de relevé est court, au plus on peut donner une valeur réelle aux flux d'énergies qui transitent entre les compteurs, et donc connaître exactement la quantité qui est produite et autoconsommée à un moment donné.

L'intervalle pour le relevé d'index est intégré dans le principe de compensation des kWh autoproduit et consommé sur le réseau. En Wallonie et en Flandre ce temps est de 1 année alors que pour d'autres pays il est considéré à l'échelle « réelle » bien souvent 15min. Nous verrons qu'au plus le temps d'index est court, au plus l'autoconsommation individuelle est à encourager. À l'échelle collective, pour atteindre une plus grande précision dans les flux d'électricité, ce temps devra également être très court.

## 7) Cadre réglementaire pour l'Acc

Et enfin, un dernier paramètre qui semble important d'évoquer est l'instauration d'un cadre réglementaire permettant à une opération d'Acc d'être reconnue sur le plan juridique. Un cadre réglementaire permet ; de donner une forme juridique à la communauté, d'y mentionner les rôles et responsabilités entre chaque acteur, de représenter cette communauté au sens de la loi. Bien généralement, on fait référence aux coopératives citoyennes, une forme juridique où les mots transparence, investissement du capital dans leur capacité de production renouvelable et dialogue entre membres sont mentionnés. Mais d'autres formes peuvent également apparaître, souvent mélangeant les citoyens et les acteurs privés ou publics, complexifiant la forme juridique des choses. Dans la directive européenne sur la promotion des Enr 2018, paragraphe 71.

*« Les États membres devraient, par conséquent, pouvoir prévoir que les communautés énergétiques citoyennes peuvent prendre n'importe quelle forme d'entité, par exemple la forme d'une association, d'une coopérative, d'un partenariat, d'une organisation à but non lucratif ou d'une petite ou moyenne entreprise, pour autant que l'entité ait le droit d'exercer des droits et d'être soumise à des obligations en son nom propre »*

Dans la directive sur les Enr 2018, il est aussi indiqué que les opérations d'Acc devraient être régies et encadrées par une personne morale. Il sera intéressant de pouvoir faire évoluer cette forme juridique suivant les retours d'expérience des projets pilotes.

La commission a également à travers son Clean Energy Package, définit la notion de **Communauté d'énergie renouvelable** (RECs) et **Communauté citoyen d'énergie** (CECs) sans réellement spécifier sous quelle forme elles s'intégreraient. C'est aux états membres à retranscrire dans leurs législations la forme qu'elles pourront prendre et leurs obligations, droits et responsabilités. Nous souhaitons souligner que la définition de RECs intègre la notion de *participation ouverte, volontaire, de proximité* et dont l'objectif premier est de *fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux* à ses actionnaires ou membres ou en faveurs du territoire où elle exerce son activité plutôt que la recherche du profit.

### 6.1.2 Résumé de l'application de l'autoconsommation sur les pays choisis

Un tableau de synthèse est représenté ci-dessous pour distinguer les différents pays choisis qui pratiquent actuellement l'autoconsommation collective et individuelle. L'analyse de ces pays se retrouve en annexe 16.11 et reprend les informations intéressantes retrouvées dans les publications scientifiques et documents législatifs liés au sujet.

### Caractéristiques du modèle Espagnol

Parité du réseau	Oui : 24 c€/kWh prix du réseau
Aide à l'investissement	À travers la compensation si autoconsommation ou par des aides associés à la puissance de l'installation dans le cas d'un contrat de revente sur le réseau.
La vente du surplus	Oui si $P > 100 \text{kWc}$ (au prix du marché de détail) Non si $P < 100 \text{kWc}$
Principe de compensation	Oui si $P < 100 \text{kW}$ (compensation sur l'énergie sur 15min) Non si $P > 100 \text{kWc}$
Frais du réseau	Que sur la partie non compensée + une Solar tax annuelle
Périmètre géographique	Réseau privé intérieur Réseau public BT sous un même poste de transformation, distance max 500 m ou présent sur une même parcelle cadastrale.
Organisation de la gestion	Personne morale non définie
Cadre juridique	L'organisation est considérée comme distributeur et doit se conformer à un ensemble de mesure, notamment s'enregistrer et subir des procédures administratives assez conséquente.
Clef de répartition	Un pourcentage calculé sur l'investissement à la production, mais les parties peuvent choisir de déterminer ensemble le coefficient attribué à chaque consommateur
Time frame	15min – 1h

### Caractéristiques du modèle d'Acc Français

Parité du réseau	Oui : Prix du marché 17,65c€/kWh
Aide à l'investissement	Oui pour l'Acc à 400€/kWc (<3kWc) et dégressive au plus la puissance augmente. Égale à 100€/kWc (>36kWc) voir <b>figure 18</b>
La vente du surplus	<u>Ac</u> : 10c€/kWh (<9kWc) et 6c€/kWh (10kWc < P < 100kWc) <u>Vente totale</u> : 18.7 c€/kWh
Principe de compensation	Pour les systèmes en autoconsommation sur une compensation de 30min
Frais du réseau	TURPE green adapté au caractère spatial de l'opération
Taxes et autres	<u>Ac</u> ne contribue pas à la CSPE sur l'autoconsommation <u>Acc</u> contribue à la CSPE et à la TCFE
Périmètre géographique	2km de périmètre
Organisation de la gestion	Personne morale organisatrice sous une forme libre
Clef de répartition	Répartition Fixe, au Prorata de la consommation ou combinaison des deux
Puissance des projets d'Acc	Limité à 3MWc
Time frame	30 min

## Caractéristiques du modèle d'Acc Allemagne

<b>Parité du réseau</b>	Oui : Prix du marché 31c€/kWh
<b>Aide à l'investissement</b>	Pas d'information
<b>La vente du surplus</b>	Tarif de base : 12,5 c€/kWh Tarif direct : 27,9*-11 = 16,9 c€/kWh (sans compteur la subvention Acc directe) Tarif commerciale : 27,9*-19,65 = 8,25c€/kWh  *27,9 étant le prix à 10% inférieur au prix du marché actuel d'électricité devant être atteint.
<b>Principe de compensation</b>	Pas d'information
<b>Frais du réseau</b>	Tarif sur les kWh qui sont en vente commerciale
<b>Disponibilité du réseau public</b>	Oui et également possibilité de passer au réseau privé
<b>Taxes et autres</b>	Cotisation EEG sur tous les cas de vente et autoconsommation.
<b>Périmètre géographique</b>	Restreint au bâtiment si l'opération souhaite bénéficier de la subvention. Non mentionné pour les vente commerciale
<b>Organisation de la gestion</b>	Pas d'information
<b>Clef de répartition</b>	Pas d'information
<b>Puissance des projets d'Acc</b>	Via le minimum imposé de 10% d'autoconsommation individuelle. Les primes pouvant aller jusqu'à une installation de 100kWp, nous pensons que c'est la limite pour un projet d'Acc.
<b>Time frame</b>	Estimé à 15 min et 1h pour comptabilisation sur le réseau

### 6.1.3 Résumé de l'Ac et l'Acc en Europe

Les points intéressants mentionnés en annexe 16.11 seront résumés ci-dessous.

- Le modèle Espagnole reprend la non-possibilité de contracter un contrat de vente au près d'un fournisseur ou gestionnaire de réseau. Aucune charge n'est appliquée à la part autoconsommée, encourageant l'utilisation de l'électricité autoproduite.
- L'ensemble des schémas possédant un temps de compensation de l'énergie réduit à 15 min sans possibilité de revendre son énergie pousse à l'autoconsommation.
- Deux tarifs sont appliqués sur le modèle Français, un plus bas que le tarif normal pour la partie énergie autoconsommée et l'autre plus élevé pour l'énergie provenant du réseau et du fournisseur EDF. Cela stimule un maximum l'autoconsommation collective. Cependant, cela pourrait alourdir la facture des participants
- En Allemagne, il y a une obligation que 10% de l'électricité produite soit d'abord autoconsommée avant d'envisager la revente à la collectivité. Les appels d'offre français sur les projets d'Acc portaient à 50% le taux d'autoconsommation collective pour une validation.

- Lorsque la valorisation de l'injection par la vente est plus avantageuse que le prix de l'énergie du réseau, la compensation est en temps réel. Au contraire, dans le cas où aucun tarif de rachat avantageux n'est disponible, et que le financement du réseau est appliqué sur la consommation, la compensation de l'énergie produite et consommée peut se faire sur une année.
- Le net-metering n'est appliqué que pour les installations de petite taille (<10kWc), les plus grandes doivent contracter un tarif de revente et peuvent parfois bénéficier de certificat vert pour la production ou bien d'une subvention à l'énergie revendue pour atteindre une rentabilité sur 7 à 10 ans.

## 7 A quoi ressemble l'autoconsommation en Belgique

Ce chapitre concerne l'application du principe d'autoconsommation en Belgique et des éventuels changements qui pourraient survenir suite à des changements dans les modèles économiques.

### 7.1 La Wallonie

La Wallonie a catégorisé les installations de production photovoltaïque suivant 2 gammes de puissance :

<u>Puissance d'installation</u>	<10kWc	>10kWc
<u>Compensation</u>	<p><u>Jusqu'à présent</u> : Compensation sur l'entièreté de l'énergie (Net metering voir figure 14)</p> <p><u>À partir de fin 2020</u> : Fin de la compensation</p> <p>Compteur classique : Taxe prosumers sur la capacité</p> <p>Compteur doubles flux : Compensation de la commodity</p> <p>Temps de compensation <b>sur 1 ans</b></p>	<p>Non</p> <p>Pas de taxe car compteur double flux</p>
<u>CV</u>	Plus de CV au projet après 1 juillet 2018	Oui et varie en fonction de la puissance
<u>Achat injection</u>	Compensé sur l'énergie consommée	Oui

Il a été dès lors envisagé par le Régulateur de réseau Wallon (CWAPE) une nouvelle taxe similaire à celle appliquée en Flandre qui viendra s'ajouter à la facture des producteurs (<10kWc) pour l'utilisation du réseau et rétablir l'équité des frais de gestion de celui-ci. Cette taxe sera fonction de la capacité de l'installation si le compteur ne permet pas d'enregistrer exactement les flux soutirés par le prosumers (compteur à disques).

Le temps de compensation actuel et futur est pour l'instant toujours d'une année et est établi entre les deux relevés d'index permettant d'établir la facture. Ce temps plus important permet une meilleure rentabilité de l'installation mais n'encourage pas à modifier le comportement des utilisateurs. Le réseau est utilisé comme une batterie et le surplus injecté en journée est supposé soutiré du réseau en soirée. Ce principe ne reflète pas la réalité et n'incite pas à limiter les pics d'injection et de soutirage sur le réseau.

### Les CER en Wallonie

Depuis le 14 mars 2019, le gouvernement Wallon a adopté un décret sur l'autoconsommation collective dédié aux « communautés d'énergie renouvelable (CRE) ». Celui-ci permet à plusieurs voisins, ménages, entreprises, institutions, de consommer une même production locale d'électricité dans un périmètre restreint. Elle anticipe donc la transposition de l'article 22 de la directive européenne.

Le cadre favorable apporté par la RW mentionne l'autoconsommation collective comme une solution pour palier la variabilité des énergies renouvelable sur le réseau.

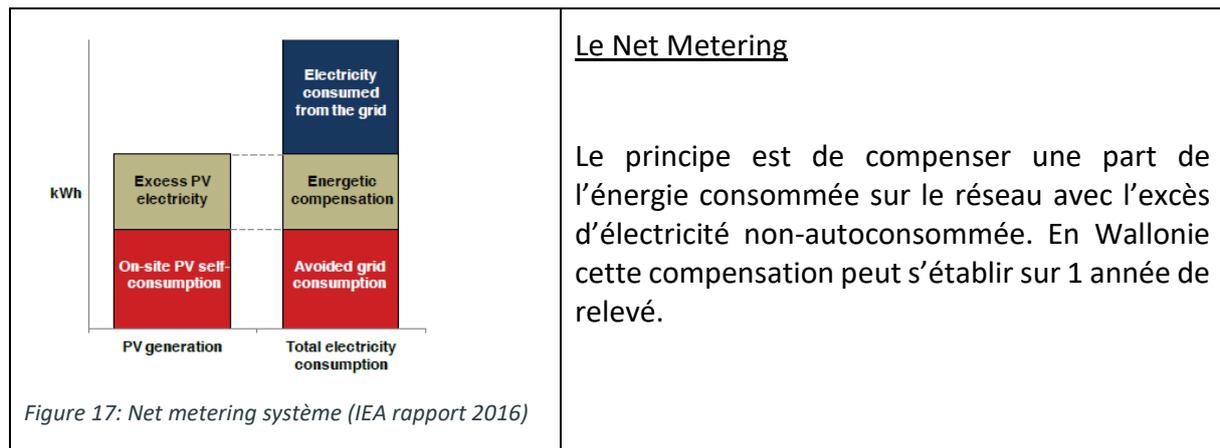
*« En effet, la consommation collective d'énergie verte produite localement permettra notamment de limiter l'injection d'électricité sur le réseau de transport local et de distribution en favorisant les circuits courts. Elle permettra également de pallier les difficultés d'intégration au réseau des énergies dites intermittentes par une autoconsommation collective locale et raisonnée pouvant être accompagnée de moyens de stockage adaptés aux besoins particuliers et collectifs ». PNEC p243*



Figure 16: Photo quartier de la gare à Neuville.

En Wallonie, pour mettre en place une opération d'Acc, une autorisation doit être émise par la CWaPE après avis du GRD et respecter un certain nombre d'obligation et de condition, notamment sur le seuil d'Acc (Tacc). Un tarif spécifique pour l'utilisation du réseau est ensuite soumis par la CWaPE veillant à assurer l'équilibre entre la solidarité et la couverture des coûts du réseau ainsi que la contribution aux taxes et surcharges.

La mutualisation et la synchronisation de l'énergie est donc actuellement en phase de test en Wallonie à travers quelques projets pilotes pour lesquelles participe également l'Université de Liège.



## 7.2 Bruxelles

A Bruxelles, les prosumers sont classifiés suivant 3 catégories, pour chacune d'entre elles, les mécanismes d'aides et de ventes sont différents.

Puissance d'installation	0-5 kVA	5-10 kVA	>10kVA
<u>Compensation</u>	Avant 2020 : Totale Après 2020 : Sur la partie commodity	Pas de compensation possible	
<u>Certificat vert (10ans)</u>	Aujourd'hui : $1,81 \times 1,65 = 3$ CV/MWh 1 <sup>er</sup> juin 2020 : 2,5 CV/MWh.	$1,32 \times 1,65 = 2,4$ CV/MWh 1 <sup>er</sup> juin 2020: 2,1CV/MWh	Dégressif suivant la puissance.
<u>Injection sur le réseau</u>  Compteur communicant :  Compteur classique :	-Achetée par les fournisseurs (ou agrégateurs) au prix de l'énergie pure (c.à.d. hors tarifs réseaux, taxes, etc...) Pas de TVA.  -La compensation sur la partie « commodity » à partir du 01/01/2020.	-Achetée par les fournisseurs (ou agrégateurs) au prix de l'énergie pure (c.à.d. hors tarifs réseaux, taxes, etc...) Le prix varie en fonction du marché. Pas de TVA	-Soumise à TVA et revente à un fournisseur ou agrégateur.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, pour les installations de moins de 5 kVA le surplus injecté sur le réseau compense uniquement la partie énergie de la facture, à savoir à un tarif entre 4 et 6c€/kWh jusqu'à atteindre la nullité de la compensation. Les compteurs sont majoritairement doubles flux (A+/A-) et peuvent par ailleurs être communicant si le particulier donne son approbation au gestionnaire de réseau. Ce qui permettra d'effectuer un relevé par 15min de la consommation et de l'injection.

Le surplus peut être également revendu à un fournisseur de réseau ou d'éventuels agrégateurs au prix pur de l'énergie (hors tarif réseau, hors taxes, ...) mais il peut être soumis à TVA si la puissance est supérieure à 10 kVA.

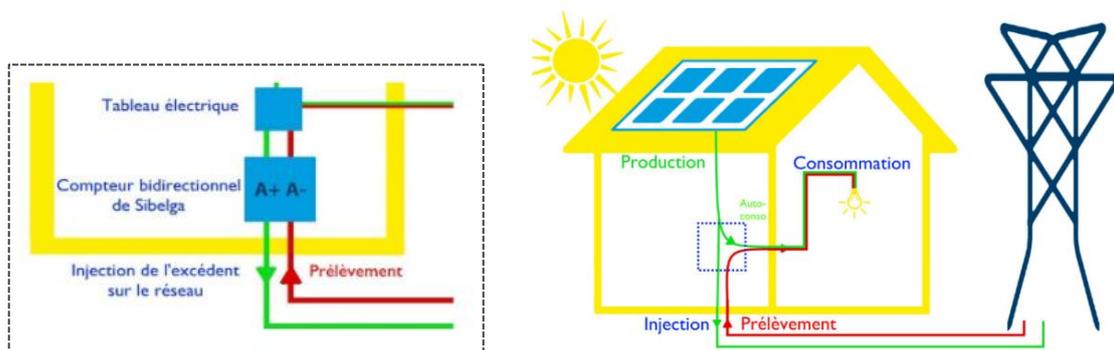


Figure 18: Schématisation d'une installation en région Bruxelloise; BRUGEL

### L'autoconsommation Collective

Le développement de l'Acc à Bruxelles est actuellement en phase de projet pilote sur plusieurs communes. Deux projets intégrant une école communale et des riverains se déroulent à Saint-Gilles et Ganshoren. C'est notamment sur le deuxième que s'est effectué ce travail d'analyse. Jusqu'à présent l'objectif de ces projets pilotes est de récolter un retour d'expérience sur la faisabilité technico-économique de l'Acc à Bruxelles afin d'établir un cadre réglementaire pouvant réguler d'autres projets qui émergeraient à l'avenir.

Ces projets ont donc fait l'objet d'une dérogation spéciale de Brugel pour permettre le partage de l'énergie.

« Art. 90. Brugel a la possibilité d'adopter, pour une durée limitée dans le temps, des règles de marché et des règles tarifaires spécifiques pour des zones géographiques ou électriques délimitées. Ces zones sont développées spécifiquement par la réalisation de projets pilotes innovants et en particulier pour le développement de solution à la problématique de connexion des productions décentralisées par rapport aux réseaux de distribution. » décision établie sur base de l'art 90 de l'ordonnance du 23 juillet 2018 relatif à l'organisation du marché de l'électricité en RBC.

### 7.3 La Flandre

La Flandre ne délivre plus de CV depuis 2015 pour les installations de moins de 10 kWc, mais le déploiement de projets pour les particuliers est toujours en vogue. L'intégration d'énergie renouvelable est une obligation pour la construction des nouvelles maisons. La taxe prosumer découle du même principe qui sera appliqué d'ici peu en Wallonie. De plus, une fin de la compensation (annuelle) est annoncée après 15 ans d'opération, après cela le prosumer (<10kWc) devra faire des efforts pour autoconsommer en temps réel son énergie. La vente d'énergie est toujours possible pour les plus gros producteurs au prix du marché et est aussi accessible à l'installation qui souhaiterait sortir du principe de compensation.

La Flandre est la région qui dispose le plus d'installations solaires chez les particuliers, plus de 418 MWc se sont vus installées en 2019 (contre 104 en Wallonie et 22 à Bruxelles).

## 8 Les paramètres incitants et s'opposant à l'Acc en Belgique ?

Ce point reprend l'ensemble des paramètres significatifs en Belgique qui pourraient jouer en la faveur ou bien à l'encontre du développement de l'autoconsommation collective. Représenter ces éléments permet de positionner la viabilité d'un tel projet et d'estimer si des leviers doivent être levés pour accélérer le déploiement de l'Acc à travers l'ensemble du territoire. Ce travail est inspiré de l'étude « boucle causale » réalisée par Helie Moreau dans son mémoire. Les flèches liants les différents paramètres entre eux et leurs sens montrant l'incitation ou la limitation au projet (+ incite ; - limite). Ces paramètres ont été détaillés en annexe 16.13.

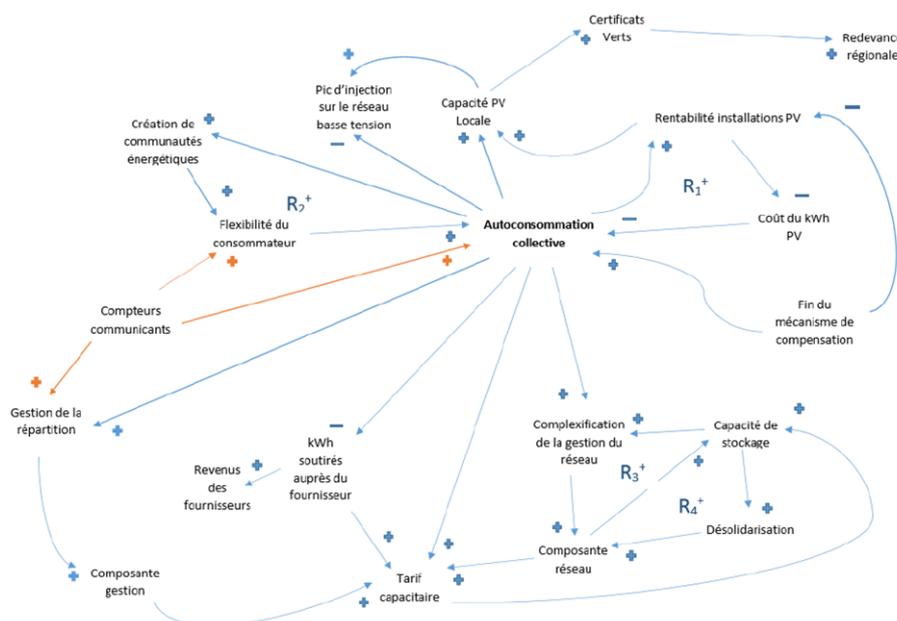


Figure 19: Boucle causale sur l'autoconsommation collective par H. Moreau

## 9 Un modèle de partage ouvert à tous

---

Cette première partie visait à exposer les différents modèles d'autoconsommation existant en Europe et dans nos 3 régions. Ceux-ci varient en fonction du contexte économique et politique de la région, incitant plus ou moins le déploiement de projets tel que ceux discutés précédemment. Le coût du réseau et autres surcharges, la présence ou non de certificat vert, la valorisation de la production et enfin le prix de l'énergie du marché sont des paramètres qui incitent à l'application de certains modèles plus que d'autres. Les organes de régulation et les prosumers cherchent activement un nouveau moyen de financer les structures existantes et promouvoir les nouveaux investissements.

En 2020, participer à la transition énergétique n'est aussi simple pour tous les particuliers. Investir dans une installation de production signifie accumuler un emprunt supplémentaire ou bien avoir les fonds propres disponibles. Il faut également être propriétaire ou bien avoir une association de locataires motivée dans son immeuble, une surface de toiture libre et bien orientée. Il existe donc énormément de raisons qui aujourd'hui empêchent certains citoyens d'investir dans le renouvelable. Mais nous pouvons aujourd'hui espérer que grâce à l'arrivée d'un nouveau modèle de marché, l'investissement sera possible pour tous.

## 10 La répartition de l'énergie dans une opération d'Acc

---

### 10.1 La clef de répartition

La clef de répartition désigne la manière dont on va répartir l'autoproduction entre les différents consommateurs. Ce mode de partage a fait l'objet principal du travail mené pour ce mémoire. Cette deuxième partie traite des différentes clefs de répartition retrouvées dans la littérature scientifique et également celles développée avec Apere à travers un projet pilot mené à Bruxelles dans la commune de Ganshoren.

*« La répartition de l'autoproduction suppose de savoir qui consomme, quelle quantité d'électricité et à quel moment. En effet, une partie de l'électricité produite par le panneau est consommée sur le réseau interne du bâtiment accueillant l'installation. Le reste de l'électricité est, quant à lui, injecté sur le réseau de distribution. Physiquement, l'électricité va au plus proche. Ainsi, plus elle pourra être consommée aux alentours du lieu de production, plus elle le sera. Cependant nous ne pouvons pas savoir de manière précise qui consomme réellement l'électricité produite, les électrons n'étant pas traçables dans le réseau. Il est donc nécessaire de passer par des systèmes de répartition. Or, ces systèmes de répartition ne reflètent pas exactement la réalité. » H.Moreau*

Alors comment aujourd'hui distribuer l'énergie entre participant ?

- **Donner à chacun la même quantité !** Que fera-t-on du surplus que certains recevront ?
- **Faire profiter les clients qui consomment le plus !** Pourquoi ceux qui feraient des économies d'énergie ne pourraient pas recevoir plus d'énergie verte que ceux qui n'en font pas ?
- **Donner plus à ceux qui peuvent payer plus cher le kWh !** L'égalité sociale envers ceux qui sont en précarité énergétique ?
- **Favoriser les commerces qui consomment en journée !** Et que fait-on des participants qui aimeraient aussi faire des économies, et participer à la transition ?

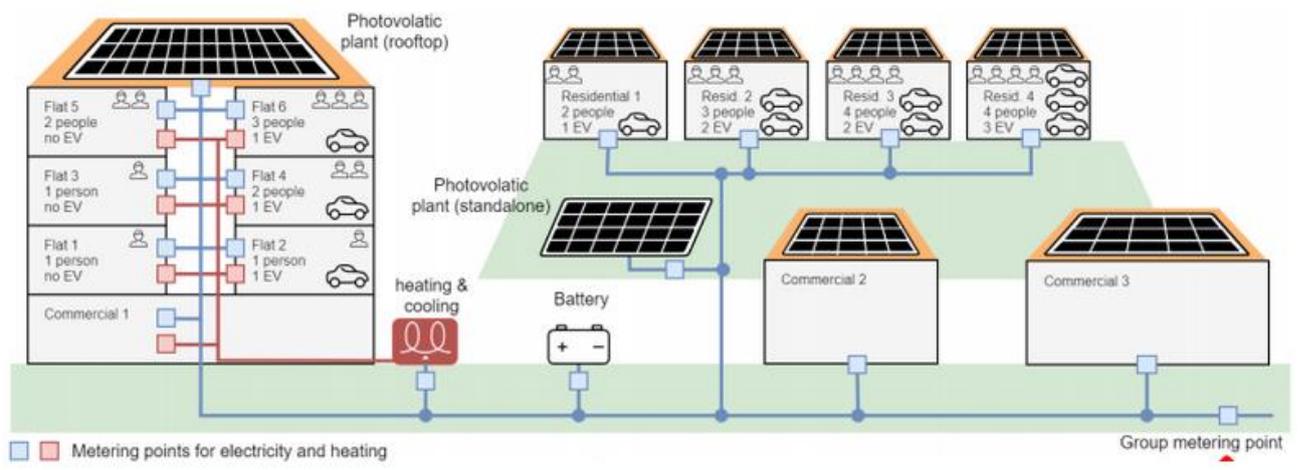


Figure 20: Schématisation d'un modèle Acc appliqué sur un smart grid

## 10.2 Hypothèses

### 1) La première hypothèse à notre modèle sera la suivante :

Lorsque 2 participants (A et B) sont liés par un contrat de vente et de rachat d'une énergie autoproduite par A. Pour autant que A et B se situent sur une même poche de réseau, en aval d'un même poste de transformation (BT-HTB). Que la distance séparant A et B n'excède pas 1km. Qu'ils disposent chacun d'un compteur communicant à intervalle de relevé de 15 min maximum. Il y aura une forte probabilité pour que l'autoproduction de A envoyée sur le réseau public soit consommée par B au même instant. Cette hypothèse est fondamentale pour que l'énergie soit au maximum absorbée sur la poche de réseau, et que la répartition entre les consommateurs soit possible.

Une autre possibilité pour renforcer cette hypothèse serait d'équiper le poste de transformation du quartier d'un compteur relevant l'énergie ressortant de la poche pour le même pas de temps, permettant de savoir si oui ou non A a bien vendu une partie ou l'entièreté de l'énergie autoproduite. Au plus le nombre d'habitations sur la même ligne de

réseau séparant les deux participants est important, au plus l'hypothèse ci-dessus ne sera plus vérifiée car l'absorption de l'énergie se fera via les autres habitations.

2) La seconde hypothèse concerne synchronisation de la production et consommation

Durant ce quart d'heure, les effets de pics pouvant agir, à savoir une consommation durant les 15min, des pointes de soutirage à une puissance supérieure de l'injection (et inversement). Ces pics seront lissés dans le quart d'heure si une diminution s'en suit.

Ce qui signifie que si

- 1) Durant les 5 premières minutes un appareil à forte puissance (1 friteuse 2kW et 1 four 4kW qui fonctionnent ensemble) 167 Wh + 333 Wh = 500Wh.
- 2) Durant les 10 minutes qui suivent, le particulier ne consomme plus et une production locale de 4.5 kW est disponible (750Wh).

Après avoir relevé le quart d'heure, le compteur communicant fournira comme information une consommation d'énergie locale de 500 Wh et une consommation résiduelle de 0 kWh pour le fournisseur de réseau. Or il s'avère que le fournisseur de réseau a dû fournir 500Wh à la maison qui n'a pratiquement pas réellement autoconsommé. Nous voyons donc le problème qui lie l'exactitude du relevé pour un pas de temps qui est 1/3500400 plus petit que le relevé traditionnel annuel.

*« Il faut donc comprendre que plus on choisit un pas de temps long plus on facilite les projets d'Acc car il sera plus facile de consommer la totalité de la production sur un temps plus long et donc les projets seront plus rentables. En revanche, en autorisant des pas de temps long on ne limite pas le problème des pics d'injection sur le réseau et donc on ne sert pas la cause des énergies renouvelables. » Hélié Moreau*



PROJET PILOTE - AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE



## 11 Description du projet

---

Le projet pilote monté à l'école de nos Bambins à Ganshoren, vise à partager une énergie produite par une installation photovoltaïque sur le toit de l'école communale avec les habitants du quartier avoisinant.

L'école dispose d'un toit orienté sud équipé d'une installation de 35 kWc raccordée en basse tension (<56 kVA) dont la production annuelle est estimée à 32 900kWh/an. L'installation solaire fut subventionnée par Bruxelles Environnement dans son projet SolarClic qui permet à l'école de bénéficier d'énergie renouvelable en autoconsommation. Le surplus produit est renvoyé sur le réseau pour combler les pertes de lignes qui agissent sur le réseau Bruxellois.

Cet outil aura pour but de quantifier l'autoconsommation collective d'un projet existant ou futur. La mise en place d'un échange d'énergie au sein de ce quartier Bruxellois permettra :

- De montrer l'autoconsommation collective aux divers acteurs du projet et leurs parts dans celle-ci.
- D'apporter par la suite des ajustements en termes de production et de consommation pour améliorer l'autoconsommation.
- D'augmenter la pénétration des énergies renouvelables sur le réseau existant.
- De développer une synergie entre les citoyens autour d'un même projet.

Cet outil pourra être adapté à plusieurs configurations possibles ; un ensemble de lotissement, une copropriété, une coopérative de production locale, un ensemble tertiaire ou commercial.

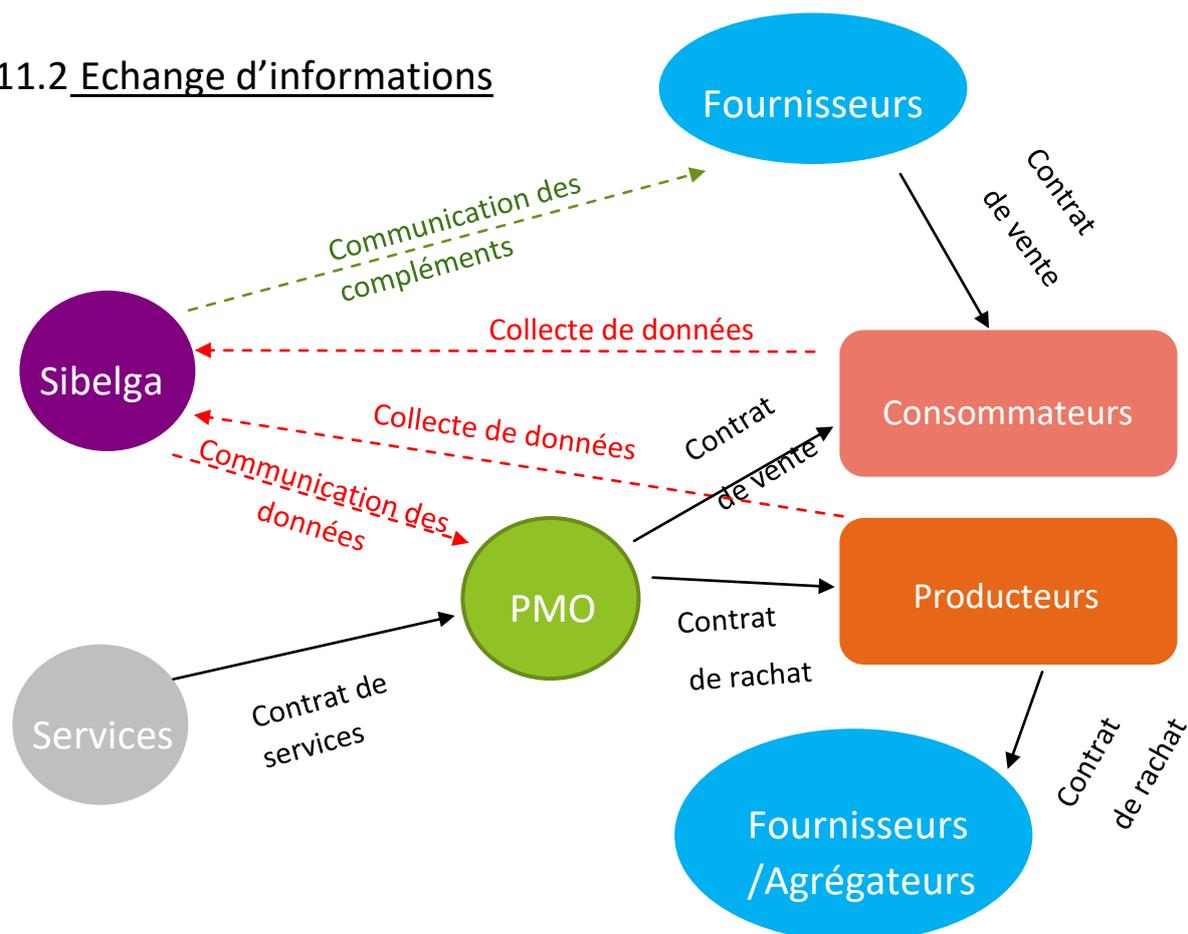
## 11.1 Acteurs du projet

Ci-dessous sont repris les acteurs ayant participé à la réalisation de ce projet pilote.

La CodAC (Communauté d'autoconsommation collective) est composée de :



## 11.2 Echange d'informations



La communication est l'un des facteurs essentiels pour la bonne gestion de cette opération. Elle s'effectue par différents vecteurs, télécom, relevés automatiques des compteurs, rassemblement de citoyens, réunions professionnelles... Il est donc important pour faciliter le transit d'informations et limiter les dépenses inutiles, de réguler et automatiser les flux d'informations qui circuleront. Pour cela, limiter le nombre de participants sur la gestion des flux de données permet de centraliser au mieux la commande de ces flux. Est représenté également le nombre de contrats et factures pouvant liant les participants entre eux. C'est pourquoi essayer de rassembler un maximum ces informations d'un même vecteur (une facture regroupant les deux fournisseurs) permettra aux consommateurs et producteurs de mieux gérer l'administration.

### Les Fournisseurs

Dans la majorité des cas, chaque participant possède un contrat de marché avec un fournisseur différent anonyme. Le projet ne cherchant pas l'autonomie énergétique pour les participants, il est important qu'ils puissent garder leur contrat existant. Du point de vue de la fourniture, celui-ci recevant les données de consommation par Sibelga de ses clients, il ne devra que comptabiliser la quantité d'énergie complémentaire soutirée sur le réseau par les consommateurs. Cette dernière concernera les périodes de sous-production locale et de

consommation nocturne. Les prosumers qui devront sortir du principe de compensation sur la commodity pour rentrer dans le projet, vendront la totalité ou une partie de leurs injections à la PMO. Si la production excède la consommation locale durant les périodes de creux, un excédent non consommé par la communauté partira hors de la poche de réseau. Celui-ci pourra être racheté par un fournisseur de réseau ou un agrégateur.

## 12 Modèles de répartition de l'énergie au sein de la communauté citoyenne

---

### 12.1 Contexte du mode de répartition

Le mode de répartition concerne l'ensemble des échanges d'énergie qui auront lieu durant l'opération entre les membres de la communauté. Des quantités de flux d'électricité seront affectées à chaque participant en fonction d'une formule préétablie par la PMO et approuvée par l'ensemble de la communauté. Bien évidemment, suivant le pays dans lequel une opération est menée, le choix et la clef de répartition ne s'effectue pas toujours de la même manière. Pour effectuer la répartition de l'autoproduction, il est nécessaire de savoir au sein de la communauté qui consomme et qui produit, quelle quantité d'électricité et à quel instant. Pour ce faire, l'utilisation d'un compteur double flux communicant est primordiale, il permet par un relevé automatique d'envoyer des données au gestionnaire de réseau Sibelga.

#### *Temps de relevé*

Les flux affectés sont comptabilisés suivant un intervalle de temps définie par la réglementation technique. Pourra être connu :

- L'injection individuelle totale, à savoir la somme des productions des participants
- La consommation totale des participants, étant aussi la somme des consommations individuels

A Bruxelles, l'intervalle de retranscription des données prélevées s'effectue selon un pas de temps de 15 min. Pour exemple, un relevé sera effectué entre 7h15 et 7h30. Suivant le choix du mode de répartition utilisé pour distribuer la production entre chaque consommateur, est obtenue une valeur d'autoconsommation locale d'énergie PV (E<sub>pv</sub>). Dans le cas où la consommation totale serait inférieure à l'injection disponible des producteurs sur ces 15 min, une part non consommée par la communauté, plus ou moins grande suivant le mode de répartition choisi, sera également obtenue et renvoyé hors de la poche de réseau. Cette part non consommée sera appelée surplus. Plus importante sera cette dernière, moins bon sera le Tacc (Taux d'autoconsommation collective).

L'analyse de ce chapitre consistera à répertorier les clefs de répartitions possibles et existantes, d'évaluer le mécanisme de fonctionnement, de schématiser la transition des flux, de tirer pour chacune une conclusion. L'utilisation d'un intervalle de temps de 15min de répartition de l'énergie permet de travailler en échange dynamique des flux d'énergie.

## 12.2 Définitions

Il semble judicieux avant de rentrer dans la description des clefs de répartition, de définir les paramètres qui conditionneront les échanges d'énergie au sein de la communauté.

### Prosumers :

C'est la contraction entre « producer » et « consumer », qui représente un particulier ou privé possédant une installation de production d'énergie sur son site et autoconsommant une partie ou l'intégralité de sa production.

### Consommateurs :

C'est l'ensemble des participants à l'opération qui ont une consommation électrique et possédant un système de comptage d'énergie permettant de relever la consommation sur un temps défini.

### Investisseurs :

C'est un ou plusieurs particuliers ayant investi de manière financière ou possédant des parts dans l'investissement d'une installation de production faisant partie du projet d'Acc. Ils peuvent être dans ou hors du périmètre de l'opération d'Acc. Ils seront rétribués de l'investissement par le biais de la vente d'énergie à la communauté.

Les paramètres présentés ci-dessous seront calculés suivant un intervalle de temps de 15min.

### L'injection individuelle (kWh) : $E_{pv,i}$

C'est la quantité d'énergie injectée sur le réseau qui n'est pas autoconsommée par le prosumers et enregistrée par le compteur (A+/A-):

Qui dépend :

- De l'autoconsommation individuelle du prosumers.
- De la production de l'installation.
- De la consommation du site.

### L'injection totale (kWh): $E_{pv,totale}$

C'est la quantité sommée des injections individuelles des prosumers.

La consommation individuelle (kWh) : Conso,i

C'est la quantité d'énergie consommée par le participant provenant du réseau basse tension durant le temps de relevé.

La consommation totale (kWh): Conso,totale

C'est la somme des consommations individuelles des participants à l'opération d'autoconsommation. Un prosumer peut également avoir une consommation non satisfaite par son installation et pourra donc recevoir une part supplémentaire provenant d'un autre prosumer.

Quantité d'énergie locale disponible individuelle (kWh) : Epvd,i

C'est la quantité d'énergie issue de l'injection totale qui est affectée à chaque participant suivant la clef de répartition choisie. Elle peut être supérieure ou inférieure à la consommation individuelle de chaque participant. Cette valeur peut être nulle dans le cas où l'injection totale est nulle. La quantité d'énergie dépend :

- De la quantité totale d'injection
- Du choix de la clef de répartition

La quantité autoconsommée individuelle (kWh) : Epvp,i = Min( Conso,i ; Epvd,i )

C'est la quantité minimale entre la conso,i et Epvd,i que le consommateur recevra. Au plus la valeur sera proche de la consommation, au plus l'autoconsommation individuelle sera grande.

- Peut valoir 0 si la consommation individuelle est nulle ou si l'injection est nulle.
- Si la consommation totale est nulle (aucun des participants n'a de consommation), l'énergie Epv,Totale sera redistribué en N participants.

Le surplus résiduel individuel non-autoconsommé : Epv\_surplus,i = ( Epvd,i - Conso,i )

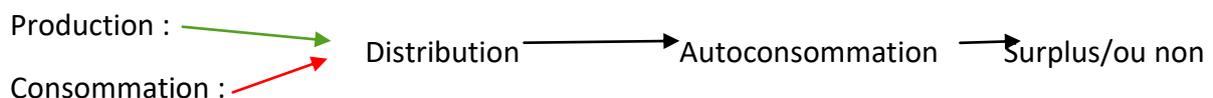
Représente la partie non-autoconsommée du participant par rapport à l'énergie qui lui était attribuée.

Le surplus total non autoconsommé :  $\sum Epv_{surplus,i}$

Correspond à la somme des surplus non-autoconsommés par les consommateurs et qui pourra être redistribuée suivant une autre boucle de répartition aux consommateurs insatisfaits de la boucle précédente. Il peut également être renvoyé définitivement sur le réseau BT si tous les participants sont satisfaits par l'injection locale.

Boucle de répartition :

C'est une boucle itérative qui reprend les étapes suivantes :



Ces étapes pourront être répétées plusieurs fois sur le même quart d'heure suivant la clef choisie.

#### Consommation résiduelle :

C'est la consommation individuelle restante après chaque boucle de répartition d'énergie. Elle représente la part de consommation initiale soustraite de la part d'énergie locale distribuée durant la boucle de répartition.

#### Consommation complémentaire : Conso,cmplt,i

C'est la consommation restante à la fin de la répartition qui n'a pu être comblée par l'énergie locale et qui sera fournie par le fournisseur de chaque participant.

### 12.3 Etude préliminaire

Pour effectuer le choix de la clef de répartition, une étude préliminaire doit être menée par la PMO sur les profils de charge et de production de la communauté. Ces profils observés sont analysés durant une large période qui peut s'étaler de quelques semaines à 1 année. Il est impératif d'avoir pu collecter les données de production et consommation relatives à certaines périodes de l'année (période de forte/faible production et forte/faible consommation). Cette analyse permet de déceler un risque d'excès d'énergie renvoyé au-delà du poste de tension, diminuant ainsi le Tacc. Mais aussi un risque de faible autosuffisance des participants lorsqu'il y a peu d'injection, donnant un faible gain économique.

Le choix de la clef de répartition au sein des différents participants du projet doit s'étudier par différentes approches. L'échange d'énergie doit toujours rester rentable pour la communauté, tout en garantissant un Tacc le plus haut possible. Garantir celui-ci élevé signifie de limiter au maximum le renvoi d'un flux de production hors de la poche de réseau, cela permet :

- De donner une garantie pour le prosumer que son énergie est au maximum absorbée dans la communauté, par conséquent, une vente à la communauté à un tarif fixé. Les prosumers investissant dans une installation PV devraient pouvoir prendre en compte la revente à la communauté dans le calcul de la rentabilité de l'installation dimensionnée pour cet effet.
- Répondre aux objectifs de limiter au maximum les flux envoyés hors du poste basse-moyenne tension, et donc limiter la possibilité de renforcer le réseau existant.

Une autre approche sera également évaluée, à savoir la détermination de la proportion d'énergie fournie à chaque consommateur suivant les différentes clefs. Ce dernier paramètre pourra être relevé par le Taux d'autoproduction (autosuffisance) individuel (Tap,i). Bien généralement, un critère de 10% d'économie de la facture est recherché dans un projet pour qu'il soit attractif.

L'étude préliminaire permet également d'apporter un sens dynamique à la communauté en faisant varier le nombre de participants (prosumers et consommateurs) de manière à définir si la communauté doit être limitée à un certain nombre d'adhésion pour répondre à Tacc et Tap,i attractif.

## 12.4 Présentation des clefs de répartitions

Ici sont exposées les différentes clefs de répartitions qui furent utilisées dans ce projet pilote en phase d'étude préliminaire. Les trois premières furent inspirées de projets pilotes menés en France, les 2 suivantes sont une le résultat d'une combinaison de ces 3 premières pour en tirer les avantages de chacune.

- *Modèle fixe* : Une quote-part est fixée à chaque participant.
- *Modèle équitable* : L'injection est répartie équitablement entre chaque participant.
- *Modèle prorata* : Répartition au prorata de la consommation.
- *Modèle hybride* : Une première répartition équitable, puis une seconde au prorata.
- *Modèle cascade* : Plusieurs répartitions équitables.

A moins de disposer d'un réseau privé pour l'opération, ou bien de pouvoir enregistrer les flux entre les deux postes basse et moyenne tension, on ne parlera ici que d'autoconsommation au sens économiques, à savoir une comptabilisation qui aura lieu au niveau de la facture des utilisateurs. L'autoconsommation au sens physique concernant les flux d'électrons transitant du site de production jusqu'au soutirage suivra l'hypothèse suivante : L'énergie produite dans la poche de réseau transitera au plus proche vers un point de consommation dans ce même réseau et ne sortira de cette zone que si la consommation totale n'est pas suffisante.

## 12.5 Modèle de répartition Fixe

Ce premier modèle consiste à affecter, pour chaque participant de l'opération, une quote-part fixe d'injection disponible durant la période d'analyse. Cette quotité est représentée par un pourcentage fixé sur une longue période, et affecté à chaque participant. L'injection totale sera multipliée par ce pourcentage individuel pour distribuer l'énergie dans la communauté.

Le choix de cette part individuelle peut être décidée de plusieurs manières :

- Fonction de la puissance de soutirage de chaque consommateur, celle-ci fournie par le GRD et bien généralement comprise entre 3 et 10 kW en région résidentiel
- Du prix auquel le consommateur rachète l'énergie au(x) producteur(s) sur base d'une grille tarifaire.
- De l'investissement effectué dans le projet d'une installation d'énergie renouvelable commune.
- De la consommation totale individuelle durant une période de relevé d'index (journalière, mensuelle, annuelle) vis-à-vis de la consommation totale.

Cette quotité sera fixe durant toute l'opération moyennant une révision à chaque fin de période de facturation. Voici un schéma de répartition d'énergie en fonction de la part affectée

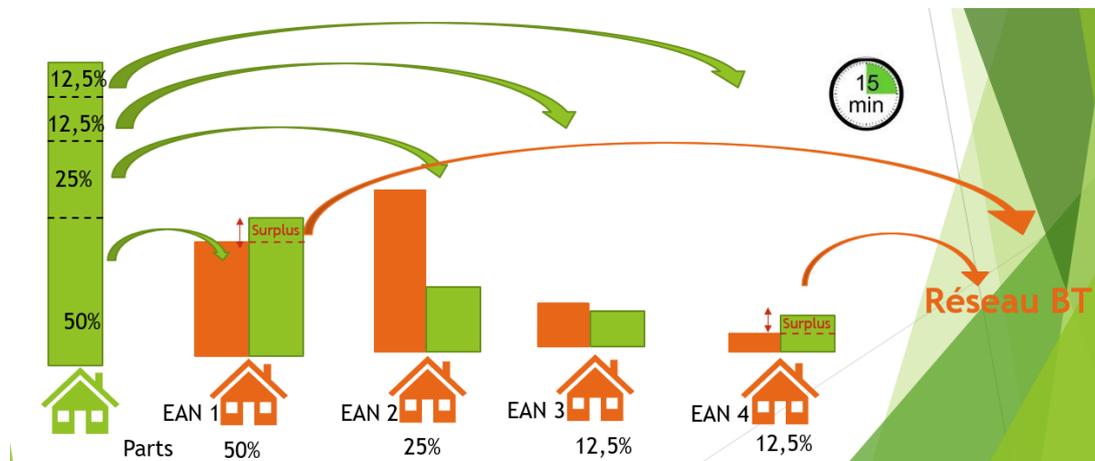


Figure 21: Clef de répartition fixe

- Consommations des participants enregistrées sur 15min.
- Injections des producteurs disponibles pour les consommateurs.

### Objectif du modèle fixe 😊

Ce concept peut être comparé à une vente aux enchères. Les consommateurs pourraient recevoir une quantité d'énergie proportionnelle à l'investissement établi dans le projet. L'avantage de ce modèle serait pour le producteur, ayant fixé un prix de vente de base égale à son LCOE, de pouvoir voir ce prix augmenter par une compétitivité locale. Il pourrait dès lors bénéficier d'un tarif de rachat plus avantageux

### Faiblesse du modèle fixe 😞

Malheureusement on peut y voir quelques inconvénients à savoir :

- Le risque de disparité importante entre les gros et petits investisseurs. Les personnes voulant faire partie du projet mais n'ayant pas les moyens d'investir se verraient recevoir moins d'énergie, risquant de mettre de côté les personnes en précarité énergétique.
- De plus, avec une répartition en fonction de la puissance de soutirage, de l'investissement ou du tarif d'achat, aucun changement de comportement ne sera encouragé par les consommateurs.
- Ensuite, si aucune étape supplémentaire n'est intégrée dans la distribution, il y a un risque de surplus résiduel non-autoconsommé par ceux qui n'en ont pas l'utilité durant cet intervalle de temps. Exemple figure ci-dessus avec les EAN 1 et 4. Ce risque est

d'autant accentué si le consommateur bénéficiant de la majorité de la quote-part ne consomme que peu de ce qui lui est attribué (absence ou faible consommation).

Ce modèle ne fut pas utilisé sur le projet pilote car il n'était pas question d'investissement ni de différence tarifaire entre les différents participants. Nous pensons que chacun doit pouvoir accéder au projet sans discrimination de tarif. Mais le concept reste intéressant à être utilisé du côté des prosumers dans la restitution des profits issue de la vente, nous aborderons ce sujet dans le point 12.10 : *Répartition des profits pour les producteurs*.

## 12.6 Modèle de répartition équitable

Ce modèle de partage vise à répondre à la problématique du modèle précédent qui est de partager équitablement la part d'énergie disponible. A chaque intervalle de temps, le nombre de participants qui possèdent une consommation non nulle est comptabilisé. L'injection est ensuite divisée au nombre N de participants.

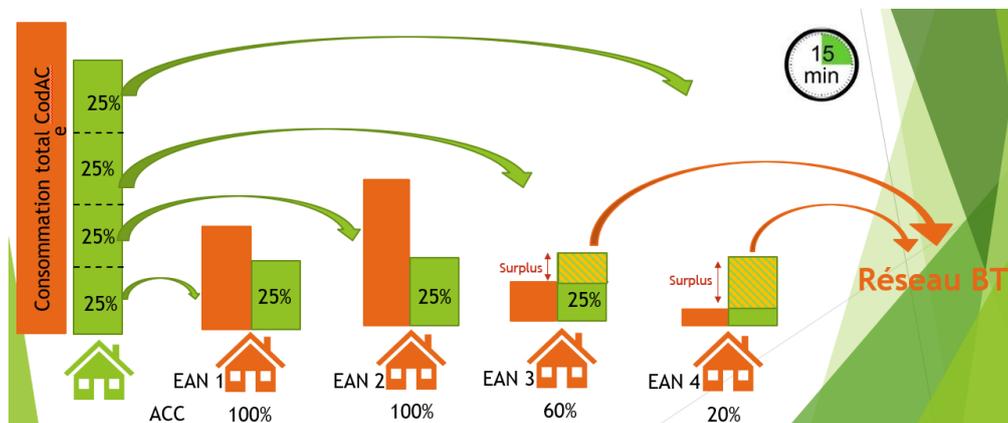


Figure 22: Clef de répartition équitable

### Avantages du modèle



La répartition équitable entre les participants permet de ne pas favoriser ceux qui ont la possibilité d'investir ou de donner un tarif d'achat plus élevé que d'autres. Chaque participant est considéré comme identique, seule la présence de leur consommation influencera sur la part affectée à chacun.

Cette clef de répartition est plus facile à mettre en application et demande peu de calcul.

### Faiblesses du modèle



Tout comme le modèle fixe, celui-ci peut engendrer un surplus non-autoconsommé qui serait renvoyé sur le réseau, et ce même si l'injection totale est inférieure à la consommation totale des participants avant la distribution. Le Tap individuel et le Tacc serait plus bas de par une faible part de l'énergie locale autoconsommée. Suivant les deux premières clefs analysées, nous avons tenté de trouver une solution à ce surplus résiduel non valorisé.

## 12.7 Modèle au prorata

Cette répartition utilise la proportion de la consommation individuelle par rapport à la consommation totale de la communauté.

$$\text{Part individuelle (15min)} = \text{Conso},i / \text{Conso},\text{totale}$$

Cette part est variable pour chaque intervalle de temps mesuré car la consommation varie tout au long de la journée. On intègre donc la valeur de la consommation des participants de la communauté qui peut faire influencer la quantité d'énergie octroyée.



Figure 23: Clef de répartition au prorata

### Avantage du modèle



On répond à l'inconvénient des deux premiers modèles qui était d'utiliser l'entièreté de l'énergie injecté sur le réseau. Le Tacc peut devenir bien meilleur pour la communauté. Pour chaque membre, l'énergie mise à disposition serait proportionnelle à la consommation propre du participant. Ceux-ci obtiendraient un taux d'autosuffisance presque similaire entre chaque participant.

### Faiblesse du modèle



Dans le cas d'une communauté regroupant des gros consommateurs journaliers (restaurant, bâtiment public, secteur industriel) et des clients résidentiels à plus faible consommation-résidentiels. Les clients faisant des efforts d'économie d'énergie n'auraient pas la possibilité de combler 100% de leurs besoins. Une diminution de la consommation globale et une augmentation de la part d'énergie renouvelable disponible pourrait apporter une meilleure rentabilité pour le particulier, ce qui encouragerait les participants à changer leurs vieux appareils énergivores.

## 12.8 Modèle Hybride

Ce modèle fut déterminé dans l'objectif de répondre à la problématique de ne pas savoir faire évoluer le taux d'autosuffisance ( $Tac_i$ ) par une diminution de la charge individuelle. La répartition s'effectuera en 2 boucles de distribution pour chaque pas de temps.

1<sup>er</sup> boucle : Répartition équitable de l'énergie entre chaque participant ayant une consommation non nulle.

Surplus récolté : Le surplus non autoconsommé comme montré sur la figure 23, est réuni en un surplus total qui pourra être réaffecté à la boucle 2. C'est un stockage imaginaire permettant de poursuivre les calculs et ne doit pas être relié à une installation de stockage énergétique.

### Boucle 1 : Distribution équitable de l'injection



Figure 24: Clef répartition hybride première boucle équitable

### Boucle 2 : Distribution au prorata de la consommation

2<sup>ieme</sup> boucle : Pour le même quart d'heure de la boucle 1, une redistribution de l'énergie issue du surplus récolté, au prorata de la consommation, entre les consommateurs qui ont encore une consommation résiduelle non nulle. (EAN1 et 2 possèdent encore une consommation)

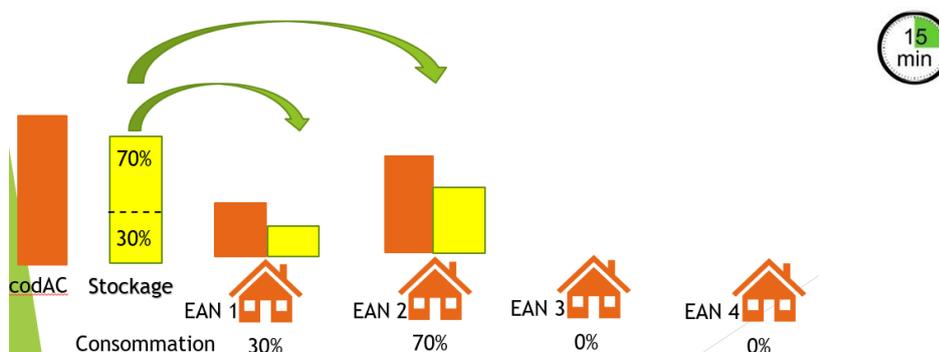


Figure 25: Clef répartition hybride première boucle prorata

## Avantage du modèle



Grâce à cette répartition, les participants peuvent obtenir un meilleur Tap<sub>i</sub> et le Tacc est à son maximum. Les EAN 3 et 4 ayant été satisfaits durant la première distribution, leurs surplus résiduels sont collectés et répartis au second tour suivant la répartition au prorata. La première boucle distribue de l'énergie en plus grande quantité pour les petits consommateurs que le modèle prorata12.7, ils peuvent donc atteindre une plus grande autosuffisance.

## Limite du modèle



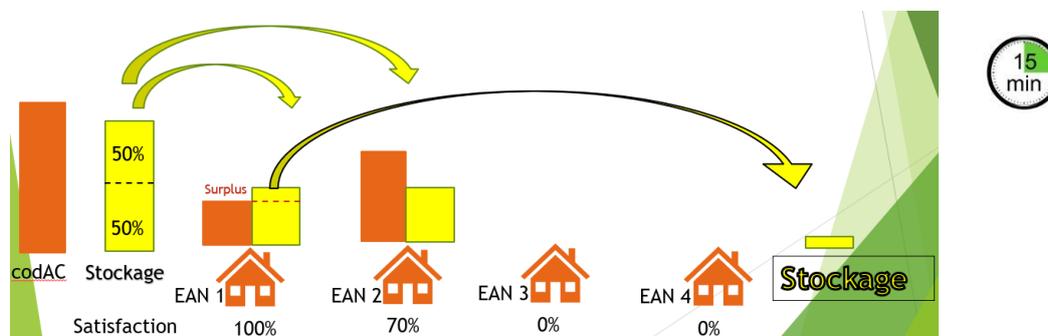
On favorise encore une fois les plus gros consommateurs durant la boucle 2. Dans le cas où un grand consommateur serait toujours présent au deuxième tour, une disparité de la distribution serait encore présente dans la distribution.

## 12.9 Modèle Cascade

Une dernière clef de répartition fut créée permettant à chaque tour de répartition, une équité dans la distribution. Elle comprend un ensemble de boucles de distribution équitable qui seront répétées l'une après l'autre, sous la forme d'une cascade. Pour chaque boucle, une répartition équitable sera affectée aux consommateurs ayant une consommation non nulle. Le schéma ci-dessous permet de mieux comprendre ce modèle.

La première boucle est similaire à celle du modèle Hybride et Equitable (figure23).

### Boucles 2 : Distribution équitable



### Boucles n : Distribution équitable

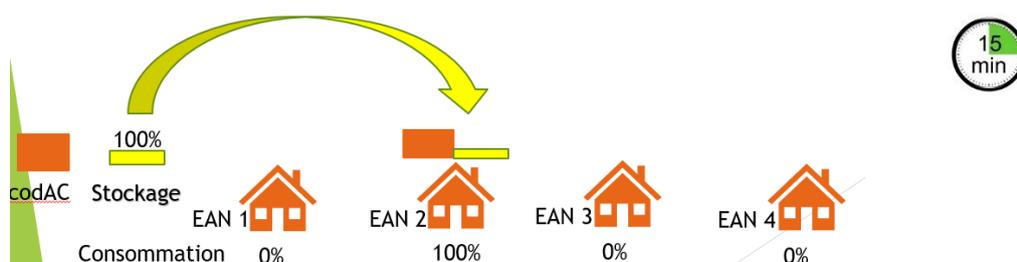


Figure 26: Distribution cascade

### Avantages du modèle



Nous obtenons répartition plus équitable entre chaque consommateur et un Tacc similaire aux modèles prorata et hybride. Contrairement à ces deux précédent modèles, la part de la consommation dans la communauté n'aura pas d'incidence sur la valeur d'énergie disponible à chaque participant. Le participant pour augmenter son Tap<sub>i</sub> devra jouer dans sa consommation personnelle en la réduisant et/ou en effectuant du déplacement de charge durant les heures d'ensoleillement. Dans cette analyse, le taux d'autoconsommation individuel des participants ne possédant pas d'installation PV n'est pas important. Il représente la part qui sera autoconsommée sur la part totale qui a été mise à disposition durant la journée. L'énergie ici non consommée par le participant pourra être redistribuée vers un autre pour le même pas de temps.

### Limites du modèle



La principale limite de ce modèle est la non-connaissance du nombre d'itérations successives qui seront nécessaires avant que l'énergie soit totalement consommée par la communauté ou bien renvoyée sur le réseau. Ce mode de répartition alourdi les calculs et le temps de traitement des données. Des logiciels de gestion de ces données sont déjà existants auprès de gestionnaire comme Sibelga, cette limite relève donc uniquement de l'efficacité du traitement des données effectué par l'ordinateur.

## 12.10 La répartition de la vente entre les producteurs

Dans le cas où l'opération ne possède qu'un seul producteur, l'entièreté de l'énergie autoconsommée localement sera racheté par la CodAC au prosumer pour un prix unitaire convenu préalablement. Le surplus qui n'a pas pu être autoconsommé, pourra être vendu par le producteur à un fournisseur ou un agrégateur attitré. Lorsque plusieurs producteurs ou prosumers mettent à disposition leurs injections, la part revendue et attribuée entre ces derniers pourrait également subir une clef de répartition. Trois clefs de répartitions sont possibles et pertinentes à être employées.

### 1) Répartition à l'investissement (fixe)

Dans le cas où plusieurs investisseurs se seraient regroupés pour l'achat d'une installation de production, un bénéfice issu de la vente, proportionnel à la part investie de chacun, serait tout à fait logique à obtenir. Cela permettrait d'ouvrir la possibilité aux citoyens et membres de la CodAC, ni les moyens financiers, ni la possibilité technique de recevoir une installation PV ou même n'étant pas propriétaire, d'investir dans une installation renouvelable et d'en percevoir les dividendes issus de la vente.

## 2) Répartition au prorata

Cette répartition est à envisager pour un projet où plusieurs installations individuelles participeraient à l'échange d'énergie. La vente d'énergie à la communauté serait proportionnelle à la part d'injection émise sur le réseau. Cette clef semble plus cohérente selon les producteurs mais malheureusement nous pouvons également y voir un inconvénient majeur. Le producteur ayant surdimensionné son installation photovoltaïque par rapport à ses besoins, et ne pratiquant peu le déplacement de charge, risquerait en période de forte production, d'injecter de grandes quantités d'énergie sur le réseau. Celle-ci peut être absorbée en totalité par les participants de l'opération, mais risquerait pour certaines raisons de ne pas l'être (limitation du nombre de participant, faible consommation journalière...), et donc remonter jusqu'au poste de cabine. Nous sortons donc du schéma de précaution et de priorité qui vise à réduire à l'amont l'énergie en favorisant l'autoconsommation individuelle. Pour pallier ce manque de cohérence, nous pensons que l'énergie issue de la vente devra toujours être moins profitable que l'énergie autoconsommée. Dans le cas d'une installation en vente totale, un contrôle des lignes sur lesquelles seraient également raccordés plusieurs autres prosumers devra être mené par le GRD.

## 3) Répartition équitable de l'énergie

Une répartition équitable de l'énergie peut être également envisagée mais contrairement à son nom, elle ne donnerait pas une équité à la vente. Si deux producteurs (A et B) injectent ensemble au même quart d'heure une quantité différente d'énergie :

Injection A = 5 kWh (+) et Injection B = 2 kWh (=) Totale Epvd = 7 kWh

Autoconsommation collective = 80 % => Part Epvp = 5,6 kWh

Répartition de la vente = 5,6kWh / 2 producteurs = 2,8 kWh

### 1<sup>er</sup> boucle de revente

Revente CodAC A = 2,8 kWh

Revente CodAC B = 2 kWh (min ; injection et vente)

### 2<sup>ième</sup> boucle de revente

Revente CodAC A = 2,8 + 0,8 kWh = 3,6 kWh

Revente CodAC = 2+0 kWh

Ce concept permettrait à celui qui injecte peu sur le réseau, de vendre presque la totalité de son énergie. Il y a donc une inégalité dans la vente vis-à-vis de l'investissement qui fut plus conséquent pour le producteur A.

## 12.11 Conclusion sur les clefs de répartition

Suite à cette brève présentation des clefs existantes en exposant leurs modes de fonctionnement, nous avons choisi d'écarter la clef « Equitable » dans la répartition pour les consommateurs, qui n'offre ni un bon Tacc, ni un bon Tapi. Ensuite nous écarterons également la clef Fixe qui pourrait une vision d'investissement et de compétitivité de marché au sein d'une communauté, elle ne reprend pas la dimension de partage et de mutualisation que nous voulons mettre en application autour de ce projet Pilote. Nous utiliserons donc la clef Prorata, Hybride et Cascade pour l'étude de ce projet.

D'un point de vue de la répartition des gains obtenus par les prosumers, le choix de la clef fixe ne sera pas également utilisée car l'opération ne rassemble pas de futurs projets d'investissement. Nous utiliserons donc la clef prorata et Equitable pour déterminer les gains financiers de chacun.

## 13 Application au projet Pilote de Ganshoren

---

Dans cette partie, sera présenté les résultats obtenus par ces différentes clefs qui ont pu être appliquées au projet pilote de Ganshoren à « l'école de nos Bambins » sur la période de Juillet 2019 et Avril 2020.

Cet outil n'est pas destiné à être utilisé par la suite en tant que tel par les gestionnaires du projet, mais pourrait servir de base dans la création d'un outil plus performant. La raison principale de la création de cet outil était de pouvoir comparer et analyser les clefs de répartitions, leurs incidences sur les participants, la collectivité et sur le réseau. D'autres paramètres comme l'évolution de la taille de la communauté ainsi que la puissance PV seront abordés pour compléter l'étude.

### 13.1 La collecte et le tri des données des compteurs

Pour chaque fichier de répartition, sont distingués entre eux les producteurs et les consommateurs possédant tous un numéro EAN (European Article Numbering) lié à chaque compteur de relevé d'énergie Sibelga. Une fois l'accord reçu du participant communiqué à Sibelga sur sa participation au projet, la configuration «communiquante» du compteur peut être activée à distance et de ce fait, les données de consommation enregistrées sont envoyées à Sibelga automatiquement. La possibilité de remonter 3 mois en arrière dans l'historique des consommations permet de démarrer avec le traitement des données du 2 Juillet 2019. Les données sont ensuite transmises à Apere sous format texte dans fichier Excel sur lequel débute le processus de traitement.

Datetime	Injection_prelev	Volume	EAN_ANONYME
43648.30	Prélèvement		0 B05
43648.31	Prélèvement	1.337	B05
43648.32	Prélèvement	0.749	B05
43648.33	Prélèvement	0.631	B05
43648.34	Prélèvement	2.069	B05
43648.35	Prélèvement	0.905	B05
43648.36	Injection		0 B03

**Datetime** : C'est la date et l'heure de l'année sous un format numérique

**Injection-prélèvement** : pour mentionner si la valeur est du soutirage ou de l'injection sur le réseau. (A+/A-)

**Volume** : c'est la quantité d'énergie électrique en kWh enregistrée sur le quart horaire.

**EAN** : Reprend les indicatifs individuels de chaque participant.

Les participants au projet ont un numéro propre à leurs compteurs symbolisé par un EAN. Pour une raison de confidentialité, ceux-ci sont remplacés par des identifiants génériques de type BXX : Un prosumer peut avoir 2 identifiants (soutirage / injection).

La première étape fut de réaliser un tableau Excel pour trier ces données suivant deux catégories, les producteurs et les consommateurs. Le résultat obtenu est visible en annexe 16.14 (Tableau CodAC). Durant la période d'étude, les données étaient transmises approximativement tous les 3 mois, une mise à jour était nécessaire en plus de l'avancée dans la création des tableurs Excel.

### 13.2 Analyse des profils de consommation

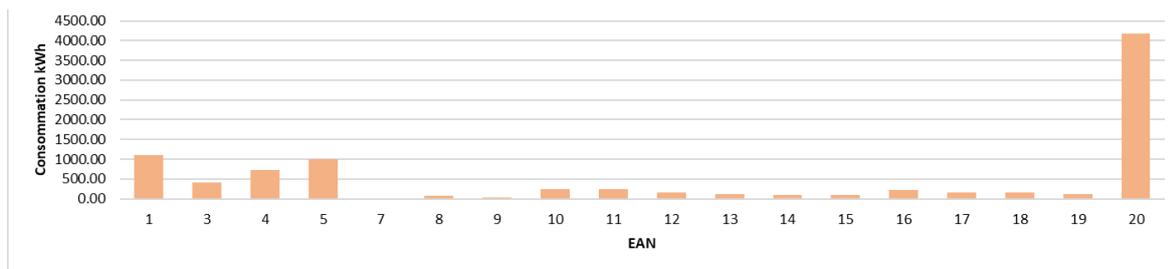
La première étape consiste à regarder la composition de la communauté. Celle-ci est constituée de client résidentiels (conso entre 2000kWh/an et 4000 kWh/an) et non résidentiels (entre 6000 kWh et 20 000 kWh/an). Pour effectuer cette classification, ne connaissant que la consommation mensuelle entre Juillet et Mars 2019, il était nécessaire de se baser sur une consommation de référence pour un mois pris type. Les profils annuels SLP (Synthetic load Profile) et SPP(Synthetic Production Profile) obtenus sur le site [Synergrid.be](http://Synergrid.be) ont permis de classer ces consommateurs en se basant sur le mois d'Août 2019 enregistré d'un profil type de consommation SLP.

Résidentiels : 7-8-9-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19 (13)

Non Résidentiels : 1-3-4-5-20 (5)

PRODUCTEURS		
3	9	19
kwh	kwh	
38%	5%	2%
3528.97	430.83	207.63

Avec les numéros 9-19-3 qui sont des prosumers, le 3 étant l'école des Bambins.



Consommation consommateurs																				Total
1	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total		
kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh		
12%	4%	8%	11%	0%	1%	0%	3%	3%	2%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	1%	46%	100%		
1097.32	411.58	718.40	1009.83	20.62	85.06	36.56	250.00	246.92	167.82	125.50	92.93	87.57	214.86	161.17	159.86	110.02	4179.75	9175.76		

Figure 27: Les consommations des participants pour le mois d’Août 2019 : Fichier Excel clef cascade

Les profils de consommation pour un jour type choisi (Lundi 9 Septembre 2019) peuvent être consultés en annexe 16.15 et permettent de voir la variabilité des profils de charge composant la CodAC.

Y est répertorié un gros consommateur (EAN20) avec une consommation reprenant 46% de la consommation totale de la communauté. Celui-ci pouvant jouer le rôle de « réservoir tampon », c-à-d d’avoir la capacité d’absorber les pics d’injection en période de forte production sur le réseau qui pourrait avoir une incidence importante sur la stabilité de celui-ci. Il aura de plus une influence sur la répartition de l’énergie suivant le modèle prorata et hybride de par sa quote-part qui est importante.

La période enregistrant l’ensemble des consommations des participants démarre à partir du 26/07/2019. Le mois de Juillet n’est donc pas suffisamment représentatif et fut écarté de l’étude.

### 13.3 L’outil de répartition

Pour chaque clef de répartition, un fichier Excel fut réalisé (figure 28) comprenant plusieurs feuilles de calculs (figure 29).

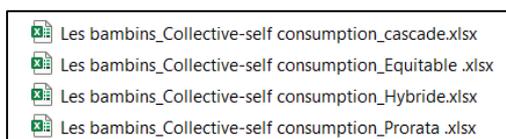


Figure 28 : Fichiers Excel pour la répartition



Figure 29: Barre de dialogue des feuilles Excel d'un fichier de répartition

Ci-dessous et suivant la figure 29, est décrit brièvement en quoi se compose ces feuilles Excel et le traitement des données qui est nécessaire pour réaliser la répartition.

Présentation : Reprend une brève description du fichier Excel choisi.

Tableau CodAC : Reprend l'ensemble des données pour une période sélectionnée et la répartition des énergies entre les participants. (Annexe 16.14)

Bilan CodAC : Reprend les résultats de la feuille précédente permettant de réaliser les comparaisons entre plusieurs périodes (mois, semaines, jour) et reprend des graphiques pour l'analyse des résultats.

Tableau EAN : Même principe que le « Tableau CodAC » mais en isolant uniquement 1 participant sélectionné suivant une liste déroulante.

Bilan EAN : Reprend les résultats de la feuille précédente permettant de réaliser les comparaisons entre plusieurs périodes (mois, semaines, jours) et reprend des graphiques pour l'analyse des résultats. (Graphiques repris en annexe 16.15)

Producteur : Permet d'analyser la répartition de l'énergie revendue à la CodAC entre les producteurs/prosumers.

## 13.4 Les étapes de la distribution :

### 13.4.1 Energie disponible pour chaque consommateur :

La première étape consiste de mettre à disposition pour chaque consommateur, une part de l'énergie totale injectée sur le réseau (relevé 15 min). Dans le cas des clefs de répartitions Equitable, Hybride (boucle 1) et Cascade, la formule employée est similaire. Sera nommée la part disponible pour chaque intervalle de temps et chaque participant [EpvD\\_LoopXX](#).

#### Equation utilisée pour chaque participant et à chaque quart d'heure.

Equation :  $\text{si}(\text{EpvTotale}_0 > 0, \text{si}(\text{Conso\_loop1}, i > 0, \text{EpvTotale}_0 / \text{COUNT}_1, \text{si}(\text{COUNT}_1 < > 0, 0, \text{EpvTotale}_0 / \text{NBTotale})), 0)$

Le consommateur aura de l'énergie locale à disposition au quart d'heure relevé si :

#### Conditions :

- L'injection totale à la boucle est > 0 kWh (EpvTotale)
- La consommation individuelle à la boucle est > 0 kWh

[EpvD\\_Loop0 \(EANXX\)](#) =  $\text{EpvTotale}_0 / \text{Count}_0 * (\text{kWh})$

\*Count est une fonction Excel comptant le nombre de participants ayant une consommation différente de zéro, sur la boucle étudiée (exemple ci-dessus est durant la boucle 0).

Sinon (conditions non remplies) :

- Si le nombre de participants à cette boucle est > 0 (c-à-d que le consommateur ciblé n'a pas de consommation enregistrée mais que les autres participants oui)

Epv Loop0 (EANXX) = 0 (kWh)

⇒ *Ce participant ne recevra pas d'énergie à cette boucle pour que les autres puissent avoir plus d'énergie à cette boucle, et réduire le nombre d'itération dans le cas de la clef Cascade.*

Mais si aucun participant n'a de consommation enregistrée (Count = 0), une situation qui arriver dans le cas d'un manque de données, ou bien lorsque tous les consommateurs ont été satisfait de l'énergie perçu durant les boucles précédente. Chaque participant aura à disposition l'injection totale divisée par le nombre total de participant.

Epv Loop1 =  $EpvTotale\_1 / NBTotale\_1$

Avec NBTotale est le nombre de participant dans le projet, il est fixé à 18

L'énergie injectée est tout de même distribuée à tous les participants dans le cas vu précédemment afin que les consommateurs puissent évaluer le potentiel d'énergie locale qui leur était disponible. Ceux-ci sont donc encouragé à déplacer leurs charges au moment de la production journalière.

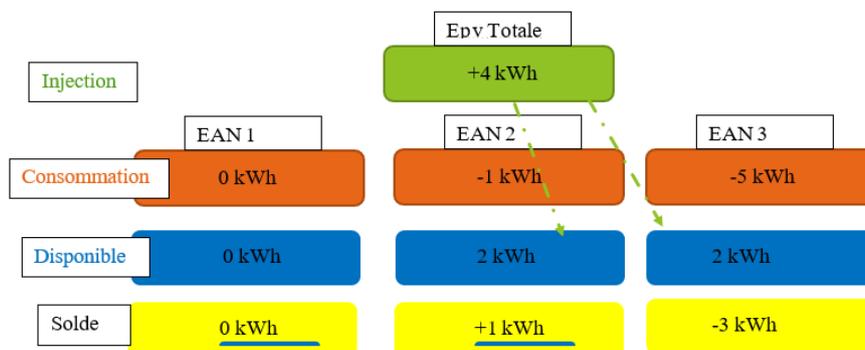


Figure 30: Mode de distribution Equitable, Hybride(loop1), Cascade( Loop1).

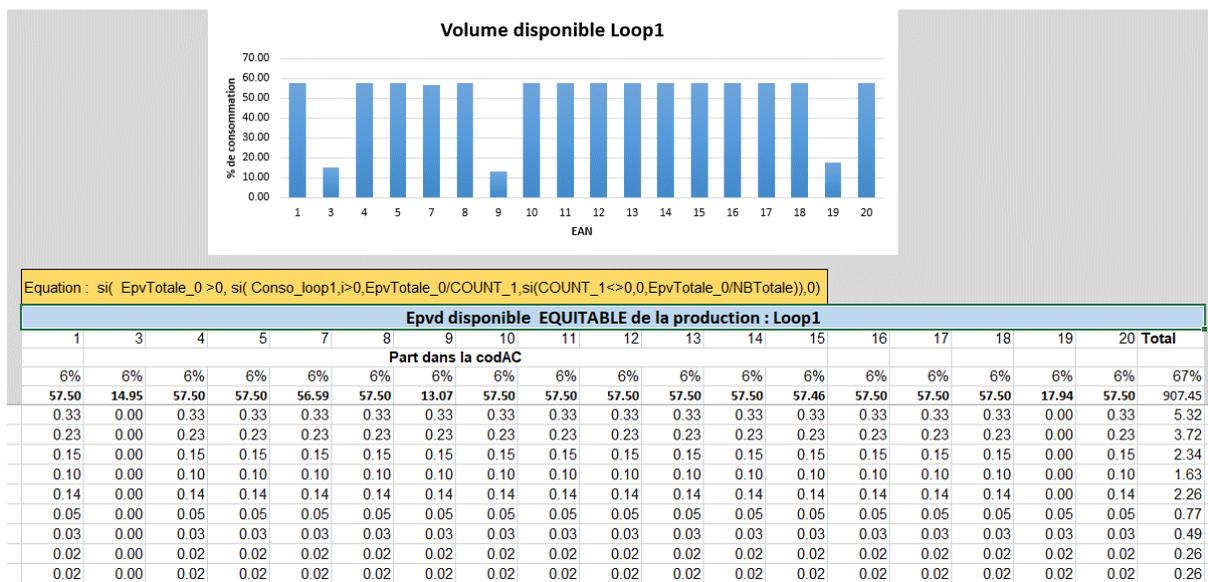


Figure 31: Etape 1 de la mise à disposition de l'énergie locale « clefs de répartition Cascade Loop1 »

Dans le cas de la clef de répartition au *Prorata* ainsi que la deuxième boucle appliquée à la clef Hybride (équitable + prorata), le calcul suit cette formule suivante :

Equation :  $\text{si}(\text{ConsoTotale\_loop2} > 0; (\text{Conso}_i / \text{ConsoTotale\_Loop2}) * \text{EpvTotale\_Loop2}; \text{EpvTotale\_Loop2} / \text{NBTotale})$

Le participant aura de l'énergie à disposition si

Conditions

- La consommation de la communauté pour la boucle considérée est > 0

Il recevra une part disponible d'énergie au prorata de sa consommation

$\text{Eprd\_Loop1} = (\text{Conso\_indiv\_Loop1} / \text{ConsoTotale\_Loop1}) * \text{EpvTotale\_Loop1}$

Sinon :

Il aura à disposition  $\text{Eprd\_Loop1} = \text{EpvTotale\_Loop1} / \text{NBTotale\_Loop1}$

- ⇒ Comme pour le cas précédent, nous mettons à disposition l'énergie à chaque participant même si la consommation de la communauté est nulle.
- ⇒ Si un participant a une consommation nulle, la division de la conso indiv et conso Totale donne une valeur nulle.

## Analyse de la part disponible mensuelle à la CodAC

La valeur d'énergie mise à disposition à la CodAC mensuellement est comparée en fonction de la consommation collective et de l'injection sur le réseau. Une hausse progressive de la consommation entre Août et Octobre 2019 est naturellement remarquée. Parallèlement à cela une valeur d'injection disponible qui décroît.

⇒ La décroissance de la valeur d'injection n'est pas uniquement liée à l'ensoleillement qui diminue de mois en mois en période hivernal. Elle peut être aussi due à une consommation des prosumers qui peut augmenter avec la baisse des températures et de la durée de lumière naturelle. Malheureusement, n'ayant pas accès aux données de production qui sont personnelles, il n'est pas possible de représenter la consommation exacte des prosumers en période d'ensoleillement, ceux-ci ne prélevant sur le réseau que la part qui leur restent à combler (consommation résiduelle).

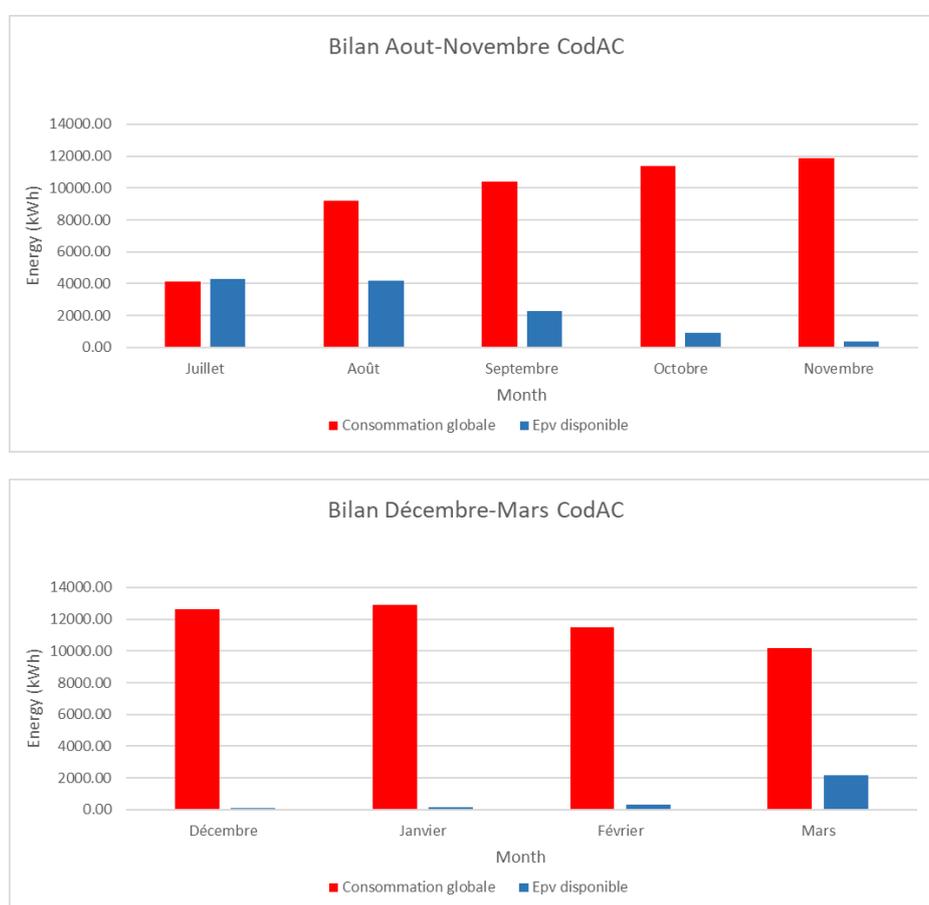


Figure 32: Bilan mensuel Energie disponible CodAC

	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars	
<b>Consommation globale</b>	4107.04	9175.76	10374.53	11370.79	11840.49	12601.48	12909.61	11489.07	10183.14	kWh
<b>Epv disponible</b>	4297.01	4167.44	2286.34	907.45	362.12	99.06	156.88	300.56	2189.75	kWh
<b>Epv autoconsommé</b>	<b>1817.36</b>	<b>3478.32</b>	<b>1929.96</b>	<b>859.52</b>	<b>337.48</b>	<b>99.06</b>	<b>151.49</b>	<b>300.56</b>	<b>1642.10</b>	kWh
<b>Consommation résiduelle</b>	2289.68	5697.44	8444.57	10511.27	11503.01	12502.42	12758.12	11188.50	8541.05	kWh
<b>Epv non-autoconsommé</b>	2479.65	689.12	356.38	47.93	24.64	0.00	5.39	0.00	547.66	kWh
Autoconso collective %		83%	84%	95%	93%	100%	97%	100%	75%	

Au plus la quantité d'énergie injectée sur le réseau diminue dans l'année, au plus l'Acc est importante garantissant aux producteurs une vente à 100% à la CodAC. Une quantité moindre vis-à-vis de l'injection de l'été et un surdimensionnement du nombre de consommateurs de la CodAC, risqueraient de réduire la part d'énergie affectée entre chaque consommateur. Or nous pouvons imaginer en été (période de forte injection), et pour un faible taux d'ACC, que la vente soit beaucoup moins lucrative si une partie de l'excès d'énergie n'est pas absorbé par les participants du projet. Un sous dimensionnement de la communauté serait également risqué pour les prosumers. Ce constat nous fait introduire la notion de dimensionnement d'une communauté qui est intéressante à aborder car elle serait directement liée à la rentabilité et à l'attractivité d'un projet d'ACC.

Ci-dessous est représenté la variation de charge quart horaire de l'ensemble de la communauté. Celle-ci comprenant l'injection solaire qui est faite sur le réseau local pour une semaine type de Septembre. Durant le weekend, l'école étant fermée, les activités des commerçants parfois à l'arrêt, il peut y avoir un surplus non autoconsommé qui transitera toujours dans le réseau vers d'autres consommateurs hors de la CodAC. Celui-ci pourra aussi sortir de la poche de réseau vers une seconde. Cet excédent a atteint la valeur de 5,46 kWh(15min) soit une puissance d'injection de 21,6 kW sur le réseau local qui ne sera pas consommée par les participants. Dans notre cas, un quartier dense urbain nous permet d'imaginer que cette énergie serait consommée plus loin dans la rue par d'autres bâtiments. Mais dans un réseau rural, un tel excès pourrait venir à passer les postes de tension du réseau de distribution.

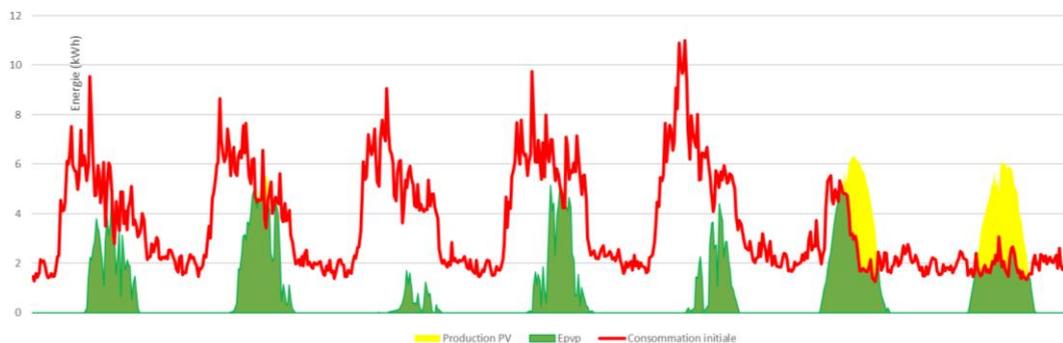


Figure 33: Bilan conso/injection CodAC Semaine 09-15 Septembre

Du lundi au vendredi, 97 % de l'énergie disponible à la CodAC pouvait être absorbée par les participants durant cette deuxième semaine de Septembre. Alors que nous atteignons un taux d'autoconsommation collective de 54 % pour le weekend.

	Weekend	Lun-Vend
Global Consumption	434.23	1953.49
Epv Distributed	327.00	349.28
Epv Provided	174.98	339.91
Consumption additional	259.25	1613.58
Epv Stock	152.02	24.97
Self-sufficiency	40%	17%
Self-consumption	54%	97%

Pour ces 3 clefs (Prorata, Hybride, Cascade), l'autoconsommation collective ne varie pas d'une clef à l'autre, seuls les résultats individuels pour les participants changent.

## 13.4.2 La part d'énergie fournie aux consommateurs.

Pour déterminer la part que consommera chaque participant, nous faisons tout simplement une règle qui est la suivante sur un nouveau tableau :

$$E_{vp\_Loop} = \text{MIN}(\text{Conso}_{,i\_Loop} ; E_{pvd,i\_Loop})$$

Equation : MIN( Conso <sub>i</sub> , E <sub>pvd,i</sub> )																			
E <sub>vpv_Loop1</sub>																			
1	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total	
27.92	2.27	36.08	29.56	3.24	4.38	1.86	17.01	14.54	16.87	8.52	7.99	5.72	14.19	8.10	11.42	1.96	43.89	255.50	
0.23	0.00	0.23	0.23	0.00	0.01	0.00	0.06	0.05	0.02	0.06	0.03	0.00	0.03	0.01	0.01	0.00	0.23	1.20	
0.22	0.00	0.22	0.22	0.00	0.01	0.00	0.10	0.05	0.05	0.00	0.03	0.01	0.03	0.01	0.02	0.00	0.22	1.20	
0.17	0.00	0.17	0.17	0.00	0.03	0.00	0.06	0.02	0.03	0.07	0.04	0.01	0.07	0.05	0.03	0.00	0.17	1.09	
0.07	0.13	0.13	0.13	0.00	0.01	0.00	0.04	0.03	0.03	0.00	0.03	0.00	0.05	0.03	0.01	0.00	0.13	0.84	
0.05	0.00	0.07	0.07	0.00	0.01	0.00	0.04	0.05	0.05	0.07	0.03	0.02	0.05	0.03	0.02	0.00	0.07	0.64	
0.05	0.00	0.19	0.19	0.00	0.02	0.00	0.04	0.02	0.02	0.01	0.04	0.01	0.06	0.03	0.01	0.00	0.19	0.88	

Figure 34: Tableau de l'énergie fournie aux participant suivant la clef Cascade entre le 9/09/20 et le 15/09/20 à la boucle 1

Le graphique ci-dessous montre la quantité d'énergie pour cette boucle qui a été consommée par les consommateurs à la première distribution (similaire pour le modèle équitable, hybride et cascade). On remarque que le participant n°20 absorbe 100% de l'énergie au premier tour.

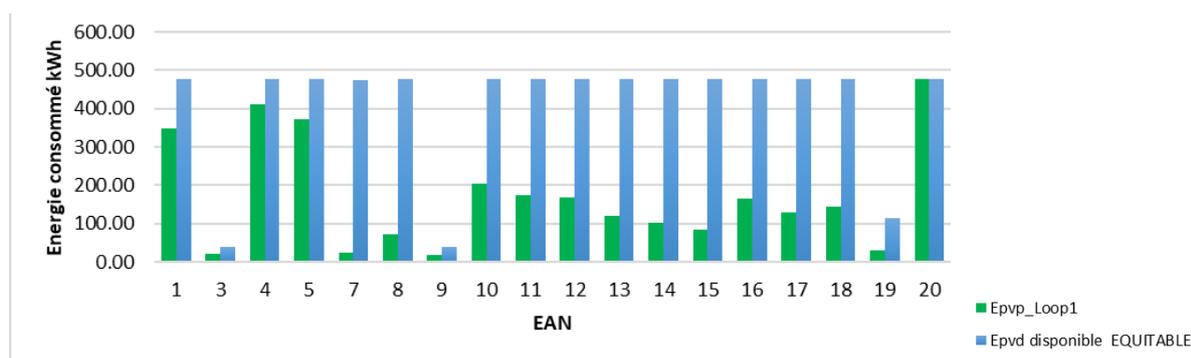


Figure 35: Distribution Equitable première boucle clef Cascade

La grande majorité des clients résidentiels reçoit une quantité d'énergie supérieure à celle qu'ils peuvent absorber en période d'ensoleillement. Une importante part non-autoconsommée pourrait encore être distribuée aux clients qui ne seraient pas encore satisfaits de leurs autoconsommations (pour cet exemple au N°20). C'est ce que peut apporter la clef Hybride et Cascade qui possèdent plusieurs boucles de distribution, regroupant l'excédent d'énergie de certains pour le redistribuer au même intervalle à ceux qui peuvent en recevoir plus.

L'affectation de l'énergie ici n'est pas associée à une distribution réelle de l'énergie mais bien une répartition d'énergie dans un modèle économique de partage d'énergie. La distribution réelle d'énergie peut être estimée à l'échelle collective et moyennant une participation totale des riverains composant le réseau du quartier où se situe la production.

Epv disponible	1	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total	
EAN	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Consommation	9251.0	17341.7	7153.3	10581.9	132.4	791.2	1638.4	2409.1	2788.5	2058.4	1596.8	1052.9	828.5	1877.9	1215.2	1416.5	1323.5	26487.8	89944.9	
Equitable	478.2	37.8	478.2	474.3	474.3	477.9	40.1	478.2	478.2	478.2	478.2	478.2	477.4	478.2	478.2	478.2	115.8	478.2	7361.2	
Prorata	1489.9	75.3	1051.4	1226.4	25.2	109.5	29.8	366.5	319.0	280.1	174.3	141.4	108.6	240.7	191.1	217.7	38.3	4384.4	10469.6	
Hybride	1417.5	70.8	989.6	1152.5	433.7	491.5	58.5	620.0	618.4	593.0	522.9	517.0	493.4	564.7	525.4	551.1	133.3	4589.4	14342.8	
Cascade	1338.5	166.0	1101.2	1155.0	136.4	236.1	147.5	475.6	446.4	413.8	308.5	287.2	246.4	382.1	320.6	365.9	164.6	2777.7	10469.6	

Epv Provide	1	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total	
EAN	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Prorata	1347.2	75.2	853.2	1085.8	17.8	83.0	28.1	266.6	239.3	211.8	133.6	105.2	82.5	186.0	140.1	168.7	32.6	3590.3	8646.8	
Hybride	1209.2	58.6	860.2	1016.2	35.0	129.2	42.5	352.6	318.3	292.1	196.3	180.0	140.4	266.9	209.5	246.5	59.1	3034.1	8646.8	
Cascade	1237.2	64.7	999.9	1053.8	35.1	134.9	46.2	374.3	345.1	312.6	207.3	185.9	145.1	280.9	219.3	264.7	63.3	2676.4	8646.8	

Ci-dessus est représentée la répartition de l' énergie disponible et autoconsommée par les participants entre Août 2019 et Mars 2020. Les modèles sont comparés entre eux et le constat suivant peut être fait ;

- Le prorata est plus avantageux aux gros consommateurs.
- Le Cascade est plus avantageux pour les plus petits consommateurs.

Si nous isolons maintenant uniquement les clef hybride et cascade, la cascade est hénéficiue pour 17 /18 participants.

Hybride	1209.2	58.6	860.2	1016.2	35.0	129.2	42.5	352.6	318.3	292.1	196.3	180.0	140.4	266.9	209.5	246.5	59.1	3034.1	8646.807
Cascade	1237.2	64.7	999.9	1053.8	35.1	134.9	46.2	374.3	345.1	312.6	207.3	185.9	145.1	280.9	219.3	264.7	63.3	2676.4	8646.807

## 13.5 Le taux d'autoconsommation individuel et collectif

### Individuel

Notre analyse se poursuit pour chaque clef et pour l'ensemble des boucles de distribution. On parle ici d'autoconsommation représentant un ratio entre de l'énergie produite localement dans la communauté et l'autoconsommation qui sera faite entre chaque participant sur base d'une affectation hypothétique de l'énergie. La différence entre l'autoconsommation abordée au court du chapitre 4 est que les participants ne possèdent pas tous une installation de production.

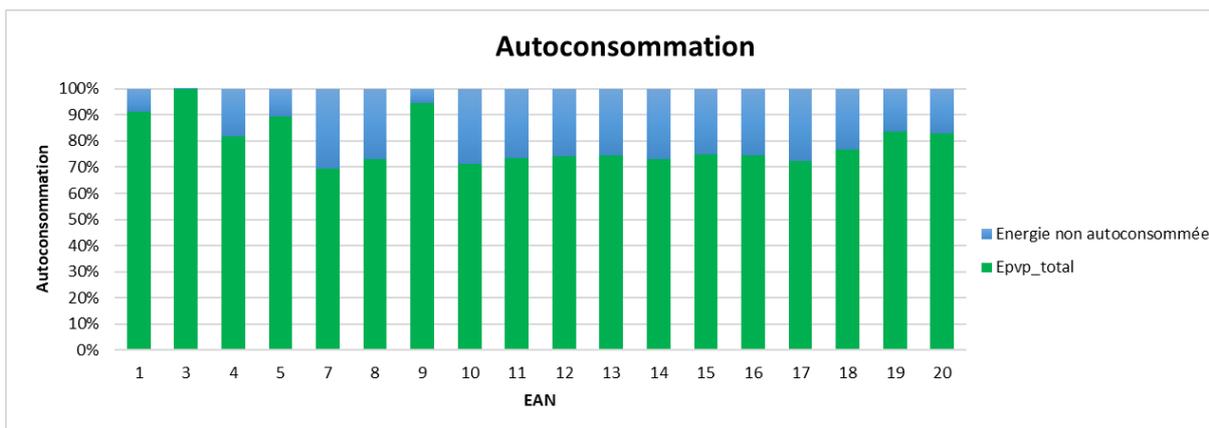


Figure 36: L'autoconsommation individuelle clef Prorata (Aout-Octobre 2019)

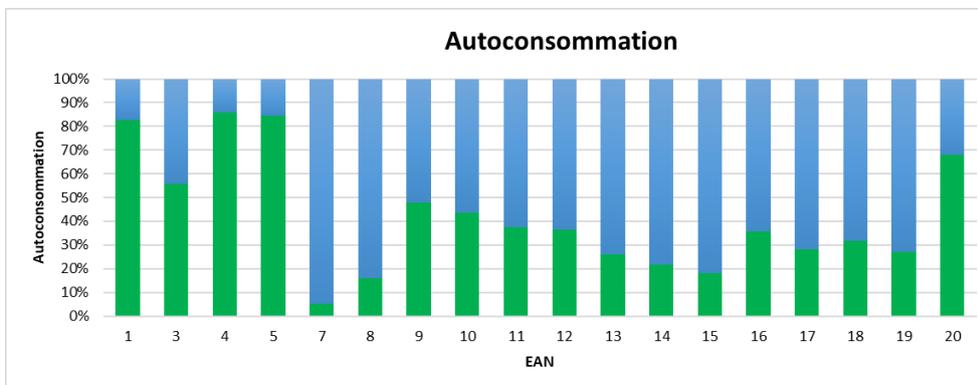


Figure 37: L'autoconsommation individuelle clef Hybride (Aout-Octobre 2019)

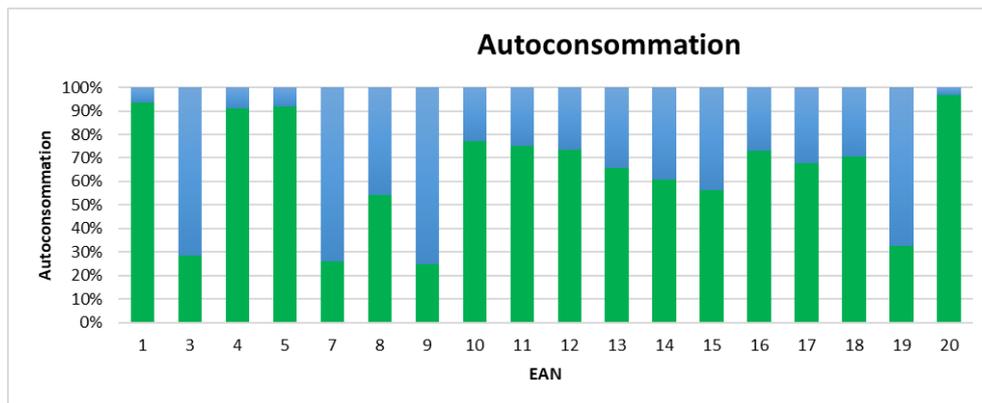


Figure 38: L'autoconsommation individuelle clef Cascade (Aout-Octobre 2019)

## Pourquoi regarder l'autoconsommation individuelle ?

De ces graphiques, certaines informations peuvent être interprétées. La première est que la part affectée à chaque participant pour le modèle « prorata » est généralement mieux autoconsommée car celle-ci reste proportionnelle à la demande des habitations. Néanmoins elle n'augmentera que légèrement pour les clients Resd si ceux-ci effectuent du déplacement de charge.

Les clefs Hybrides et Cascades permettent de distribuer plus d'énergie aux clients résidentiels moyennant un taux d'autoconsommation plus bas. Ce taux nous permet d'évaluer le potentiel d'énergie disponible pour chaque participant sur une période d'étude. Grâce à un bilan, ceux-ci pourront connaître la quantité d'énergie qui était mise à leurs dispositions et celle qu'ils ont pu autoconsommer. Si des déplacements de charges s'effectuent, ils pourront plus facilement en tirer des économies.

Le Modèle prorata ne permet d'ailleurs pas d'encourager les citoyens à diminuer leurs consommations énergétiques. Si la part d'un individu diminue vis-à-vis de la majorité de par un investissement dans l'efficacité énergétique, celui-ci recevra moins d'énergie renouvelable à disposition. Or il est important d'encourager avant tous la sobriété énergétique plutôt qu'un effet pervers appelé « effet rebond ». Si les consommateurs savent qu'ils peuvent bénéficier de plus d'énergie renouvelable en consommant plus en journée, réduiront-ils leurs consommations en soirée pour autant ?

La clef cascade quant à elle permet d'obtenir à certains moment des Tac,i proche de 100% car la part disponible n'est pas fonction de la consommation mais du nombre d'individus et de la quantité injectée

Concernant les prosumers 1-9-19, ceux-ci peuvent également percevoir à certains moments de l'énergie locale, leurs autoconsommations réalisées via leurs propres installations ne suffisent pas et peuvent donc bénéficier aussi d'un complément d'énergie renouvelable produit par leurs voisins.

Un point donc intéressant est qu'un prosumer peut augmenter la part d'énergie renouvelable dans sa consommation annuelle grâce à un réseau collectif d'autoconsommation.

## Collectif

Le taux d'autoconsommation collectif étant similaire entre les trois clefs principales, il n'est pas utile pour comparer celles-ci entre elles. Le taux d'Acc permet de vérifier si l'injection qui est faite sur la poche de réseau est bien absorbée par la communauté. Un mauvais taux pourrait induire une forte probabilité que l'énergie puisse transiter par le poste de transformation basse et moyenne tension. Nous avons donc analysé pour chaque mois consécutif l'évolution de ce taux.

Naturellement, l'autoconsommation collective croît au plus on se rapproche de la période hivernale, c'est expliqué par :

- La consommation qui augmente avec la baisse de la température extérieure et la réduction des périodes d'ensoleillement.
- Une diminution de l'injection sur le réseau de par une productivité qui décroît et la consommation des prosumers augmentant au même instant.

Ainsi entre Août et Décembre, la part d'énergie renouvelable injectée a diminué de 98% sur le réseau, et donc l'influence des systèmes de production décentralisés sur le réseau ne provoque dans ce modèle que peu d'incidence sur les postes de transformation. Ce qui met également en évidence l'importance de l'utilisation du réseau public en période de faible production. La compensation de cette énergie renouvelable en hivers pourrait éventuellement être comblée par une centrale de cogénération. Cette dernière intègre en effet une production d'électricité considérée comme étant renouvelable de par l'efficacité du système employé.

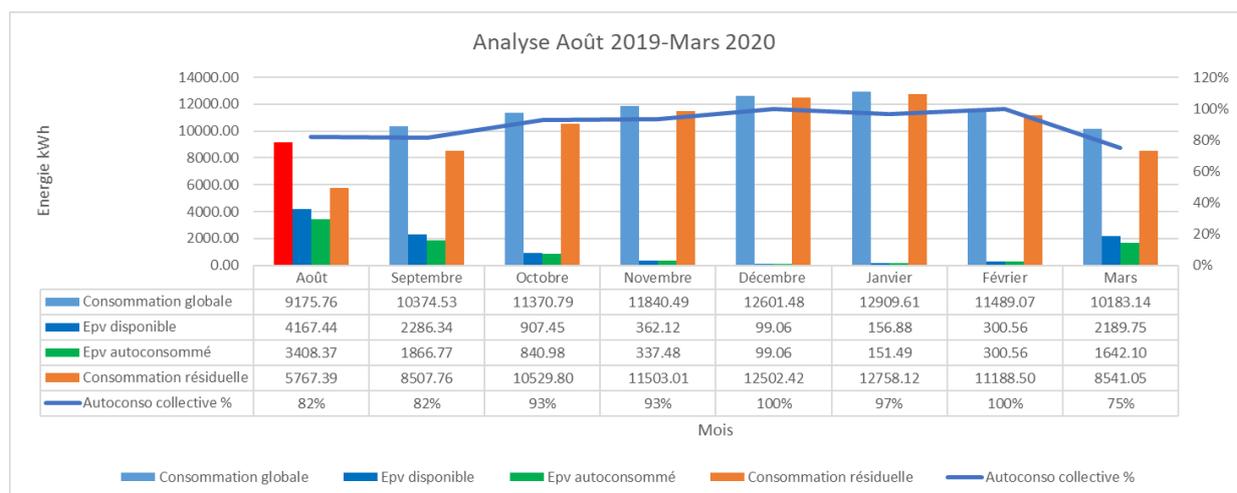


Figure 39: Bilan énergétique de la codAC Août-Mars

## 13.6 L'Autosuffisance

L'Autosuffisance ou autoproduction, est un ratio intéressant à utiliser pour les participants du projet d'autoconsommation. Il permet de voir à l'échelle individuelle, les économies qu'ils pourraient réaliser en rentrant dans le projet. Mais dans quelle proportion ?

Rappelons d'abord que l'autosuffisance est la part d'énergie autoconsommée localement vis-à-vis de la consommation totale sur une période mesurée.

$$\text{L'auto suffisance ?} = \frac{\text{Energie locale consommée}}{\text{Consommation totale}}$$

Au plus l'énergie autoconsommée sera importante dans ce ratio, (pour autant qu'il y ait une différence de prix avantageuse entre les deux fournisseurs) au plus des bénéfices seront générés.

L'autosuffisance peut être examinée de deux point de vue

- Le premier montré par le tableau ci-dessous, reprend un bilan de l'énergie qui a été autoconsommée par chaque participant, suivant la clef de répartition choisie pour la période Août-Mars. Dans ce tableau est totalisé l'énergie consommée durant la période diurne et nocturne. Ce qui signifie bien évidemment que nous obtiendrons un taux nul pour toutes les tranches de quart d'heure où il n'y a pas d'énergie disponible mais bien de la consommation nocturne des bâtiments.

Auto suffisance											
EAN	1	3	4	5	7	8	9	10			
Prorata	14.6%	0.4%	11.9%	10.3%	13.4%	10.5%	1.7%	11.1%			
Hybride	13.1%	0.3%	12.0%	9.6%	26.4%	16.3%	2.6%	14.6%			
Cascade	13.4%	0.4%	14.0%	10.0%	26.5%	17.0%	2.8%	15.5%			
Auto suffisance											
EAN	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Moyenne
Prorata	8.6%	10.3%	8.4%	10.0%	10.0%	9.9%	11.5%	11.9%	2.5%	13.6%	9.5%
Hybride	11.4%	14.2%	12.3%	17.1%	16.9%	14.2%	17.2%	17.4%	4.5%	11.5%	12.9%
Cascade	12.4%	15.2%	13.0%	17.7%	17.5%	15.0%	18.0%	18.7%	4.8%	10.1%	13.4%

Figure 40: Autosuffisance période Août 2019-Mars 2020

- Nous pouvons également examiner l'autosuffisance sur la période d'injection, à savoir en période diurne. C'est d'ailleurs durant cette période que le tarif de l'énergie est le plus élevé.

Auto suffisance <=0%											
EAN	1	3	4	5	7	8	9	10			
Prorata	37.2%	10.8%	37.2%	37.2%	37.2%	37.2%	17.2%	37.2%			
Hybride	39.7%	18.6%	36.3%	37.7%	85.0%	68.5%	43.8%	53.8%			
Cascade	41.7%	19.8%	41.1%	41.0%	85.1%	69.4%	45.1%	56.4%			
Auto suffisance <=0%											
EAN	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Moyenne
Prorata	37.2%	37.2%	37.2%	37.2%	37.2%	35.7%	37.2%	37.2%	21.7%	37.2%	33.7%
Hybride	52.0%	54.7%	63.5%	61.6%	68.0%	53.8%	62.1%	59.0%	49.3%	29.0%	52.0%
Cascade	54.7%	57.0%	65.0%	62.9%	68.9%	56.0%	63.6%	60.9%	50.6%	26.3%	53.7%

Figure 41: Autosuffisance période diurne Août-Octobre 2019

La différence entre ces deux tableaux peut être plus compréhensible sur ce graphique ci-dessous représentant l'évolution typique journalière de la consommation et de la part autoconsommée d'un participant (EAN4), avec l'autosuffisance en trait noir.

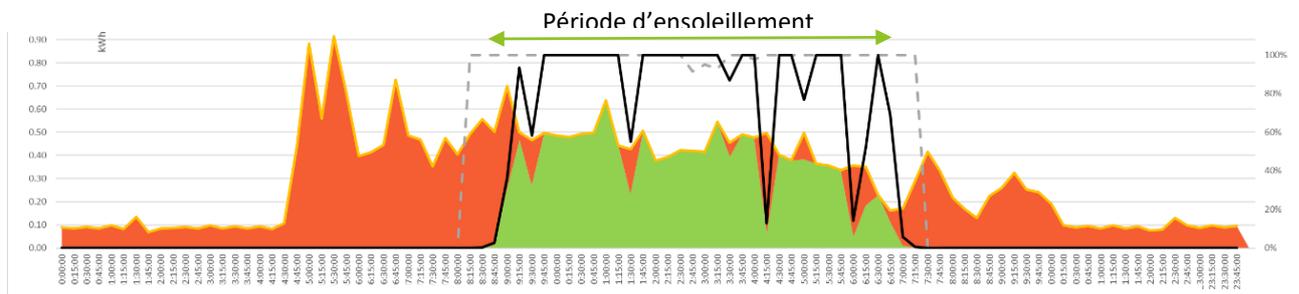
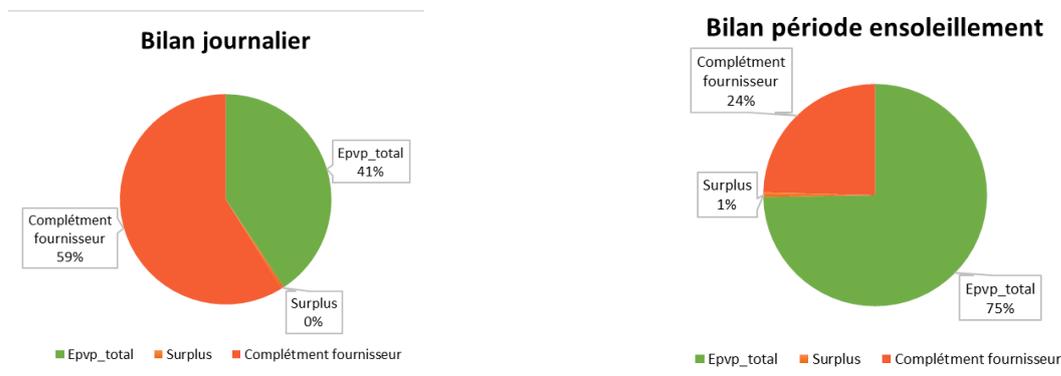


Figure 42: Evolution de la consommation et de l'Ac du client EAN 4 le lundi 09/09/2019 suivant la clef Cascade



L'analyse de ces valeurs nous permet de constater que pour ce type de communauté, les clefs Hybride et Cascade sont plus intéressantes pour la majorité des participants. Elles offrent une auto-suffisance jusqu'à 27% pour certains consommateurs. Les plus faibles taux sont bien évidemment ceux des prosumers qui n'obtiennent qu'une légère part d'énergie locale renouvelable. Pour être plus juste, leurs productions devraient être ajoutée aux calculs. Entre ces deux dernières clefs, l'avantage se déplace sur la clef Cascade qui dépasse de quelques pourcents la clef combinant les deux modes de répartition.

### 13.7 Analyse économique

Pour effectuer cette analyse, concernant l'estimation des économies qui pourraient être réalisées par les participants, il est nécessaire de déterminer les coûts qui seront induits par la consommation d'un kWh d'énergie renouvelable. Le but de cette recherche est de mettre en avant les barrières qui limiteraient le projet dans sa viabilité autant du point de vue de la rentabilité des consommateurs. Mais aussi des prosumers qui nous le rappelons, souhaiteraient pouvoir trouver un nouveau mécanisme de soutien pour l'énergie autoproduite.

Pour exemple, en annexe 16.4 se situe la composition d'une facture traditionnelle d'un fournisseur de réseau belge sur lesquelles nous nous sommes basés pour réaliser 2 tableaux de composition du prix de l'électricité en Région Bruxelloise et Wallonne.

Un futur participant devrait, suivant le bilan de consommation et d'autoconsommation réalisé par la PMO, recevoir deux factures d'énergies qui comptabiliseront chacune les frais spécifiques à l'approvisionnement en énergie électrique de celui-ci.

### 13.7.1 Composition du tarif

Il faut savoir qu'en fonction de la zone dans laquelle l'opération se déroulera, les frais d'acheminement de l'énergie ne seront pas similaires. On distingue dans un premier temps une opération d'autoconsommation au sein d'un même bâtiment ou celle autour d'un quartier entre plusieurs bâtiments. Sibelga a donc convenu d'établir deux tarifs de distribution de l'énergie en fonction du modèle d'Acc. Ces tarifs doivent être approuvés par Brugel qui est le régulateur de réseau de la région Bruxelles-Capitale, ayant pour rôle de définir la tarification de l'énergie.

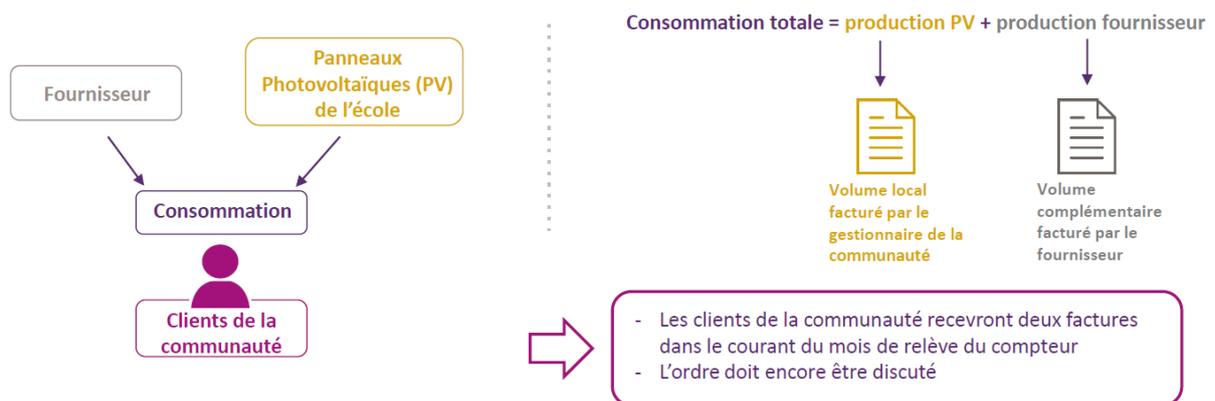


Figure 43: exemple de facturation d'un participant de la CodAC établie par Sibelga

### 13.7.2 Coût de l'énergie

Dans un contrat de marché entre un consommateur et un fournisseur, le coût de l'énergie est facturé à la quantité d'énergie prélevé sur le réseau en kWh sur la période d'index. Celui-ci sera remplacé dans la facture de la CodAC par le prix convenu de rachat entre les prosumers et la PMO. Nous allons aborder maintenant comment le prix de vente d'un prosumer peut-être déterminé suivant plusieurs modèles financiers et suivant la période d'installation.

Pour ce faire, nous avons réalisé le bilan financier d'un prosumer influencé par les différents régimes de soutien, taxes, mécanismes techniques qui ont été établis suivant la période d'installation ainsi que pour des projets futurs. Le prix des installations ayant diminué, nous verrons jusqu'à quel prix de vente un projet peut être rentable aujourd'hui.

5 Cas ont été analysés pour comparer les différents LCOE que nous pourrions éventuellement rencontrer dans un projet d'Acc.

Cas	Date de l'installation	Compteur	Conso kWh/an	Prod kWh/an	Ac	CAPEX €/kWp	Compensation	CV/MWh	Prix élec	Surplus	Taxe prosumer
Cas1	2011	Disque	5000	4230	38%	4,444 €	oui	7	0.22 €	compensé	non
Cas2	2011	Disque	5000	4230	60%	4,444 €	oui	7	0.22 €	Compensé	oui
Cas3	2011	Disque/2Flux	5000	4230	60%	4,444 €	oui/non	7	0.22 €	compensé	non
Cas4	2021	2Flux	5000	4230	60%	1,500 €	oui	0	0.28 €	compensé	non
Cas5	2021	2Flux	5000	4230	60%	1,500 €	non	0	0.29 €	Vendu marché	non

Les points importants sont ici la date de la mise en route de l'installation, la compensation (totale, partielle ou non) de l'énergie sur la facture annuelle du fournisseur, la perception de certificat vert, le coût d'achat des panneaux en €/kWc, l'autoconsommation du prosumer, le prix de l'électricité, le coût non prévu de l'utilisation du réseau et enfin la revalorisation ou non du surplus sur le réseau.

**Le Cas 1** : Reprend une installation en fonction depuis 2011, ayant bénéficié de certificats verts et d'une compensation totale sur la facture (énergie+réseau), un compteur disque (tourne à l'envers).

**Le Cas 2** : Similaire au cas précédent mais avec une meilleure autoconsommation, une taxe prosumer et une compensation sur la partie la partie commodity à partir de 2021.

**Le Cas 3** : Similaire au cas précédent mais un changement de compteur en 2021 pour un tarif d'utilisation du réseau proportionnel à la consommation qui peut être connue.

**Le Cas 4** : Un nouveau prosumer qui ne bénéficie pas de certificats verts, possédant un compteur double flux, et valorisant son énergie par la compensation sur la commodity.

**Le Cas 5** : Similaire au cas 4, mais revalorisation du surplus par une vente à un fournisseur à un prix inférieur à la commodity (marché de l'énergie avec fournisseur).

**Le Cas 6** : Un nouveau prosumer entrant dans une CodAC qui pourrait revendre 90% de son surplus à un prix supérieur au prix de vente précédent. Les 10% restant seront revalorisés par une vente à un fournisseur.

Pour l'ensemble de ces cas, nous rajouterons :

- -un coût de remplacement de l'onduleur après la 15 ième année
- -un taux d'emprunt à 4%(2011) et 1.8%(2021), une inflation monétaire de 2%, une augmentation du prix de l'énergie de 3%/an (vente ou achat)
- -un tarif prosumer de 85€/kWc/an ou proportionnel de 15c€/kWh (coût du réseau) avec augmentation de 2%/an
- -Une durée de vie de 25 ans sans coût de démantèlement
- -Une consommation annuelle du ménage de 5000 kWh élec
- -Coût du changement du compteur (150€ en RW et gratuit pour la RBC)

## Paramètre de l'installation PV (exemple d'une installation faite en 2011)

Donnée de l'installation				
<b>Panneaux</b>				
Puissance crête de l'installation		4.5	kWc	
Coefficient correction Co,i	Orientation	Sud	3	Co,i = 1
	Inclinaison	35	4	
Productible		940	kWh/kWc.an	
Production annuelle		4230	kWh/an	
Perte de production annuelle		0.799	%/an	33.806 kWh/an
Durée de vie		25	an	
Rendement fin de vie		80.02	%	
Prix de l'installation (TVAC)		4,444.4 €	€/kWc	
CAPEX TVAC		20,000.00 €		
Autoconsommation		38%	37.76	

Le Capex varie de 4,444€/kWc en 2011 à une estimation optimiste de 1300€/kWc ( basé sur l'annexe 16.10) en 2021 TVAC. La production solaire est basée sur les conditions optimales d'installation.

## Paramètres financiers

Financial			
Emprunt à la banque	100%	Années	10
Fond propre	0%		
Taux emprunt	4%	Intérêt/an	71.80 €
Inflation monétaire	2%		
Remboursement annuel	2,071.80 €		
Montant de l'emprunt	20,718.00 €		

Le taux d'emprunt fut basé sur un emprunt réellement contracté en 2011 pour une installation PV. Pour les projets en 2021, l'utilisation du site [topcompare.be](http://topcompare.be) a permis d'obtenir un taux d'emprunt de 1,8% pour un projet d'énergie estimé à 7000€ sur un remboursement de 36 mensualités.

L'inflation monétaire est basé sur plusieurs études (*TFE HEH construction Gévar Jérémy / The Geneva Papers on Risk and Insurance de Herbert Glejser* )

## Paramètres de surcharges et soutiens annuels

Mécanisme de soutien	Energie	Réseau	
Compensation	<input type="checkbox"/> oui	<input type="checkbox"/> oui	2011-2021
Compensation	<input type="checkbox"/> oui	<input type="checkbox"/> oui	2021-2035
<b>CV ( voir Feuille 1 )</b>	<input type="checkbox"/> oui		65 €/cv
Régime d'octroie CWAPE	0-5 kW	7 cv	
Production/1000*7 = Nb CV	5-10kW		
Gain Cv annuel	29.61	1,924.65 €	10 an
<b>Vente d'énergie</b>			
Vente d'électricité au fournisseur	<input type="checkbox"/> non	marché	€/kWh
Vente d'électricité à la Codac	<input type="checkbox"/> non		0 €/kWh Acc 0.7
<b>Prime régionale</b>			
			€
<b>Taxe prosumer ( si en RW )</b>			
Tarif capacitaire	<input type="checkbox"/> non	0	2%
Tarif proportionnel	<input type="checkbox"/> non	369.3 €	0 €/kWe/an
<b>Operating cost</b>			
Changement Onduleur sur la vie de l'installation		1 1,170.00 €	
Autres		- € par an	

La taxe capacitaire est appliquée dans la mesure où le compteur est à disque. Si un changement de compteur à lieu (cas 3), un coût proportionnel à l'énergie prélevé remplacera ce tarif.

Les CV sont octroyés suivant la période d'installation et varient en fonction du régime choisi, voir annexe 16.3 « Mécanisme de soutien ».

## Paramètres du marché de l'énergie (exemple sur base d'une facture 2021)

Prix de l'électricité TVAC	0.2229	€/kWh
Augmentation du prix annuelle TVA	3%	
Coût distribution+ transport+OSP	jour 12.0496	c€/kWh Voir "grid fee"
Compteur: Mono		
Coût énergie High	10.2345	c€/kWh Voir "grid fee"

Le prix de l'électricité construit sur la comparaison entre plusieurs factures. L'utilisation du site monenergie.be, de la table de tarification des gestionnaires de réseau ont permis d'estimer ce prix en fonction de la région où l'on se situe. L'article publié sur le site rtbf.be « *Le prix de l'électricité a augmenté de plus de 60% en Belgique depuis la libéralisation du marché de l'électricité* » publié le 22 mars 2019 est venu compléter la recherche.

## Evolution du prix moyen de l'énergie électrique en Belgique

	Bruxelles	Wallonie	Flandre
2007	167.07€/MWh	171,84€/MWh	142,45€/MWh
2018	222,20€/MWh	262,92€/MWh	290,76€/MWh
Augmentation	+3%/an	+4.82%/an	+9.45%/an

Nous déterminerons le prix entre 2011 et 2018 par interpolation linéaire.

### 13.7.3 Tarif d'acheminement

Comme il a été évoqué précédemment, en Région Bruxelloise pour l'application du projet pilote de Ganshoren, Sibelga a proposé l'adoption de deux tarifs de distribution de l'énergie en fonction du modèle d'Acc qui sera opéré. Ces tarifs doivent être approuvés par Brugel qui est le régulateur de réseau de la région Bruxelles Capitale, ayant pour rôle de définir la tarification de l'énergie. Le coût de distribution serait multiplié par un coefficient réducteur par rapport au prix normal de distribution. Ce dernier est égal à 5,71c€/kWh HTVA pour les clients résidentiels.

Le premier tarif sera appliqué pour une opération au sein d'un périmètre plus restreint. L'exemple qui peut être pris serait une opération au sein d'un même immeuble (figure 39 ci-dessous), sans que l'énergie emprunte le réseau public. Le prix de l'énergie serait donc multiplié par un paramètre « X1 » égal à 44%. (Vol Loc A) .

Le second tarif concernerait un échange d'énergie qui aurait lieu au sein d'un quartier sous un même poste basse-moyenne tension (Vol Loc B). Le coefficient serait égal à 74%. Le tarif pour le comptage de l'énergie serait appliqué uniquement sur la facture complémentaire du fournisseur (€/an). Un éventuel coût pour la gestion des données pour ce genre d'opération pourrait venir s'ajouter dans le futur (pour ce projet nous n'en prendrons pas compte).

Un éventuel tarif pour le partage de l'énergie en dehors de la poche de réseau (VOL loc C) pourrait être envisagé, mais ne sera pas vu dans ce projet.

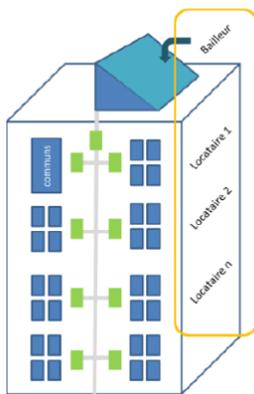


Figure 45: Le périmètre d'un partage au sein d'un même bâtiment, Tarif Vol Loc A



Figure 44: Le périmètre d'un partage sous un même poste de cabine, Tarif Vol Loc B

## Proposition de Sibelga de tarification gridfee adaptée

### DISTINGUER LES FLUX COMPLÉMENTAIRES ET LES TYPES DE FLUX LOCAUX (BT <56KVA)

Gridfee sur le volume complémentaire → FOURNISSEUR		Gridfee sur le volume local → GESTIONNAIRE DE LA COMMUNAUTÉ			
GRIDFEE	VOL compl	GRIDFEE	VOL loc A	VOL loc B	VOL loc C
Tarif d'utilisation du réseau	D1 €/kWh (TH/HI) D2 €/kWh (LO)	Tarif d'utilisation du réseau	X1%*D1 €/kWh X1%*D2 €/kWh	X2%*D1 €/kWh X2%*D2 €/kWh	D1 €/kWh (TH/HI) D2 €/kWh (LO)
Tarif capacitaire (> 2020)	D3 €/an (fct. kVA)	Tarif capacitaire (> 2020)	0 €/an (fct. kVA)	0 €/an (fct. kVA)	0 €/an (fct. kVA)
Tarif mesure et comptage	M1 €/an	Tarif mesure et comptage	M2 €/an	M2 €/an	M2 €/an
Surcharges	D4 €/kWh	Surcharges	D4 €/kWh	D4 €/kWh	D4 €/kWh
Tarif OSP	D5 €/kWh	Tarif OSP	D5 €/kWh	D5 €/kWh	D5 €/kWh
Coûts Transport Elia	T1 €/kWh	Coûts Transport Elia	0 €/kWh	0 €/kWh	0 €/kWh
Surcharges Elia	T2 €/kWh	Surcharges Elia	T2 €/kWh	T2 €/kWh	T2 €/kWh
Cotisation fédérale	T3 €/kWh	Cotisation fédérale	T3 €/kWh	T3 €/kWh	T3 €/kWh

Trois situations d'autoconsommation collective :

- **A** : dans un même bâtiment → pas de coûts de transport, proportion **X1%** des frais d'utilisation
- **B** : sous une même cabine réseau (mais pas dans un même bâtiment) → pas de coûts de transport, proportion **X2%** des frais d'utilisation
- **C** : sous un même point de fourniture d'Elia (mais pas sous la même cabine réseau) → pas de frais d'utilisation du réseau de transport

Avec **X1 < X2**, tenant compte du fait que le réseau BT et MT ou le réseau MT respectivement ne sont pas utilisés.

Dans les trois cas de figure, un frais fixe par an (**M2**) devra être facturé au gestionnaire de communauté pour la gestion des données liées à la communauté (registre d'accès, courbes de charge, bilans quart horaires, gridfee local,...). Ce frais sera fixé à **0€** pour la durée des projets pilotes et sera évalué pour la suite à cette occasion.

Figure 46: Première proposition de Sibelga sur le tarif de distribution pour une opération d'ACC

Nous voyons que pour le terme transport, des charges pour soutenir la politique durable seront appliquées. Les surcharges et tarifs OSP le seront également.

<b>Coût du réseau</b>		4.23132		5.1198972
Distribution	High	4.23132 €/kWh	21%	5.1198972 €/kWh
	Low	0 €/kWh		X1
Comptage YMR		0 €/an		X2
tarif capacitaire(>2020)		0 €/an		
<b>Coût du transport</b>		1.09207		1.2510673
Transport Elia		0 €/kWh	21%	0 €/kWh
Surcharge* Elia		0.75713 €/kWh	21%	0.9161273 €/kWh
Cotisation fédérale		0.33494 €/kWh	0%	0.33494 €/kWh
<b>Surcharges</b>		1.2751		1.542871
charges de pensions		0.1565 €/kWh	21%	0.189365 €/kWh
Impôt et prélèvement				
Redevances voiries		0.6931 €/kWh	21%	0.838651 €/kWh
impôts des sociétés et autres				
prélèvement		0.4255 €/kWh	21%	0.514855 €/kWh
Tarif obligation services public	OSP	0.9894 €/kWh	0%	0.9894 €/kWh

Figure 47: Coût de l'acheminement pour un projet d'Acc sous un même post basse tension en Région Bruxelloise

Le tableau ci-dessus reprend un exemple de tarif d'utilisation du réseau créé sur base de la proposition tarifaire adaptée de Sibelga comprenant les surcharges habituelles appliquées au kWh et la TVA. Nous obtenons un tarif de **8.9c€/kWh** suivant le paramètre X2 appliqué (Vol Loc B). Cette première approche nous permet d'estimer, suivant le prix de l'énergie moyen de la région étudiée, un prix d'énergie locale.

### 13.7.4 TVA

Actuellement la TVA est appliquée sur l'ensemble de la facture et est exemptée sur les tarifs OSP et la cotisation fédérale. Le but de ce projet n'est pas de modifier la facture existante d'énergie qui risquerait d'impacter les revenus issus de la TVA en termes de prestation sociale. Mais il serait intéressant de voir sur quel composant de la facture une réduction de la TVA à 6% pourrait permettre d'obtenir un prix permettant aux participants d'obtenir une réduction de la facture plus attractive. De plus un cercle vertueux pourrait être créé si l'énergie obtenue peut être moins chère, une aide sociale via un tarif plus bas.

### 13.7.5 Résultat et comparaison des modèles

Le résultat du travail d'analyse des différentes structures économiques a permis de mettre en avant le coût de production d'énergie d'un ancien et d'un nouveau prosumer. La période de retour sur investissement est également montrée sur le graphique figure.

#### Ancien Prosumer (2011- 2035)

Suivant les différents cas exposés au début de ce chapitre, il peut être souligné l'impact à long terme que peut générer une modification dans la structure économique existante. Le changement dans la compensation de l'énergie survenu à Bruxelles début 2020. Ces 3 cas furent étudiés en appliquant le CAPEX du projet, les économies et frais annuels générés durant les 25 ans d'exploitation, le détail des calculs se situe en annexe 16.16 « Bilan économique Prosumer ».

Cas (Ac%) consommation/an	Bilan économique (Capex +économie d'énergie +Opex)	Facture fournisseur	Différence
Cas 1 (60%) 5000 kWh/an	+20 072€	-7 977€	+12 094€
Cas 2 (60%) 5000kWh/an	+19 924 €	-14 592€	+5 332€
Cas 3 (60%) 5000kWh/an	+16 497 €	-11 118€	+5 379€

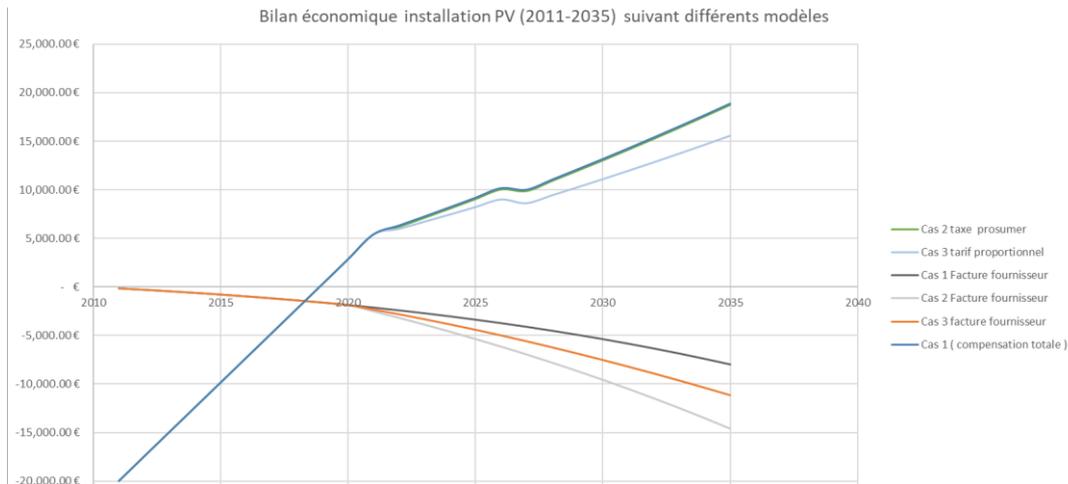


Figure 48: Evolution cumulée des économies et dépenses pour un prosumer suivant 3 cas.

Suivant le graphique ci-dessus, l'investissement dans les unités PV était évalué en 2011 à 20,000€ pour 4,5 kWc et fut appliqué à la première année d'exploitation (avec un emprunt vert). Les économies d'énergie cumulées (énergie autoconsommée et compensée) ainsi que les subsides régionaux, sont relativement différentes entre ces 3 modèles. Le cumul de celles-ci au cours du temps montre un détachement à partir de l'année 2021. A savoir l'arrêt partiel de la compensation pour le cas 3 qui possède un compteur communicant. Parallèlement à cela nous voyons une croissance du coût cumulé de la facture d'électricité qui après la fin de la compensation augmente plus significativement pour le modèle 2. En effet une taxe prosumer annuelle fonction de la puissance PV installée est ajoutée.

Nous voyons bien que le modèle initial de compensation totale était le plus avantageux de tous, procurant un gain sur l'économie avec des subsides plus importants pour une facture d'énergie minime.

La région Bruxelles-Capitale emploie plutôt un modèle s'apparentant au cas 3 comprenant un compteur communicant et permettant d'enregistrer les flux d'énergie réellement consommés et un tarif d'utilisation du réseau proportionnel à la consommation réelle. L'économie sur la compensation est diminuée mais le coût de la facture d'énergie reste inférieur au cas 2 (prosumer à compteur classique). Le tarif prosumer étant établi suivant une consommation hypothétique de 37.5% de l'énergie autoproduite, le cas 3 présentant un meilleur Tac permet une meilleure épargne sur le coût du réseau qui sera réellement calculé.

Rappelons que suivant les dires de la CWAPE, le tarif réseau appliqué pour un prosumer ayant installé un compteur communicant, sera toujours égal au minimum entre une taxe forfaitaire (basée à 37.5% d'Ac) et la consommation réelle enregistrée sur le compteur.

### 13.7.6 Le choix du prix de vente

Le choix de la détermination du prix de vente de l'énergie autoproduite par le prosumer à la CodAC sera fixé par la PMO sur base d'une étude économique préliminaire. Le prix conditionnera l'attractivité du projet collectif et sera également tributaire de la rentabilité des prosumers. Au plus le gain économique est important pour les consommateurs, au plus des déplacements de charge et une réduction de la consommation en découleront. Ce tarif de vente devra être approuvé par Brugel.

Si l'opération regroupe un ensemble de prosumer aux coûts de productions différents, les gains économiques le seront aussi. Fixer un prix unique pour l'ensemble des prosumers sera le choix le plus simple à faire, pour autant qu'il réponde à certaines limites.

- Fixer un prix minimum : limité au tarif de rachat d'un agrégateur (3c€/kWh) ou au prix moyen de la compensation sur la commodity (7 à 11 c€/kWh). Celui-ci permettrait au prosumer de valoriser son surplus à un tarif plus avantageux que de rester dans le modèle existant de la compensation.
- Fixer un prix maximum : limité par le prix maximum du marché de l'électricité brute soustrait des charges du réseau et surcharges. En effet au-delà du prix du marché de l'électricité, les consommateurs ne souhaiteront pas intégrer l'opération sauf pour une raison d'intérêt écologique. Les surcharges du réseau sont dans ce cas fixées comme dans la figure 41 précédemment vue.
- Coût de production : le coût de production des kWh solaire conditionné par le mode d'investissement du propriétaire, la productivité et les éventuels coûts futurs qui pourraient survenir. Il représente le coût de chaque kWh produit par l'installation, qu'il soit consommé ou non. Le modèle économique d'un prosumer en autoconsommation doit être construit en prenant en compte les économies réalisées par l'autoconsommation et éventuellement la compensation.

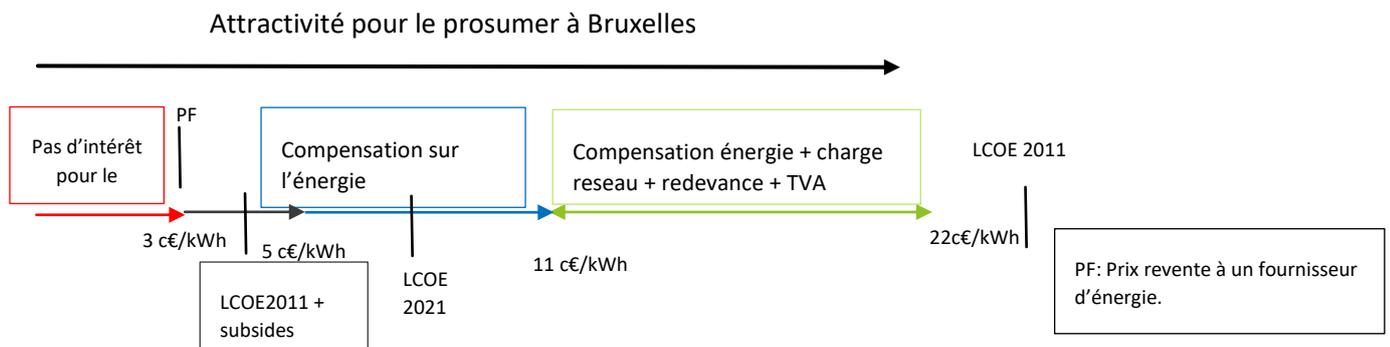
## Le coût de production pour une installation PV en 2011 et 2021

Le détail du coût de production est indiqué en Annexe 16.7 « explication du LCOE » et fut appliqué pour deux installations, toutes deux ayant des coûts d'installation différents et ayant perçu un montant différent de certificat vert.

<u>Date de l'installation</u>		2011		2021	
<u>Prix du kWc</u>		4,444.00 €		1,300.00 €	
<u>CAPEX</u>		19,998.00 €	oui	5,850.00 €	oui
<u>Financial</u>	fond propre	- €	non	- €	non
-	intérêt	717.93 €	oui	105.30 €	oui
<u>Opex</u>					
Taxe		- €	non	- €	non
inverter		972.92 €	oui	852.28 €	oui
Récupération Fond propre		- €	non	- €	non
Dépense Total		21,688.85 €		6,807.58 €	
$T = ((1+r)^N - 1) / (r * (1+r)^N)$		19.52345647		19.52345647	
<u>LCOE (25 years)</u>		<b>0.2930 €</b>	<b>€/kWh</b>	<b>0.092 €</b>	<b>€/kWh</b>
Certificat vert		18,415.88 €	oui	6,577.10 €	oui
Economie Elec total		- €	non	- €	non
Energy sales Fournisseur			non		non
Prix de revente minimum		<b>0.044€</b>	<b>€/kWh</b>	<b>0.00311€</b>	<b>€/kWh</b>

Ce prix minimum de vente correspond au coût d'un kWh autoproduit par l'installation prenant en compte les subsides verts régionaux. Il est intéressant dans ce schéma d'évaluer un nouveau projet en se passant des subsides régionaux, par conséquent en essayant de se rapprocher de 9c€/kWh.

La ligne de décision sur le prix de vente influençant la rentabilité du prosumer est fonction de 4 critères de prix à respecter. Au plus le prix de vente peut être élevé (supérieur au LCOE + subsides), au plus l'intérêt à participer au projet sera grand pour le prosumer.



## Proposition du prix de rachat prosumer-CodAC (Bruxelles)

Coût du soutien aux énergies renouvelable	1.4641 c€/kWh					
	Type de transition sur le réseau					
	Local A	Local B	Local C	Local A	Local B	Local C
Tarif réseau + surcharges( TVAC)	0.0683	0.089	0.12	0.0683	0.089	0.00
Prix d'achat total (TVAC)	prix de vente TVAC énergie (TVAC)			prix de vente TVAC énergie (HTVA)		
0.25	0.167	0.146	0.115	0.132	0.116	0.091
0.24	0.157	0.136	0.105	0.124	0.108	0.083
0.23	0.147	0.126	0.095	0.116	0.100	0.075
0.22	0.137	0.116	0.085	0.108	0.092	0.067
0.21	0.127	0.106	0.075	0.100	0.084	0.059
0.2	0.117	0.096	0.065	0.092	<b>0.076</b>	0.051
0.19	0.107	0.086	0.055	0.085	<b>0.068</b>	0.043
0.18	0.097	0.076	0.045	0.077	0.060	0.035
0.17	0.087	0.066	0.035	0.069	0.052	0.028
0.16	0.077	0.056	0.025	0.061	0.045	0.020
0.15	0.067	0.046	0.015	0.053	0.037	0.012

Figure 49: Tableau de la variation du prix de vente en fonction du périmètre de l'opération et du prix de l'énergie du réseau à Bruxelles

Le prix de l'énergie à Bruxelles situé en moyenne à 22c€/kWh en 2020, pour rendre à la fois le projet rentable pour les participants et le prosumer, un prix de vente local < 20c€/kWh sera recherché. Au plus nous descendons dans le tableau ci-dessus, au plus les consommateurs pourront économiser sur leurs factures existantes. Le prix de vente du prosumer étant amené à être soumis à une TVA de 21% comprenant également les coûts de la politique verte, sera déterminé dans les 3 dernières colonnes à droite (HTVA). Pour le cas de Ganshoren, nous serons dans la 5<sup>ème</sup> colonne, en Vol Loc B. Dans la mesure où nous jugeons qu'il n'y a aucun frais et investissements conséquents appliqués aux participants dans ce projet, un prix de 19 à 20c€ serait tout aussi satisfaisant pour les participants, permettant au prosumers de pouvoir revendre son énergie à un tarif situé entre 6,8 à 7,6c€/kWh.

Ce prix de vente à la codAC permet à un ancien prosumer (2011) de pouvoir bénéficier d'un prix supérieur à son coût de production (diminué des aides régionales) et supérieur à un tarif de rachat moyen des fournisseurs. Néanmoins il reste nettement inférieur au principe de compensation sur la partie commodity établi autour de 10-11c€/kWh TVAC. La commodity s'arrêtant une fois la nullité atteinte, un prosumer qui aura surdimensionné son installation PV pourrait revaloriser son surplus autoproduit à une communauté en utilisant un tarif de vente locale.

D'un point de vue d'un nouveau prosumer (2020), les subsides venant à disparaître, le prix de vente déterminé ne suffit pas à reprendre le coût de production si nous restons dans un partage en Vol Loc B. Dans le cas d'un partage au sein d'un immeuble, le système permettrait au prosumer d'égaliser le LCOE avec le tarif de rachat de la codAC.

Pour un prosumer Wallon, le prix de l'énergie étant plus élevé (27c€/30c€/kWh), un prix de rachat de 5c€/kWh peut être envisagé (voir figure 50), permettant de réaliser une meilleure économie par la vente locale par rapport à la vente à un fournisseur. La compensation sur l'énergie étant située entre 12 et 15c€/kWh (Energie+ soutient à la politique verte), l'intérêt à participer au projet reste très limité sans aucuns mécanismes de subsides.

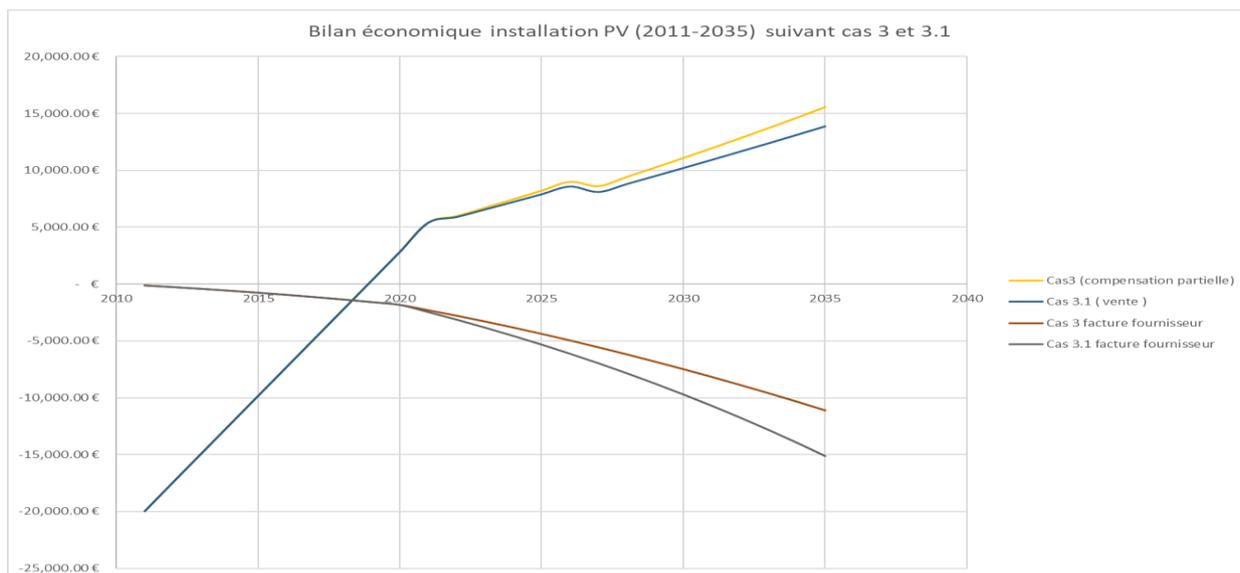
### Proposition du prix de rachat prosumer-CodAC (Wallonie)

Coût du soutien aux énergies renouvelable	3.35 c€/kWh					
	Type de transition sur le réseau					
	Local A	Local B	Local C	Local A	Local B	Local C
Tarif réseau + surcharges( TVAC)	0.0948	0.1216	0.15	0.0948	0.1216	0.15
Prix d'achat total (TVAC)	prix de vente TVAC énergie (TVAC)			prix de vente TVAC énergie (HTVA)		
0.3	0.141	0.114	0.081	0.111	0.090	0.064
0.29	0.131	0.104	0.071	0.103	0.082	0.056
0.28	0.121	0.094	0.061	0.095	0.074	0.048
0.27	0.111	0.084	0.051	0.087	0.066	0.041
0.26	0.101	0.074	0.041	0.079	0.058	0.033
0.25	0.091	0.064	0.031	0.072	<b>0.050</b>	0.025
0.24	0.081	0.054	0.021	0.064	<b>0.042</b>	0.017
0.23	0.071	0.044	0.011	0.056	0.035	0.009
0.22	0.061	0.034	0.001	0.048	0.027	0.001
0.21	0.051	0.024	-0.009	0.040	0.019	-0.007
0.2	0.041	0.014	-0.019	0.032	0.011	-0.015

Figure 50: Tableau de la variation du prix de vente en fonction du périmètre de l'opération et du prix de l'énergie du réseau en Wallonie

Ci-dessous se trouve une comparaison entre deux installations PV en Région Bruxelloise de 4,5 kWc bénéficiant de certificats verts à un taux d'octroi de 7 CV/MWh par an sur 10 années. L'une continuerait à rester dans la compensation annuelle sur l'énergie (à partir de 2021) et l'autre passant sur un mécanisme de vente. La vente sur le réseau est paramétrée comme ci-dessous. Il est mis comme hypothèse que 90% de l'énergie non autoconsommée par le prosumers sera revendu à la CodAC, le restant vendu à un fournisseur contractant.

Vente d'énergie				
Vente d'électricité au fournisseur	oui	0.03 €/kWh	augmentation prix	3%
Vente d'électricité à la Codac	oui	0.075 €/kWh	Acc	0.9



Dans le graphique ci-dessus, le décrochage des deux opérations à lieu au moment de la 10<sup>ième</sup> année (arrêt de la compensation totale), la croissance de l'économie générée annuellement diminue légèrement pour les deux exemples mais avec un meilleur résultat pour le cas 3 (compensation partielle) qui bénéficie d'une meilleure revalorisation. Pour que le cas 3.1 puisse suivre la courbe d'une compensation partielle, il faudrait que l'énergie soit vendue à un prix de 15c€/kWh à la CodAC, ou bien 14 c€/kWh avec une vente totale à la CodAC (Acc=100%).

#### Variation de l'Ac d'un prosumer suivant les 2 cas de valorisation du surplus sur 25 ans.

Taux Ac	Cas 3 ( compensation partielle sur la commodity)		Cas 3.1 vente à 90% à la codAC ( plus de compensation )	
	Economie sur la consommation et subsides	Facture complémentaire fournisseur	Economie sur la consommation et subsides	Facture complémentaire fournisseur
40%	+14 784€	-11 270€	+12 766€	-18 033€
60%	+16 497€	-11 118€	+14 648€	-15 140€

Il est montré suivant ces deux mécanismes, que la compensation partielle (commodity) reste la plus avantageuse et risquerait de limiter l'attractivité des prosumers au projet si aucun complément n'est ajouté à la vente, ou bien si la compensation n'est rapportée au temps réel comme elle est appliquée dans certains pays européens. L'autoconsommation du prosumer joue également dans le bilan économique de celui-ci.

Nous ferons donc le choix hypothétique de fixer un prix de revente à 7,5 c€/kWh en région Bruxelloise. Ce tarif pourrait se retrouver être plus avantageux si la compensation était ramenée au quart horaire (et non annuelle) ou bien que la revente à un fournisseur agréé reste inférieure à notre tarif.

## 13.7.7 Grille tarifaire de l'énergie vendue par la CodAC

Situation de l'autoconsommation collective Local B = sous un même poste de basse-moyenne tension. Paramètre X2 = 74% et X1 44%

Facturation		CodAC		
1	Coût de l'énergie	8.71	TVA	10.5391
1.1	Coût de l'énergie	7.5 €/kWh	21%	9.075 €/kWh
1.2	Coût de l'énergie verte	1.210 €/kWh	21%	1.4641 €/kWh
	Abonnement €/an			
2	Coût du réseau	4.23132		5.1198972
2.1	Distribution	4.23132 €/kWh	21%	5.1198972 €/kWh
		0 €/kWh		X1
	Comptage YMR	0 €/an		X2
	tarif capacitaire(>2020)	0 €/an		
3	Coût du transport	1.09207		1.2510673
3.1	Transport Elia	0 €/kWh	21%	0 €/kWh
3.2	Surcharge* Elia	0.75713 €/kWh	21%	0.9161273 €/kWh
3.3	Cotisation fédérale	0.33494 €/kWh	0%	0.33494 €/kWh
4	Surcharges	1.2751		1.542871
4.1	charges de pensions	0.1565 €/kWh	21%	0.189365 €/kWh
4.2	Impôt et prélèvement			
4.2.1	Redevances voiries	0.6931 €/kWh	21%	0.838651 €/kWh
	impôts des sociétés et autres			
4.2.2	prélèvement	0.4255 €/kWh	21%	0.514855 €/kWh
5	Tarif obligation services public OSP	0.9894 €/kWh	0%	0.9894 €/kWh
		16.29789 €/kWh		19.4423355 €/kWh
	Gridfee	7.587890 €/kWh		8.90 €/kWh
	cout énergie	8.71000 €/kWh		10.53910 €/kWh

Figure 51: Grille tarifaire proposée incluant le coût de production et de vente de l'énergie codAC

Nous pouvons voir que le prix obtenu à contrario d'une facture traditionnelle, fourni un prix de l'énergie supérieur au prix du réseau. Le prix de l'électricité collective sera fixé à 19.44c€/kWh dans notre étude économique, soit un gain d'environ 3c€ par rapport à un contrat traditionnel pour client résidentiel. Nous verrons dans le point suivant les gains estimés et générés grâce au rachat d'une part de l'énergie consommée à la CodAC par les participants. L'évolution de ce prix au court des années pourrait être moins grande que celle de l'énergie conventionnelle, les coûts variables sont moins importants et la production PV n'est pas influencée par le marché. Mais dans l'incertitude, il sera posé une augmentation du coût de l'énergie CodAC qui suivra celle de l'énergie fournisseur.

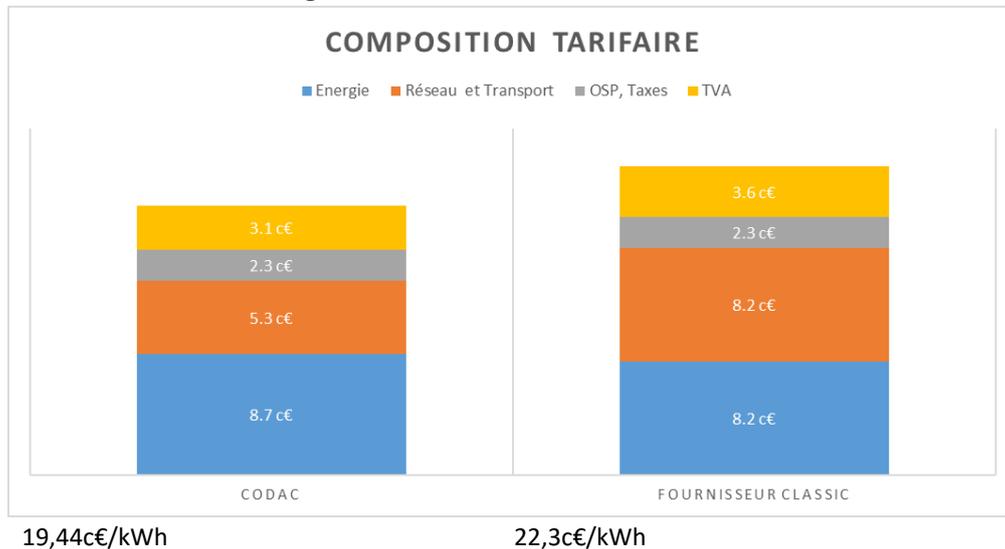
## 13.7.8 Bilan économique de l'ACC à Ganshoren

Pour cette partie, nous allons estimer les gains économiques que pourrait apporter un tel modèle de partage pour chacun des participants au projet d'Acc suivant les 3 clef de répartitions choisies (Prorata, Hybride, Cascade). Ceux-ci seront déterminés suivant la valeur de l'énergie qui a pu être obtenue précédemment, basée sur une hypothèse qui se rapproche au mieux de la décision tarifaire finale qui sera prise par Brugel pour la fin du printemps 2020 (décision qui est actuellement en cour de concertation). De plus une assemblée générale constituée par les citoyens devra être mise sur pied de manière à organiser la communauté,

pouvant également influencer sur le choix tarifaire de l'énergie. Celle-ci devra se dérouler dans le courant du mois de Juillet 2020.

Nous poserons donc dans un premier temps ces quelques hypothèses qui nous permettront de tirer ces résultats espérés pour le futur.

- 1) Le tarif moyen de l'énergie traditionnelle et de l'énergie locale pouvant être autoconsommée en région Bruxelloise est le suivant :



- 2) Les tarifs seront fixés sur la période d'indexation et ne suivront pas la variation du marché de l'énergie.
- 3) L'économie en CO2 non émis est fonction du facteur d'émission moyen de l'énergie en Belgique et de l'émission due à la production de l'énergie PV.

Source de production d'électricité	Emission en kg/CO2 par kWh produit
Energie conventionnelle en Belgique	0.220
Photovoltaïque	0.055 (+/-30% variabilité suivant le pays )

« Ces coûts environnementaux ont été tirés du cours de Bilan CO2 de la 2 ième Master Ingénieur Construction. »

Gain économique	4%	0%	5%	4%	6%	7%	1%	6%		
EAN	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>		
Consommation générale	798.37 €	695.22 €	544.41 €	838.46 €	16.66 €	56.92 €	97.19 €	173.36 €		
Prorata	38.5 €	2.2 €	24.4 €	31.1 €	0.5 €	2.4 €	0.8 €	7.6 €		
Hybride	34.6 €	1.7 €	24.6 €	29.1 €	1.0 €	3.7 €	1.2 €	10.1 €		
Cascade	35.4 €	1.9 €	28.6 €	30.1 €	1.0 €	3.9 €	1.3 €	10.7 €		
Gain économique	5%	6%	5%	8%	7%	6%	6%	7%	2%	3%
EAN	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Consommation générale	198.04 €	154.33 €	108.50 €	69.41 €	61.12 €	143.37 €	100.95 €	111.35 €	86.13 €	2,641.62 €
Prorata	6.8 €	6.1 €	3.8 €	3.0 €	2.4 €	5.3 €	4.0 €	4.8 €	0.9 €	102.7 €
Hybride	9.1 €	8.4 €	5.6 €	5.1 €	4.0 €	7.6 €	6.0 €	7.0 €	1.7 €	86.8 €
Cascade	9.9 €	8.9 €	5.9 €	5.3 €	4.2 €	8.0 €	6.3 €	7.6 €	1.8 €	76.5 €

Figure 52: Tableau des gains économique période Août 2019- Mars 2020

Ci-dessus est représenté un tableau reprenant les économies générées pour chaque individu participant au projet suivant les 3 clefs proposées. Nous pouvons y voir des économies allant de 1€ à 102€. Est mentionnée dans le tableau 52 le coût en électricité que ces participant seraient amenés à déboursier sans rentrer dans le projet « *consommation générale* » et le pourcentage d'économie réalisé en rentrant dans ce projet. Un critère souvent employé dans projet est d'atteindre une économie de 10 % pour qu'un participant soit attiré au projet. La période d'analyse ayant repris 8/12 mois, il est a espérer que de pars les mois plus ensoleillés de l'été, ces économies se verront augmenter.

Bilan carbon	0.217	kg CO2/kWh								
EAN	1	3	4	5	7	8	9	10		
Prorata	292.35	16.32	185.15	235.61	3.86	18.02	6.09	57.84		
Hybride	262.39	12.72	186.67	220.52	7.59	28.03	9.23	76.52		
Cascade	268.47	14.05	216.98	228.67	7.62	29.26	10.03	81.23		
Bilan carbon										
EAN	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Prorata	51.92	45.97	28.98	22.84	17.90	40.35	30.40	36.61	7.06	779.09
Hybride	69.08	63.38	42.60	39.05	30.46	57.93	45.47	53.49	12.83	658.40
Cascade	74.88	67.83	44.98	40.35	31.49	60.95	47.60	57.43	13.74	580.79

Figure 53:Tableau des gains environnementaux période Août 2019- Mars 2020

Si nous chiffrons ces économies générées en matière de bilan CO2, les citoyens faisant partis d'une communauté d'énergie renouvelable contribuent ensemble à limiter la production carbonée de l'énergie conventionnelle.

## Bilan économique des prosumers du projet

La rétribution de l'énergie revendue à la CodAC par les prosumers fut analysée suivant deux clefs de répartition. La première étant un modèle équitable répartissant la quantité d'énergie autoconsommée par la communauté entre les prosumers de manière équitable pour autant que ceux-ci injectent sur le réseau durant le temps de relevé. La seconde clef désigne un modèle au prorata de la quantité d'énergie injectée sur le réseau. Au plus un prosumer injectera un surplus sur le réseau, au plus il gagnera une part plus importante d'énergie autoconsommée. La figure 54 montre les gains économiques que pourraient générer un projet comme celui-ci à des prosumers revendant leurs énergies à la CodAC. Un modèle au prorata serait le plus juste car il permet de rétribuer plus justement en fonction de l'investissement mené par chacun pour la production.

<b>Répartition énergie entre producteur Juillet2019 - Mars 2020</b>								
Distribution équitable = La part fournie au consommateur est divisée en N part égale entre les producteurs								
Distribution Prorata = La part fournie au consommateur est divisée entre les producteur suivant le pourcentage de leur productic								
Prix de vente =	7.5	c€/kWh						
	Distribution Equitable			Totale	Au Prorata de la production			Totale
EAN	3	9	19		3	9	19	
date début:	02/07/2019	15/07/2019	26/07/2019		02/07/2019	15/07/2019	26/07/2019	
	kWh	kWh	kWh		kWh	kWh	kWh	
Juillet	1068.18	632.41	158.12	<u>1858.71</u>	1678.27	153.97	26.48	<u>1858.71</u>
Aout	1184.73	1179.16	1114.43	<u>3478.32</u>	2947.43	359.50	171.39	<u>3478.32</u>
Septembre	664.32	631.66	633.99	<u>1929.96</u>	1571.99	223.51	134.47	<u>1929.96</u>
Octobre	302.41	274.34	282.77	<u>859.52</u>	663.45	122.36	73.70	<u>859.52</u>
Novembre	121.30	105.58	110.60	<u>337.48</u>	232.75	61.75	42.98	<u>337.48</u>
Décembre	31.67	34.53	32.86	<u>99.06</u>	54.76	26.85	17.45	<u>99.06</u>
Janvier	42.62	54.47	54.40	<u>151.49</u>	84.56	41.01	25.92	<u>151.49</u>
Février	109.89	93.83	96.85	<u>300.56</u>	185.45	69.61	45.50	<u>300.56</u>
Mars	566.37	530.58	545.14	<u>1642.10</u>	1332.68	183.22	126.20	<u>1642.10</u>
Avril								
Mai								
Juin								
Gain €	306.86 €	265.24 €	227.19 €	799.29 €	656.35 €	93.13 €	49.81 €	799.29 €
<b>Totale kWh</b>	3219.64	2717.58	2189.30	<b>8126.52</b>	6861.14	859.34	406.04	<b>8126.52</b>

Figure 54: Bilan économique des prosumers suivant les 2 clefs de répartition.

## 13.8 Evolution du nombre de participant au projet

Ce sous-chapitre se porte sur une analyse de la sensibilité des deux modèles de répartition Hybride et Cascade suite à l'ajout de participants à la communauté. La consommation théorique rajoutée est de 3500 kWh et fut construite sur base d'un fichier SLP fourni sur [Synergrid.be](http://Synergrid.be). L'augmentation du profil de charge global de la communauté fut établie en multipliant un coefficient de « consommation supplémentaire ». Cette analyse cherchera à révéler, si cette augmentation permet dans un premier temps, de limiter le surplus renvoyé hors de la poche de réseau (autoconsommation collective). Et dans un second temps, l'autosuffisance des participants sera soulignée afin de repérer si cette consommation supplémentaire réduit trop fortement les gains économiques perçus par les 20 consommateurs existants du projet initial. La période de calcul s'établie entre Août et Octobre 2019.

Participants supplmt	Coef conso	Self-consumption		Self-sufficiency min<> pros	
		Hybride	Cascade	Hybride	Cascade
1	3%	84%	84%	19%	16%
5	12%	88%	88%	16%	14%
10	21%	91%	91%	14%	12%
15	28%	94%	94%	12%	9%
20	35%	96%	96%	10%	7%
25	40%	97%	97%	8%	6%
30	44%	98%	98%	6%	4%
35	48%	99%	99%	5%	3%
40	51%	100%	100%	4%	3%
45	54%	100%	100%	3%	1%
50	57%	100%	100%	3%	1%
55	59%	100%	100%	2%	1%
60	61%	100%	100%	2%	1%

Figure 55: Tableau montrant l'évolution des paramètres Sc et Ssmin en fonction du nombre de participants ajoutés

Le nombre de participant rajoutés est lié à un coefficient de consommation supplémentaire appliqué à une case qui fut prévue à cet effet (voir annexe 16.17). Nous pouvons voir sur le graphique ci-dessous qu'au plus ce nombre évolue, au plus l'Acc se rapproche de 100% de pénétration dans le réseau. Parallèlement à cela, l'autosuffisance minimale recensée par les participants (hors prosumer) diminue, limitant la rentabilité des participants. Il est logique que si nous sommes plus autour de la table pour manger le gâteau des voisins, plus petites seront les parts. En annexe 16.17 est également repris le tableau montrant l'évolution de la Ss (Self-sufficiency) individuelle.

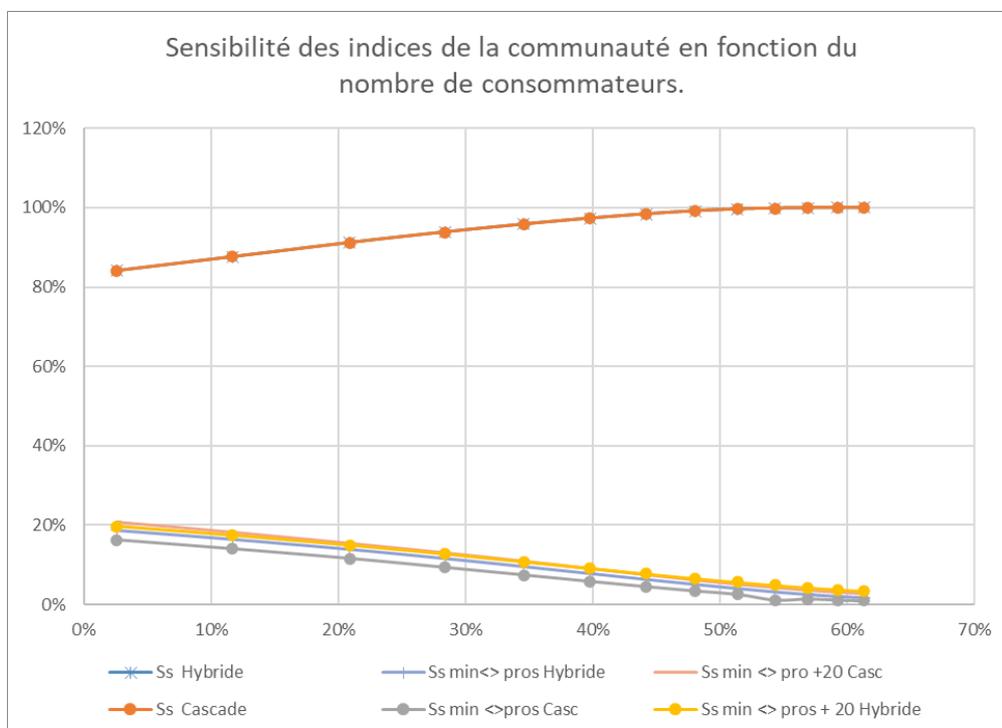


Figure 56: Analyse de l'évolution de l'Acc (Sc) et de l'Ap,i(Ss) suivant le nombre de participant ajouté.

Un outil supplémentaire fut également généré pour isoler chaque participant de manière à observer individuellement, l'évolution de l'autosuffisance Ss en fonction de la consommation supplémentaire apportée (voir figure ci-dessous).

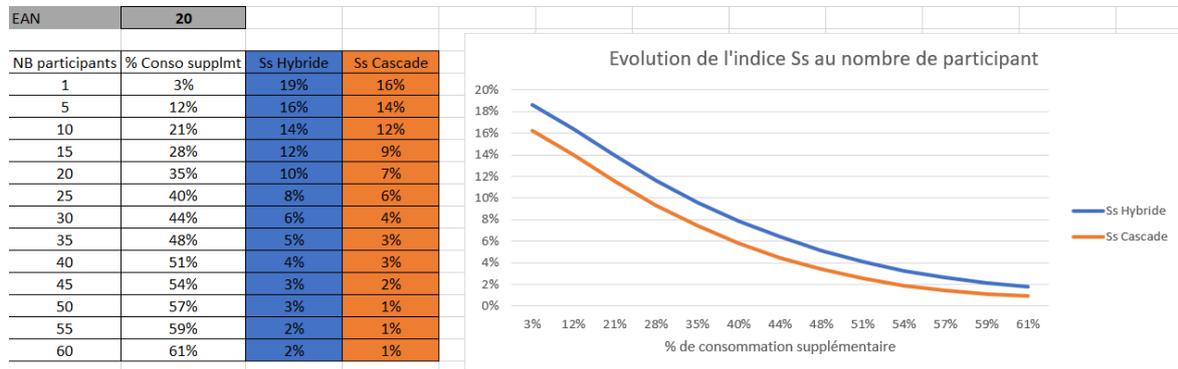


Figure 57: Outil de comparaison individuel de l'évolution de Ss en fonction du nombre de participants.

### Bilan de cette étude :

- L'autoconsommation collective atteint 100% après 40 participants supplémentaires rajoutés, ce qui porte le nombre d'individus à 58 dans cette communauté.
- L'autosuffisance individuelle et minimale atteint 3% pour le EAN 20 (gros consommateurs). La moyenne globale à la même valeur se situe autour de 16%.
- La clef hybride permet pour les gros producteurs de limiter cette diminution de Ss vis-à-vis de la Cascade qui est plus avantageuse pour les petits consommateurs.

La communauté pourrait donc accueillir plus de participant pour limiter l'injection hors de la CodAC sans pour autant voir l'autosuffisance des consommateurs passer sous la barre des 10% (excepté pour les EAN 1-4-5-20). Cette période d'analyse étant assez courte, il serait plus intéressant de poursuivre une étude similaire sur une année complète. Elle nous permettra lors des assemblées générales, d'apporter un premier regard technique et économique sur la rentabilité des participants actuels si plusieurs demandes venaient à arriver pour rentrer dans la codAC.

## 14 Conclusion du travail

---

L'enjeu de ce travail de fin d'étude était de réaliser un outil technique permettant de quantifier le partage d'énergie suivant une production et une consommation variables temporellement et localement. Evaluer le taux d'autoconsommation d'une communauté apporte des solutions quant à la gestion et répartitions des productions décentralisées sur un territoire restreint. Ce nouveau mode de consommation et production pourrait aujourd'hui venir compléter les modèles existants de financement des énergies renouvelables. L'application d'un nouveau moyen d'autofinancement des projets collectifs incluant le renouvelable est démontré à travers plusieurs projets pilotes en Europe. La Belgique se lance aujourd'hui à son tour dans cette initiative. Les technologies sont désormais connues et la démarche actuelle n'est plus qu'administrative. Les citoyens sont de plus en plus concernés par les enjeux actuels et veulent également pouvoir réduire les factures qui pèsent de plus en plus sur les portes feuilles des ménages.

Cinq clefs de répartitions furent analysées sur une période de huit mois à travers un projet pilote mené à Bruxelles regroupant 18 participants. De ces clefs, trois d'entre elles sont sorties du lot et c'est à présent aux participants de ce projet, de voter ensemble pour choisir le mode de répartition qui sera le plus propice à cette nouvelle CER. Les clefs Cascade et Hybride, issues d'une création effectuée en collaboration avec Apere, ont permis d'apporter un meilleur résultat pour la majorité des consommateurs résidentiels du quartier de Ganshoren. Le modèle prorata, plus en faveur des gros consommateurs, ne doit pas pour autant être abandonné car il pourrait s'intégrer dans la distribution des dividendes issus de la vente d'énergie entre les prosumers. Les économies obtenues suite à une simulation dynamique, varient entre 1€ et une centaine d'euros pour une période de 8 mois d'étude. Si la participation au projet ne coûte aucun frais, que l'énergie locale reste toujours inférieure au tarif moyen Bruxellois, rentrer dans la communauté reste très lucratif. (si ce n'est que quelques heures par année d'assemblée générale).

D'autres analyses sont venues compléter ce travail de recherche. Le prix de rachat de l'énergie aux prosumers est dépendant de nombreux facteurs fonctions de la région où se situe le projet. La recherche d'un nouveau mécanisme de subside doit encore être étudiée car les configurations tels que vues dans ce travail, ne permettent pas d'égaliser l'actuel principe de compensation dont bénéficient tous les prosumers Bruxellois et Wallons.

L'évolution du nombre de participant s'ajoutant dans une communauté doit être étudié dès la phase d'étude préliminaire, permettant ainsi de limiter le risque de pertes économiques des consommateurs.

Concernant les avantages techniques que pourraient apporter l'Acc, l'organisation et la gestion des consommations/productions locales permettraient de limiter les pics de

soutirages et d'injections. Ceux-ci auraient tendance à augmenter les travaux d'ajustement du réseau. En effet le réseau existant ne fut pas conçu pour reprendre la somme des puissances maximales soutirées par l'ensemble des maisons constituant la poche d'un réseau. Le phénomène est le même pour un quartier équipé d'un ensemble de prosumers ayant surdimensionnés leurs unités de production. S'il s'agit d'un transfert de la consommation d'une période de pointe vers une période creuse, l'effet pour le système électrique peut être bénéfique si la pointe de soutirage est compensée par l'injection locale (réduction des contraintes réseaux aux heures de pointes) et/ou si la consommation aux heures de pointe est réduite (réduction des appels aux moyens de production coûteux et généralement fortement émetteurs de gaz à effet de serre). En revanche, s'il s'agit d'une nouvelle consommation, l'effet rebond connu pour les nouveaux propriétaires d'installations PV se répercuterait à l'ensemble des participants d'une communauté. Avoir des panneaux sur son toit conduit à consommer plus d'énergie qu'auparavant.

L'image ci-dessous nous montre que les efforts principaux et peu coûteux qui apporteront le plus de gains dans un projet comme celui-ci, seraient avant tout la diminution de la demande en énergie. Il est plus intéressant d'utiliser une clef Cascade qui incite les participants à compenser au maximum le soutirage par de la production locale en mettant en place des mesures d'efficacité énergétique.

Le pilotage des consommations est l'une des solutions qui permettra bientôt de réduire l'appel en énergie sur le réseau. D'autres systèmes faisant intervenir du stockage d'électricité sous forme d'eau chaude sanitaire (PV heater) vont également apporter une meilleure absorption des Enr sur les réseaux non prévus à cet effet. Le vecteur de l'innovation est là et constamment en progrès, il n'est aujourd'hui plus qu'une question de motivation pour s'y lancer.



## 15 Bibliographie

---

Format : nom de l'auteur, initiale(s) du prénom, «titre», édition (éditeur + lieu d'édition), année de publication

Site internet : consulté entre Juillet 2019 et Juin 2020

<http://apere.org/fr/observatoire-energies-renouvelables>

<https://www.connaissancedesenergies.org>

<https://www.engie.be>

<https://www.brugel.brussels>

<https://www.photovoltaique.info>

*Autoconsommation à Bruxelles*

[https://www.brugel.brussels/acces\\_rapide/energies-renouvelables-11/valorisation-de-lelectricite-produite-39](https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11/valorisation-de-lelectricite-produite-39)

[https://www.brugel.brussels/acces\\_rapide/energies-renouvelables-11/mecanisme-des-certificats-verts-35](https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11/mecanisme-des-certificats-verts-35)

<https://www.vreg.be/en/support-system-green-certificates>

<https://www.agora-energiewende.de>

<https://www.reuters.com/article/us-germany-renewables-fee/german-consumers-face-higher-green-power-levy-in-2020-idUSKBN1WT1X7>

<https://www.kelwatt.fr/guide/prix-electricite-france>

Journaux :

Photovoltaïque Réseau et Autoconsommation, Smart Grid, quand la recherche de fait en bonne intelligence, Juillet 2016

Photovoltaïque Réseau et Autoconsommation, Le stockage cherche encore son équilibre, Juillet 2017

Photovoltaïque Réseau et Autoconsommation, Autoconsommation small is beautiful, Juin 2018.

Mémoire :

Hélie Moreau, HM, Autoconsommation collective d'électricité photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale. Une solution pour davantage d'électricité verte ,ULB, 2018

Gérar Jérémy, GJ, Conception d'installations potovoltaïques et stockage d'énergie électrique  
Module 1, HEH, Juin 2019

### Publication :

Christophe Havaux, Renouvelable.be, Energie durable : l'Europe se donne une ambition pour 2030, Juin 2019

Christophe Havaux, Renouvelable.be, La Wallonie instaure les communautés d'énergie renouvelable, Mars 2019

Christophe Havaux et Benjain Wilkin, Renouvelable.be, L'Europe encourage la mobilité électrique et l'autoconsommation collective, Mars 2019

Benjain Wilkin, Renouvelable.be, Et si les compteurs intelligents offraient un bénéfice aux ménages ?, Septembre 2018

Connaissance des énergies, Avis de l'Académie des technologies sur le compteur Linky, Juin 2019

Aude Richard, PV Magazine, PVP4Grid : des résultats en faveur de l'autoconsommation collective, 30 Octobre 2019

Engie, Du changement pour le tarif prosommateur en Flandre ?, 22 Mars 2019

Engie, Primes et aides pour les panneaux solaires en Belgique, Janvier 2020

### Référence écrites :

D.L.Talavera, F.J, Muñoz-Rodríguez\*, G. Jimenez-Castillo, C. Rus-Casas. A new approach to sizing the photovoltaic generator in selfconsumptionsystems based on costcompetitiveness, maximizingdirect self-consumption. 2019

Auvergne Rhône-Alpes Energie Environnement, Lignes directrices pour la réalisation d'un projet d'autoconsommation collective, Octobre 2019

Eero Vartiainen Gaëtan Masso Christian Breyer David Moser<sup>4</sup>, Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelized cost of electricity, 5 Août 2019

Michel Cruciani, Etude L'Ifri « coût de l'énergie renouvelable » ,2014

Gaëtan Masson ,IEA, Review and analysis of PV Self-Consumtion policies,2016

Région Nouvelle-Aquitaine, PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE et COLLECTIVE RACCORDE AU RESEAU, 2019

CRE , ELEMENTS DE REFLEXION,Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation, 25 Juillet 2017

Journal of the European Union, Directive 2019/944 sur les règles communes de marché de l'électricité, 14 juin 2019

Journal of the European Union, Directive 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, 11 Décembre 2018

## 16 Annexes

---

### 16.1 Objectifs Européens et nationaux

#### Clean Energy Package 2030

Ce Package reprend les principes fondamentaux suivant :

**-Performance énergétique des bâtiments (PEB) :** Décarboner le secteur résidentiel qui représente 40 % de la consommation d'énergie et près de 36% de la production de CO2 en Europe.

**-Energies renouvelables :** Atteindre 32% d'énergie renouvelable dans la consommation totale brute de l'UE. (Adapté entre chaque pays suivant ses propres possibilités).

**-Efficacité énergétique :** Réduire la consommation énergétique européenne de 32,5% d'ici 2030, par rapport au niveau de 1990.

**-Gouvernance :** Etablir pour chaque pays un plan d'action national Energie-Climat sur 10 ans décrivant les objectifs à atteindre et qui devront être respectés.

**-Marché de l'électricité :** Basé sur la directive 2019/944 ci-dessus qui permet d'adapter le cadre national aux nouvelles réalités du marché, afin notamment d'assurer une plus grande flexibilité, un développement intensif des interconnexions entre pays, une plus grande intégration des énergies renouvelables et garantir une sécurité d'approvisionnement. Cette dernière nous intéresse également dans le cas qu'elle fait appel à une plus grande ouverture à la création de communautés citoyennes autour du secteur de l'énergie renouvelable.

#### PNEC

##### Les Objectif pour 2030

Les précédents objectifs en Belgique étaient de répondre à l'accord de Paris et aux objectifs Européen 20/20/20 (- 20% la part des GES ; +20% d'efficacité énergétique ; 20% ER). Jusqu'à présent, la Belgique a essayé tant bien que mal d'y arriver et doit maintenant se confronter aux objectifs de 2030 et 2050 qui ont été adapté à la Belgique

1) Production d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute (incluant production de chaleur, d'électricité, transport)

2017 = 9%                      2020=13%(objectifs)                      2030= 17,5%BE (objectifs)

2) La réduction des GES par rapport à un niveau de référence

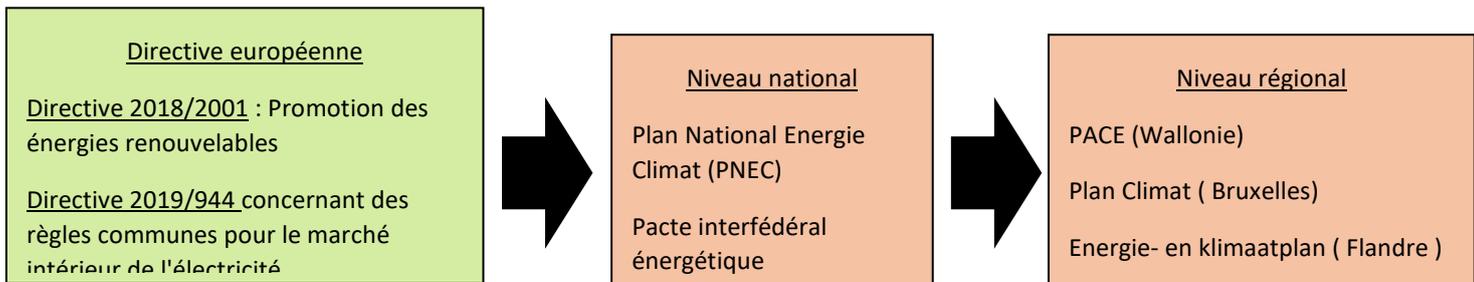
2020= -20%(objectifs) (année référence 1990)

2030= -35% (objectifs) (année référence 2005)

3) L'efficacité énergétique par une réduction de l'énergie primaire par rapport à la consommation intérieure brute d'énergie projetée par la commission.

2030 = -15% BE (année référence 2005)

### Transposition des directives européenne jusque dans nos régions



Le pouvoir décisionnel en matière d'énergie est partagé entre une autorité fédérale et les trois Régions (la Wallonie, la Flandre et la Région de Bruxelles-Capitale). Ces dernières sont compétentes pour des domaines tels que l'utilisation rationnelle de l'énergie, la promotion des sources d'énergie renouvelables, les transports publics, l'agriculture et la gestion des déchets...

L'État fédéral est toujours compétent pour une grande partie de la politique fiscale, mais aussi sur les autorisations des produits rentrant sur le territoire. Il est chargé d'assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique du pays, et de l'énergie nucléaire. Et finalement il est responsable de l'installation des parcs éolien offshore.

Compte tenu de cette répartition des compétences, les régions ont mis en place leurs propres plans qui devront permettre de répondre aux objectifs des gouvernement régionaux et nationaux, les 3 régions ensemble. Il est important de noter que les objectifs régionaux ne sont pas égaux, et parfois les domaines sur-lesquels chacun a décidé de s'orienter complexifie un peu plus le travail de collaboration. Pour organiser la coordination des questions énergétiques, les 3 Gouvernements régionaux et le Gouvernement fédéral ont mis en place 3 différents organes compétents chacun pour un domaine bien particulier :

- la plate-forme de coordination de la politique énergétique appelée CONCERE/ENOVER.
- le Comité de coordination des politiques internationales de l'environnement.
- la Commission nationale du climat (CNC).

Cette dernière cellule considérée comme la pièce centrale des organes, est chargée de l'élaboration et du suivi du Plan national Climat et de l'exécution des obligations de reporting internationales et européennes.

## 16.2 L'énergie électrique en Belgique

Avant de se lancer dans le vif du sujet sur l'autoconsommation collective, il est intéressant de bien comprendre de quoi est constituée notre énergie électrique en Belgique. La production et l'acheminement de celle-ci jusqu'à nos appareils et ce qui peut également faire varier de prix de la facture. Ces informations sont importantes pour mieux cerner l'enjeu de l'ACC en Belgique.

### Contexte historique du marché de l'énergie Belge

Dans ce travail, nous nous intéresserons plus particulièrement à l'énergie électrique. Celle-ci représentait en 2017 20% de la consommation finale du pays. Voir graphique de répartition en **Annexe 16.18** « *Rapport annuel de la Febeg* ».

Depuis le 1er janvier 2007, le marché de l'électricité et du gaz s'est complètement libéralisé et ce pour l'ensemble du pays (Wallonie, Flandre et Bruxelles). La libéralisation du marché de l'énergie signifie pour le consommateur, qu'il peut dorénavant choisir librement son fournisseur d'électricité et/ou de gaz et profiter ainsi de la libre concurrence entre ceux-ci. Changer de fournisseurs pour aller vers de meilleures offres est peu contraignant pour le consommateur et n'engendre aucun coût ou changement de l'installation.

Pour une meilleure compréhension de la facture d'énergie, une note explicative est disponible en **Annexe 16.4** « *Composition de la facture en Belgique* ».

En résumé, le consommateur dispose d'une marge de manœuvre limitée puisqu'il peut seulement agir sur le prix de l'énergie, soit la partie laissée à l'appréciation du fournisseur. Un premier point qui peut être souligné serait donc la recherche d'une solution qui permettrait de jouer également sur les autres composantes de la facture tout en respectant les règles du marché. Ce point doit également prendre en compte l'équitabilité de la rémunération des acteurs de l'énergie et la participation à la politique sociale commune.

### Organisation du marché de l'énergie aujourd'hui en Belgique

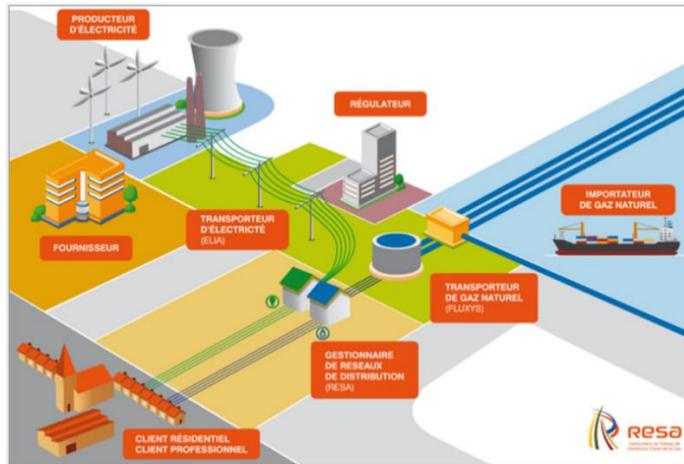
En Belgique, le marché de l'électricité et du gaz est régulé par différentes instances. D'un point de vue fédéral, c'est la CREG (commission de régulation de l'électricité et gaz) qui est compétente en matière de tarification sur les réseaux de transport sous haute tension et haute pression, la production et le stockage d'énergie.

Pour chaque région, **un régulateur de réseau** est quant à lui compétent en matière :

- D'octroi des licences des fournisseurs d'électricité et gaz.
- De contrôle des gestionnaires de réseau et de transport de gaz et électricité.
- De contrôle de la législation régionale, des missions de service public et d'octroi des certificats verts aux producteurs d'énergie renouvelable.

Les régulateurs sont la **VREG** pour la région Flamande, **BRUGEL** pour la région Bruxelloise et la **CWaPE** pour la région Wallonne.

Le marché de l'électricité en Belgique est composé de plusieurs acteurs, comme cité précédemment. Ce sont les régulateurs de réseau qui coordonnent et contrôlent les producteurs, les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires de réseau de transport, de distribution et enfin les consommateurs. Nous allons nous intéresser au marché de l'électricité pour ce projet, mais il existe autant de marché que de source d'énergie ayant d'autres acteurs remplissant les mêmes fonctions.



**Le Producteur :** C'est chez lui que tout commence, il transforme une source d'énergie en une énergie électrique qu'il injecte sur le réseau électrique à haute tension. Il vend son énergie produite à un fournisseur ou directement sur le marché de l'électricité. Il peut être également petit producteur et directement raccordé à la moyenne et basse tension (exemple des prosumers et des installations à capacité comprises entre 10kVa et 250kVa).

**Gestionnaire de transport :** En Belgique, le transport de l'électricité en haute tension est assuré par Elia. Il relie donc les gros producteurs d'électricité aux gestionnaires de réseau de distribution et dans certains cas il peut relier directement certains clients comme par exemple une industrie lourde. Il remplit également le rôle de transport d'énergie entre les pays frontaliers par le biais d'interconnexions.

**Les gestionnaires de réseaux de distribution :** Ils sont les distributeurs d'énergie sur le réseau moyenne et basse tension en prenant le relais du réseau de transport après les postes haute tension. Ils assurent le relevé du compteur des clients finaux et de la communication aux fournisseurs de la quantité d'énergie que ces derniers pourront facturer aux clients. Ils doivent également assurer l'entretien des lignes du réseau et des postes de transformation. **Sibelga** est le seul gestionnaire de réseau de distribution pour la région Bruxelles-Capitale. En Flandre ce poste est occupé entre **Eandis** et **Infrax**. Pour la région Wallonne plusieurs gestionnaires de réseau assurent le rôle de distributeur (**AIEG, AIESH, GASELWEST, ORES, RESA** et **Réseau d'énergie de Wavre**). Ils ne sont pas soumis au marché de l'énergie mais plutôt à celui de la

tarification de la distribution. Pour tout changement de la partie coût de distribution de la facture, ils devront soumettre la proposition de tarification au régulateur de la région qui donnera son approbation. Un point important déjà soulevé, un consommateur ne peut pas changer de gestionnaire comme de fournisseur car celui-ci est lié à la région où il est domicilié.

**Les Fournisseurs** : Ils sont les intermédiaires entre la production d'énergie rachetée sur le marché et la vente aux clients finaux. La partie « énergie » représentant près 1/3 de la facture suivant la région où l'on se situe, est soumise à une augmentation constante depuis ces dernières années (voir annexe 16.8 « Rapport Febeg sur la production énergétique »). Le fournisseur d'énergie est soumis à l'obligation de rachat de quotas vert d'énergie depuis 2002. Ces obligations sont décrites en **annexe 16.3**. Le fournisseur pour vendre et acheter de l'énergie doit bénéficier d'une licence octroyée par le régulateur de réseau de la région concernée. Ces licences peuvent être retirées si le fournisseur ne respecte pas à ses engagements (tels que les CV).

Pour le travail qui sera décrit à partir du *chapitre 10*, le prix de l'énergie sera issue d'une moyenne sur la région Bruxelloise obtenue sur le site du régulateur de réseau de Bruxelles (BRUGEL).

## Production et capacité de production

Pour un travail de recherche qui se porte sur l'énergie issue d'une production renouvelable, il est intéressant de faire le bilan de la production/consommation de l'énergie électrique en Belgique. Ceci permettra de positionner la Belgique dans sa trajectoire vers la transition durable de l'énergie. Nous parlons bien ici d'électricité et non de consommation finale d'énergie.

Basé sur les données de la FEBEG<sup>5</sup>(2018), la production d'énergie électrique en Belgique était de 69,21 TWh pour une consommation totale durant cette même année de 81 TWh déclinant depuis 2010 (qui était à 86TWh). Ce qui nous ramène à une consommation moyenne par habitant de 7.100 kWh/hab<sup>6</sup>. A titre de comparaison, ce même ratio est de 6.692 kWh/hab en France, 6.680kWh/hab en Allemagne et 6.344 kWh/hab pour les Pays-Bas. Cet indicateur n'est pas représentatif de la consommation réelle des habitants du pays car elle inclue pour une grande part celle des industries, mais il permet de classer notre consommation vis-à-vis de nos voisins européens.

---

<sup>5</sup> Fédération Belge des Entreprises d'Electricité et de Gaz

<sup>6</sup> Donnée fournie via le site suivant <https://www.indexmundi.com/map/?t=0&v=81000&r=eu&l=fr>

La production d'électricité en Belgique a connu 2 grandes périodes de déclin (2015 et 2018) (voir figures 1 et 2 ci-dessous), dû à l'arrêt répétitif des centrales nucléaires pour des raisons de maintenance et de contrôle. La Belgique dispose d'un parc nucléaire exploité par Electrabel d'environ 5,9 GW réparti sur 2 sites, avec 3 réacteurs pour Tihange et 4 réacteurs pour Doel. Cette production nucléaire sert de base dans la production nationale d'énergie en fournissant en moyenne 50% de la production du pays. Dans l'actualité de cette année 2020, l'arrêt des centrales Doel 1 et 2 fut notamment sujet à débat, avec une prolongation apparemment possible jusque 2023. Le gouvernement fédéral, compétant pour la question sur la sécurité d'approvisionnement énergétique du pays, doit faire face à cette baisse de régime de production et ouvrir de plus en plus les vannes d'approvisionnement frontaliers (1/5 de la consommation d'électricité). La Belgique a prévu de se défaire de son parc Nucléaire pour 2025 et ainsi passer à un mix énergétique plus orienté sur le gaz et le renouvelable avec une complémentarité de l'approvisionnement via le marché européen (*Rapport PNEC 2019*).

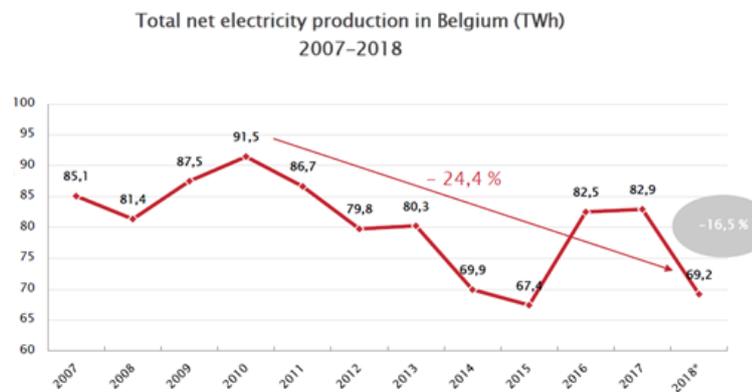


Figure 58: Production annuelle d'électricité en Belgique (FEBEG)

Durant l'année 2018, le taux de charge de ces centrales était tombé à 50% alors qu'il atteignait 80% l'année d'avant.

### L'approvisionnement frontalier

Ces interconnexions européennes, faisant parties de l'objectif de l'Europe visant à ce que chaque pays dispose d'une capacité de transmission équivalente à au moins 10 % de sa puissance de production. Ce qui permet d'offrir un réseau maillé bien équilibré et d'obtenir une fréquence de réseau stable (50Hz en Europe), signifiant que la production européenne essaie à tout moment d'être égale à la demande des consommateurs. Le développement des interconnexions est principalement prévu pour l'intégration des énergies renouvelables (aller chercher l'énergie où elle est produite pour l'amener là où elle pourra être consommée au prix le plus bas) et l'intégration du marché européen (convergence des prix entre la Belgique et les pays avoisinant). Le 5 décembre 2018 la Belgique et le Royaume Uni ont officiellement inauguré la première interconnexion électrique entre les deux pays, baptisée Nemo Link. Les gestionnaires de réseaux belge (Elia) et anglais (National Grid) ont travaillé ensemble pour réaliser une connexion assurée via un câble de 140km (dont 130km en mer) qui permettra le

transport de 1GW de puissance dans les deux sens sous une tension de 400kV. Un site internet intéressant à consulter pour voir ces interconnexions en temps réelle dans le monde est [electricitymap.org](http://electricitymap.org).

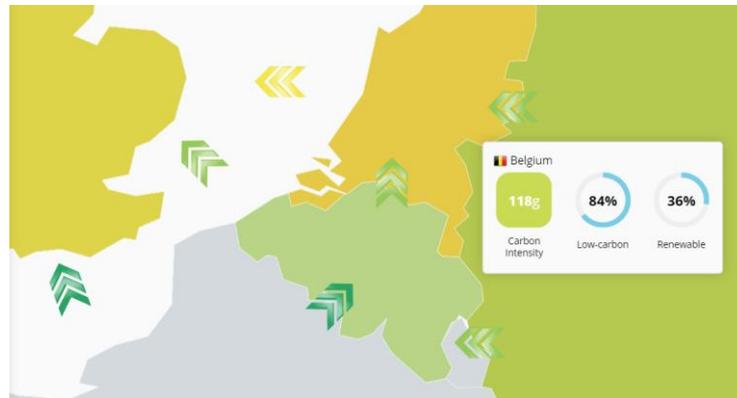


Figure 59: Image des transferts d'énergie électrique transfrontaliers à la Belgique le 01/05/2020 à 10:45 ([electricitymap.org](http://electricitymap.org))

Le gaz naturel est après le nucléaire, la deuxième source d'énergie dans notre parc de production représentant en 2018 près de 35% de la production annuelle d'électricité, pour une capacité évaluée à 6900MW. Il est le combustible utilisé par nos 5 centrales turbine gaz-vapeur (2 136MW), ainsi que par 7 unités de cogénération (453MW) et une centrale à gaz de haut fourneau (315MW). Cette production permet de combler la demande d'énergie qui pali entre la production de base du nucléaire et la consommation nationale d'électricité.

## L'énergie renouvelable

Notre mix comprend aussi du renouvelable qui progresse et 2019 fut l'année des records. Tirée par une production offshore à la hausse, la production des Enr (Energie renouvelable) a progressé de +17 % par rapport à l'année 2018 (11,52 TWh en 2019 contre 9,82 TWh en 2018). La production solaire relativement importante les mois d'été et une production éolienne plus marquée au cours des mois hivernaux, constituent la partie principale de la production renouvelable en Belgique. On peut noter comme mois record, décembre 2019 avec 16 % de la charge du mois couverte par de l'énergie renouvelable, principalement venant de production éolienne offshore (616 GWh) et onshore (499 GWh). Concernant le photovoltaïque, les plus récentes données répertoriées par l'Apere<sup>7</sup> montrent que le photovoltaïque représentait de 5% du mix des Enr en 2019 avec une production 4.25 TWh, cette production majoritairement localisée en Flandre avec 3.1 TWh. Ensuite, viennent d'autres moyens de production tels que la biomasse, la production d'hydroélectricité par des barrages au file de

---

<sup>7</sup> Apere (Association pour la promotion des énergies renouvelable en Belgique) est reconnu dans le domaine de l'accompagnement des citoyens et des collectivités dans leurs approbation de l'énergie renouvelable en Belgique. Elle représente également la Belgique à l'échelle internationale.

l'eau et également certains barrages pompage-turbinage servant de réserve active d'énergie en Wallonie.

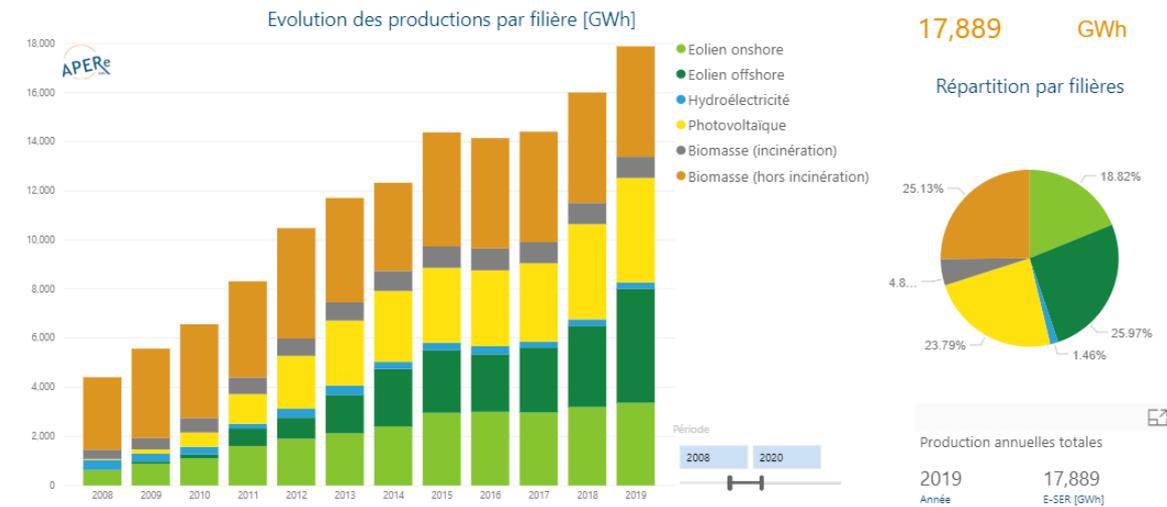
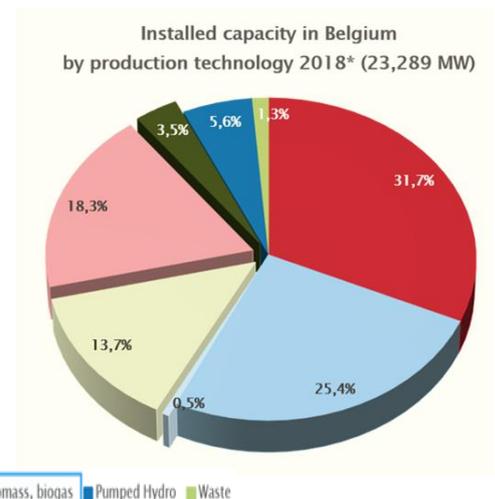


Figure 60: Evolution de la production des Enr en Belgique entre 2008 et 2019 (source Apere)

## Capacité de production

D'un point de vue de la capacité de production, les chiffres deviennent tout à fait différents.

Le photovoltaïque dépasse de loin les autres énergies renouvelables et se plaçant en 3<sup>ème</sup> position derrière le nucléaire. Cependant, avec un facteur de charge<sup>8</sup> très faible de 9% contre 38% pour l'éolien off-shore et 55% pour le nucléaire, il ne permet que de couvrir une faible production. Le problème de l'intermittence est aujourd'hui une question d'actualité à résoudre pour palier au défi climatique.



## Les enjeux énergétiques électriques de demain en Belgique

Comme nous l'avons déjà introduit, le changement climatique s'est fait ressentir auprès de l'ensemble de la population mondiale, les manifestations à Bruxelles en cette année le démontrent. La quête de l'Europe à décarboner son énergie poussent aujourd'hui la Belgique à mettre en place un plan jouable sur le changement et l'adaptation énergétique de son mix

<sup>8</sup> Le facteur de charge d'une unité de production électrique est le ratio entre l'énergie qu'elle produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment fonctionné à puissance nominale. Au plus il y aura des arrêts et une faible puissance, au plus le facteur sera bas.

électrique actuel. Aller vers une sobriété énergétique et une utilisation plus rationnelle de l'énergie. Le pacte énergétique préparé par les quatre ministres de l'énergie, en décembre 2017, prévoit un objectif de 40% d'électricité issue de la production renouvelable pour 2030.

La sécurité énergétique est l'un des principaux défis pour la Belgique. Plusieurs éléments viennent fragiliser cette sécurité notamment par des décisions et trajectoires qui ont été prises par le gouvernement fédéral à savoir :

- **Une diminution de l'approvisionnement du gaz à faible pouvoir calorifique :**  
Provenant majoritairement des Pays-Bas pour un passage au gaz à haut pouvoir calorifique.
- **Une conversion majeure du mix électrique suite à la sortie progressive du nucléaire :**  
Prévue d'ici 2025, elle impliquera le déclassement de 5,918 MW de capacité nucléaire qui devront être remplacés par un mix plus flexible, du déplacement de charge, plus de stockage et plus de renouvelable sur le réseau public.
- **Une augmentation des connexions internationales** pour bénéficier des surproductions intermittentes des autres pays.

L'appel lancé par la FEBEG aux politiques et citoyens belges à travers son dernier memorandum 2019, c'est par la conscientisation et par les agissements collectifs que la transition devra se faire.

- Dans un premier [réduire la consommation énergétique](#) en augmentant l'efficacité des systèmes de consommation. Utiliser intelligemment l'[énergie produite localement](#) en garantissant un confort, car l'énergie la moins chère est celle qu'il ne faut pas produire.
- Définir les rôles et responsabilités des gestionnaires d'énergie de demain. [Ouvrir la porte à de nouveaux organismes collectifs](#). [Impliquer les citoyens](#) dans le marché de l'énergie. Passer sur une numérisation qui permettra par ailleurs de mieux [gérer sa consommation](#) et de pouvoir ouvrir la porte à des collectivités de [partage d'énergie](#). Trouver des nouveaux moyens d'autofinancement au développement durable pour perdurer son déploiement.
- Faciliter l'utilisation de l'énergie locale par les micros-réseaux et développer des moyens de stockage pilotables pour [réguler au mieux les nouveaux moyens de production intermittentes](#).

Au travers ces quelques idées que donne **la Fédération Belge des Entreprises d'Electricité et de Gaz**, s'inscrit parfaitement l'ambition du déploiement de partage d'énergie locale entre citoyens à travers un réseau plus stable et intelligent qui permettra l'émergence des Communauté d'Energie Renouvelable.

## Les mesures et objectifs par Région pour 2020 et 2030

<b>Entités</b>	Production attendue SER (GWh) 2020	Production d'électricité verte attendue (GWh) 2020	Consommation finale attendue (GWh) 2020	Production SER (GWh) 2030	Production d'électricité verte (GWh) 2030	Consommation finale (GWh) 2030	% part SER 2030
RBC	848,99	234,66	20 000	1 250 (+47%)	303,48 (+29,5%)	17 372 (-13%)	7.2%
RW	16 837	5 555	120 770	27 506 (+63%)	10 081 (+81%)	117 032 (-3%)	23.5%
RF	24 762	10 519	277 957	28 517 (+15%)	12 780 (+21,5%)	276 982 (-1%)	10.3%
Belgique	49 078	16 308,66	422 169	72 128 (+46,9%)	23 165 (42%)	411 407 (-2,6%)	<u>17.5%</u>

Dans ce tableau y sont répertoriées les estimations figurant dans le dernier rapport du PNEC (Plan National Energie Climat) mentionnant la production renouvelable totale, ainsi que la consommation finale brute de la Belgique pour l'horizon 2020 et 2030. De ces chiffres en ressort l'importance de l'investissement qui devra être fait pour décarboner l'énergie électrique suivant les différentes régions. De manière globale, la consommation du pays devra être réduite pour maintenir les objectifs fixés (+81%) dans la production d'électricité renouvelable pour la Wallonie.

## 16.3 Mécanismes de soutien

### Soutien par les quantités : Les certificats verts en Belgique

Tous fournisseurs d'énergies doivent pouvoir satisfaire à leurs obligations en termes de quotas de CO2 émis chaque année. Pour ce faire ils achètent des Certificats Verts (CV) à des producteurs d'énergie verte sur un marché établi. L'offre et la demande se rencontrent et en découle un prix de marché du CV. Finalement, les fournisseurs répercutent le coût de leur obligation d'achat de quota sur l'ensemble de leurs clients finaux. BRUGEL joue un rôle clé dans le système, dans la mesure où elle réalise les calculs et octroi, organise le retour quota, et gère les transactions de CV sur le marché. En Flandre et en Wallonie ce rôle est assuré par la VREG et la CWAPE.

Ci-dessous est représenté le système de vente des CV

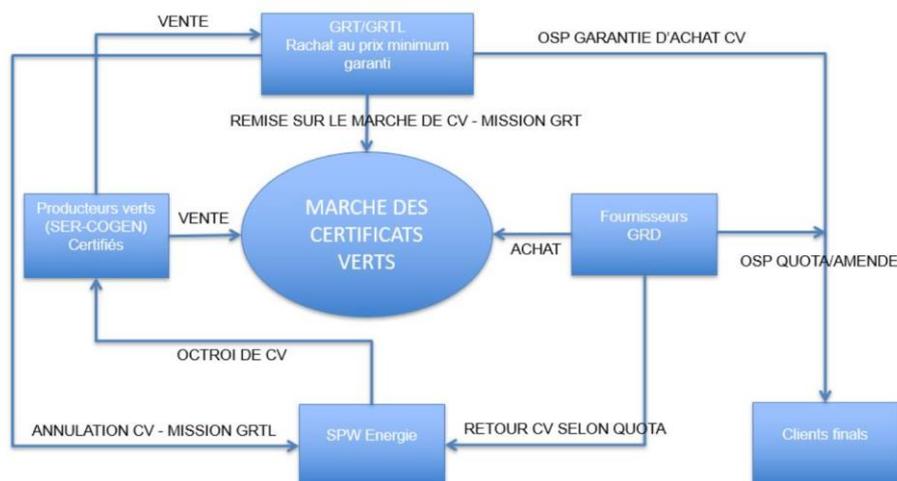


Figure 61: Fonctionnement du marché des CV : SPW ENERGIE

Trimestriellement, les volumes de fourniture d'électricité pour chaque région déclarés par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau de distribution sont transmis au service de régulation régional. Sur base de ces informations, ces acteurs sont tenus de restituer au régulateur un quota de CV proportionnel à la quantité d'électricité fournie sur le trimestre. Une amende de 100 EUR par certificat vert manquant est appliquée. Le quota applicable à la fourniture d'électricité est fixé par chaque Gouvernement pour chaque année. En 2018, le quota était fixé à 35,65 % du volume d'électricité fournie en Wallonie.

Comme nous pouvons le voir, c'est sur le client final qu'est répercutée l'entièreté du marché des CV, c'est également une situation qui mène à réfléchir sur la viabilité d'un système qui n'est pas réellement gagnant-gagnant pour tout le monde. Rappelons que la possibilité d'investir dans l'énergie renouvelable n'est pas à la portée de tous, et que l'augmentation des charges dans la facture peut alourdir les difficultés financières de certains.

En Belgique, les régimes d'aide à l'investissement (rachat de CV) ont variés à la fois en fonction des régions mais aussi au cours des années, nous avons décidé de faire le bilan passé et actuel de leurs applications pour les particuliers (0-10 kWc).

Entre 2008 et 2018, différents mécanismes de soutien à la production d'électricité ont été mis en place en Wallonie (SolWatt qui a cessé en 2014 remplacé par QualiWatt ). Le dernier régime d'aide QualiWatt concernait une prime annuelle versé au particulier pour une durée de 5 ans avec un montant par kWc et ajusté par tranche de puissance, alors que pour les anciens régimes, le montant était lié à la production par unité d'énergie kWh. Cette prime prenait en compte la rentabilité de l'installation avec le principe de compensation qui venait s'ajouter et pouvait être adapté en fonction du prix du marché de l'électricité. L'objectif principal était de "booster" la filière photovoltaïque et répondre aux objectifs européens en matière d'énergie renouvelable. Depuis le 1er juillet 2018, la Wallonie n'accorde plus de soutien à cette filière. En effet, le prix des installations a diminué, les objectifs européens sont atteints et la filière est mature. La fin de ce mécanisme concerne les installations inférieures à 10 kWc et donc concerne les particuliers qui étaient principalement en autoconsommation.

En Flandre, ce mécanisme à pris fin pour les petites installations de moins de 10 kWc le 14 juin 2015 mais continue pour les plus grandes unités, les installations qui étaient tout de même sous le régime de CV avant cette date pour garantir les promesses de retour sur investissement. Les primes étaient distribués par kWh de produit.

A Bruxelles, des CV sont encore disponibles et incitent notamment au développement du PV résidentiel depuis ces dernières années, voici son fonctionnement :

Année d'installation	Auto-consommation en Belgique, mécanisme de soutien, taxe.					
	compensation		taxe		CV	
	2020<	>2020	2020<	>2020	2020<	>2020
Région Bruxelloise	100% (P<5kWc)	sur la commodité	non car compteur communicant		Oui durée d'octroie 10 ans	
Région Wallone	100%(P<10kW)	0%	non (reporté en 2021 ou 2025)		Oui( 10ans)	Non pour moins de 10kWc
Région Flamande	100%		oui(+/-350€/an)		Non ( dernier régime en 2015 )	

Mais à quoi correspond exactement ce mécanisme ? La quantité de 1 CV est délivrée théoriquement à 217kg de CO<sub>2</sub> évité dans l'atmosphère par la génération d'énergie, mais en réalité un coefficient multiplicateur est ajouté en fonction de la technologie productrice. Dans le cas de l'électricité photovoltaïque à Bruxelles, ce coefficient multiplicateur va de 1.65 à 1.32 en fonction de la puissance de l'installation. Ce qui finalement donne 2.4CV/MWh produit pour une installation supérieure à 5kWc et 3CV/MWh pour une installation inférieure à 5kWc. Les CV sont octroyés pour une durée de 10ans à partir de la mise en fonctionnement de l'installation et garantissent un retour sur investissement de 7ans. Bien qu'il ne soit pas encore à l'ordre du jour, nous pensons que les certificats verts à Bruxelles viendraient à disparaître aussi dans les 3 années à venir, ils sont encore présents pour supporter la disparition de la compensation.

Pour les participants qui ne bénéficient plus de certificats verts, ils peuvent néanmoins revendre leurs surplus d'énergie sur le marché, malheureusement le prix de rachat n'est pas encore très intéressant, souvent bien en dessous du LCOE (3 à 10c€/kWh). Ce qui pourrait

engendrer une perte financière pour chaque kWh produit et envoyé sur le réseau, il vaudrait mieux les consommer.

Pour l'ensemble du pays, nous pouvons donc voir l'Acc comme une solution à la recherche d'une nouvelle rentabilité pour les projets d'autoconsommation chez les particuliers. Si nous parvenons à offrir une vente plus intéressante au marché actuel, les projets s'autofinanceront d'eux même.

	Nombre de CV/MWh octroyé suivant le régime et la région				
	0-5 kWc	5-10kWc	>10kWc	durée d'octroi	date de régime
Région wallonne	1,5cv	1cv		10	01/04/2013 - 28/02/2014
	(50)=8/7/7/6/5/5/3/3/2			10	01/09/2012 -31/03/2014
	(60)=10/9/8/7/6/6/5/4/3/2				01/04/2012 - 31/08/12
	7 cv	7cv(0-5kWc) 5cv(5-10kWc)	Si 50% Ac => 4CV Sinon 1CV		2011-2012

Historique des Coefficients Multiplicateur et Taux d'octroi						
Technologie	mise en service	Conditions	kW	Coefficient Multiplicateur	Taux d'octroi (CV/MWh)	
	du - au	Taux de base		1	1,81	
Système de Cogénération (cogen)	jusqu'au 13/10/2017	Au gaz naturel sous certaines conditions	Pe < 50kWe	2	en fonction du rendement de la cogen	
			Pe > 50kWe	1,5		
	Pe ≤ 15 kWWe		6,3			
	15 kWWe < Pe ≤ 50 kWWe		3			
	50 kWWe < Pe < 200 kWWe		2			
depuis le 14/10/2017		Pe ≥ 200 kWWe	1,5			
Photovoltaïque (PV)	01/07/2011 - 20/10/2012	Morale et publique	≤ 5 kWc	3,85	7	
		/	/	2,75	5	
	21/10/2012 - 01/08/2013	/	/	2,2	4	
		/	/	1,32	2,4	
	02/08/2013 - 31/01/2016	Intégrées en usine à des éléments de construction		/	1,32	2,4
		/	> 5 kWc	/	1,65	3
depuis le 01/02/2016	/	≤ 5 kWc	/	1,65	3	

Figure 62: Octroi des CV en Région Bruxelloise avant 2020

Catégorie de puissance	Unité	Valeur					
		≤ 6	]6-12]	]12-50]	]50-100]	]100-250]	> 250
<b>Coefficient Multiplicateur</b>							
Coefficient Multiplicateur	-	1,375	1,155	1,155	0,935	0,880	0,770
Taux d'octroi	CV / MWh	2,5	2,1	2,1	1,7	1,6	1,4

Figure 63: Octroi des CV en Région Bruxelloise à partir du 1er Juin 2020

## Mécanisme de soutien sur la compensation

La compensation est un mécanisme technique propre au compteur énergétique qui a permis d'obtenir la rentabilité de son installation photovoltaïque par la substitution de l'énergie soutiré au réseau par l'énergie autoproduite et injecté sur le réseau. Plus précisément, le compteur classique Ferraris (compteur qui tourne à l'envers), présent dans la majorité des ménages wallon, enregistre continuellement le prélèvement de l'énergie par la rotation d'un disque fournissant au bout d'une année de relever, un solde d'énergie que le consommateur devra payer à son fournisseur de réseau pour lequel il a souscrit un contrat. Un prosumers a donc pour avantage, dans le cas ou sa production excède sa consommation,

d'injecter de l'énergie sur le réseau et par conséquent de faire tourner le compteur en sens contraire. Si l'installation était dimensionnée pour répondre au minimum aux besoins annuels de l'habitation, son solde pouvait être nul et donc ne pas devoir payer l'énergie de sa facture (les frais de gestion étaient bien sûr facturés). Ce mécanisme permet donc en quelque sorte de vendre son électricité au prix du marché (25 à 30 c€/kWh), mais jusqu'à atteindre la nullité du compteur.

A ce moment-là, toute installation peut être rentable en 7 ans car bien souvent des certificats verts complétaient également ce mécanisme. Or les gestionnaires se sont vus soudainement perdre des kWh pour lesquels habituellement les frais de gestion et coûts de l'exploitation du réseau pouvaient y être répercutés. Par ailleurs la partie concernant les cotisations fédérales et celles du domaine public c'est également vu « annulée » pour une majorité des prosumers compensant leurs énergies. Mais les coûts étant toujours bien là, il faut bien pouvoir les payer, et ils sont actuellement répercutés sur les consommateurs restants, à savoir ceux qui ne possèdent pas de panneaux photovoltaïques ou bien n'ayant pas su compenser entièrement leurs énergies. Pour les gestionnaires de réseau Belges et les Régulateurs, les prosumers ne participaient plus aux frais du réseau, il fallait donc pouvoir inverser et empêcher un surcoût sur les consommateurs.

### Objectif de la fin de la compensation

- Mettre fin à une discrimination et traiter les consommateurs de manière équitable.
- Assurer le maintien et le développement du réseau
- Inciter les prosumers à auto-consommer leur production d'énergie et donc, à diminuer leur prélèvement d'énergie sur le réseau.

Ainsi en Flandre, à partir de 2015, une taxe supplémentaire d'environ 300€/an fut ajoutée pour les prosumers sur leurs factures, c'est le tarif prosumer. Celui-ci est fixe et dépend de la puissance électrique nette développable de l'installation PV où le propriétaire aurait un compteur classique qui ne permettrait pas de connaître exactement la quantité d'énergie prélevée annuellement sur le réseau. Il est donc calculé suivant un taux d'autoconsommation théorique qui permet sur base de la puissance électrique de l'installation Pv, d'obtenir la production annuelle totale et donc la part d'énergie autoconsommée du producteur. Le surplus renvoyé sur le réseau serait supposé reconsommé plus tard dans l'année et c'est sur cette supposition de prélèvement complémentaire que s'appliquerait le tarif du réseau.

A Bruxelles, à partir du 1er janvier 2020, la fin de la compensation rentre en vigueur pour les installations de production d'une puissance de moins de 5kW. Les prosumers concernés paieront donc la redevance réseau sur toute l'électricité qu'ils prélèvent. Les compteurs Bruxellois ayant été changés récemment pour des compteurs doubles flux (l'injection et le prélèvement sont enregistrés séparément), il n'y aura donc pas de taxe prosumer sur la capacité de l'installation. La redevance réseau sera tout simplement facturée sur la partie prélèvement enregistrée du compteur. Pour ces installations sous 5 kW, la

compensation reste par ailleurs d'application pour la partie énergie, dite la partie « commodity », jusqu'à éventuelle adaptation de l'arrêté électricité verte qui régit cette partie.

En Wallonie la fin de la compensation était initialement programmée pour le 1<sup>er</sup> janvier 2020, puis à nouveau postposé plus loin dans l'année. La majorité des habitations étant équipées d'un compteur à disque, il a été dès lors envisagé par le Régulateur de réseau Wallon (CWAPE) de mettre en place un tarif prosumers similaire à celui appliqué en Flandre mais avec des tarifs capacitaires qui diffèrent suivant le gestionnaire de réseau.

### **La compensation sur la partie commodity (net-metering)**

Nous allons voir qu'elle incidence cela peut avoir sur un futur prosumers qui souhaiterait ou non installer un compteur double flux pour ne pas recevoir le tarif capacitaire prosumers mais bien payer le coût du réseau pour ce qu'il prélève.

Un prosumers après le 1<sup>er</sup> janvier 2020 à Bruxelles qui consomme annuellement 3500 kWh et produit 4000 kWh pour une puissance de 4.5 kWc (inférieur à 5 kVA)

Si celui-ci autoconsomme 40% de son énergie, un surplus de 1600 kWh sera envoyé sur le réseau et 2600 kWh seront autoconsommés par le ménage.

#### **Cas 1) S'il ne dispose pas de compteur double flux mais un compteur classique**

Facture  $3500-4000 = 0 \Rightarrow 0 \times \text{€/kWh} = 0\text{€}$

Or *Taxe prosumers au tarif capacitaire* =  $4.5\text{kWc} * 82\text{€/kWc} = 369 \text{ €/an}$  (le tarif capacitaire fluctuant d'un gestionnaire de réseau à un autre)

- *Le prosumers ne payera ni la partie réseau, ni la partie énergie*

#### **Cas 2) S'il dispose d'un compteur double flux**

$(3500-4000) = 0$  sur la partie énergie de la facture. (500 kWh injecté non valorisé)

$(3500-2600) = 900 \text{ kWh} * \text{coût du réseau} (+/-15 \text{ c€/kWh}) = 390 \text{ €/an}$

Si le tarif proportionnel est supérieur au tarif capacitaire théorique (369€), seul le tarif le plus faible des deux sera appliqué.

- *Au plus l'autoconsommation sera importante, au plus le tarif proportionnel sera bas et donc plus avantageux, il y aura un intérêt à passer sur un compteur double flux*

À Bruxelles le placement des compteurs double flux fut gratuit, en Wallonie un coût forfaitaire de 150€ est annoncé (sans prendre en compte le coût de la location du compteur). Si on obtient une différence de 15€ entre le tarif capacitaire et proportionnel grâce à un compteur double flux, en 10 ans celui-ci sera amorti par le changement.

## 16.4 Composition de la facture en Belgique

La structure tarifaire de l'énergie électrique moyenne et basse tension se décompose en 4 postes à savoir le coût de l'énergie, le coût du transport, le coût du réseau distribution et enfin les charges et surcharges publics. Nous allons analyser chacun de ces postes précisant également les parties qui seront susceptibles de diminuer ou augmenter avec l'Acc.

### 1) Coût de l'énergie

Le prix de l'énergie est librement déterminé par le fournisseur, notamment en fonction des prix sur les marchés de gros et peut donc varier d'un fournisseur à l'autre. Il comprend le prix du kWh d'électricité soutiré et la redevance, aussi appelée abonnement annuel. Viennent à cela s'ajouter les frais supportés par le fournisseur dans le cadre de son obligation d'achat de certificats verts et, en Flandre, de certificats de cogénération. Généralement, ce dernier poste de coût est indiqué sur la facture sous le nom de « Contribution pour énergie renouvelable » ou « Coûts énergie verte » et, le cas échéant, de « Coûts cogénération ».

#### Marchés de l'électricité Convergence des prix dans la zone CWE

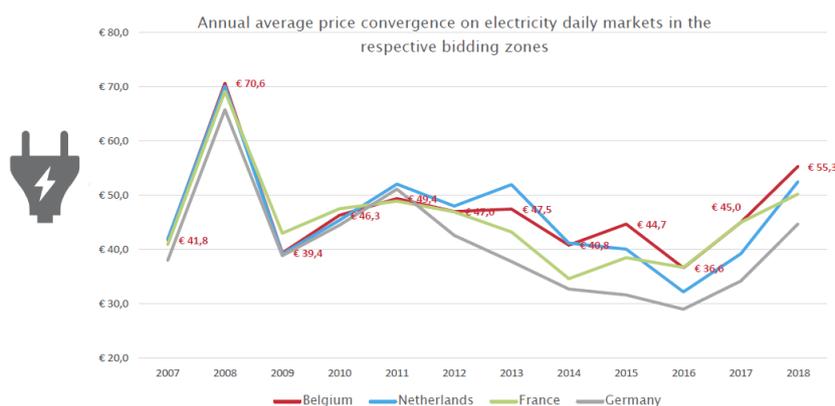


Figure 64: Rapport FEBEG évolution du prix de l'énergie

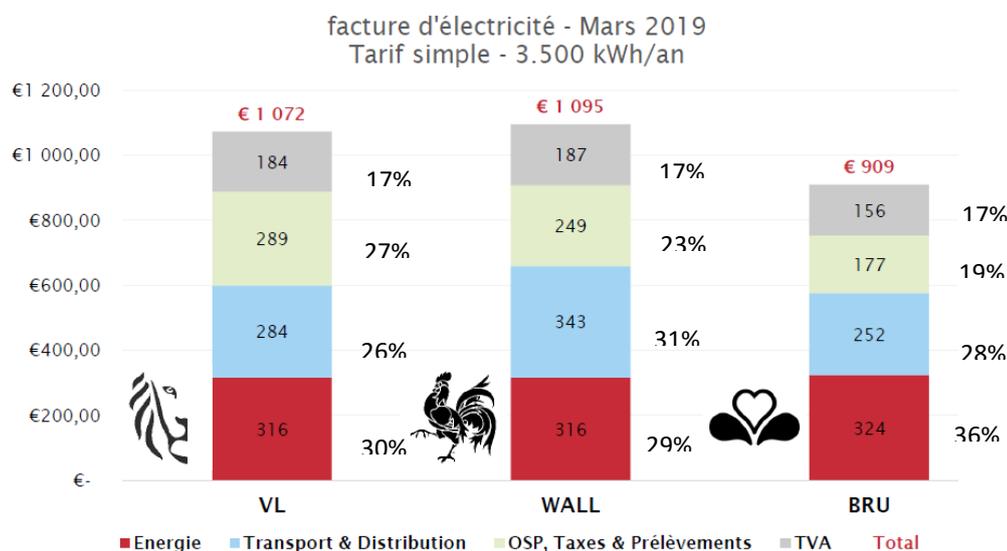
### Coût du transport et de la distribution

Cette composante de la facture permet de rémunérer deux intervenants sur le marché de l'énergie : le gestionnaire de réseau de transport (GRT) d'électricité, c'est-à-dire Elia, et le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) actif dans la commune du client. Pour information, le GRD était anciennement désigné par le terme « intercommunale ».

Contrairement au prix de l'énergie, les tarifs de transport et de distribution sont non négociables et doivent être approuvés par la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG). Toutefois, ils peuvent varier d'une région à l'autre, notamment en fonction de la densité de population, car cela reviendra toujours moins cher de fournir de l'électricité dans une ville qu'en milieu rural.

## Taxes et Surcharges

Cette dernière composante de la facture reprend les montants fixés par l'État fédéral et les Régions. Puisque c'est le fournisseur qui s'occupe de la facturation, c'est lui qui récupère les sommes dues mais il les reverse ensuite en intégralité aux différentes autorités.



Prix unitaire : VL = 31,2 c€/kWh RW = 30,6c€/kWh RB= 25,97 c€/kWh

## Composition de la facture en Région Bruxelloise pour une consommation 5000kWh/an

Facturation			Facturation gestionnaire Mono horaire				Tarif HTVA	Tarif TVAC	
<b>1 Coût de l'énergie</b>			Prix/unitaire		TVA	TVAC	<b>383.50 €</b>	<b>464.04 €</b>	
1.1	Coût de l'énergie	High	5.46	€/kWh	21%	6.6066	€/kWh	273.00 €	330.33 €
		Low							
1.2	Coût de l'énergie verte		1.210	€/kWh	21%	1.4641	€/kWh	60.50 €	73.21 €
	Abonnement €/an		50	€/an	21%	60.5	€/an	50.00 €	60.50 €
<b>2 Coût du réseau</b>							<b>298.44 €</b>	<b>361.11 €</b>	
2.1	Distribution	High	5.718	€/kWh	21%	6.91878	€/kWh	285.90 €	345.94 €
		Low	0	€/kWh	21%	0	€/kWh		
	Comptage YMR		12.54	€/an	21%	15.1734	€/an	12.54 €	15.17 €
	tarif capacitaire(>2020)		D3	€/an			€/an		
<b>3 Coût du transport</b>							<b>110.28 €</b>	<b>129.93 €</b>	
3.1	Transport Elia		1.113603	€/kWh	21%	1.34745963	€/kWh	55.68 €	67.37 €
3.2	Surcharge* Elia		0.75713	€/kWh	21%	0.9161273	€/kWh	37.86 €	45.81 €
3.3	Cotisation fédérale		0.33494	€/kWh	0%	0.33494	€/kWh	16.75 €	16.75 €
<b>4 Surcharges</b>							<b>63.76 €</b>	<b>77.14 €</b>	
4.1	charges de pensions		0.1565	€/kWh	21%	0.189365	€/kWh	7.83 €	9.47 €
4.2	Impôt et prélèvement								
4.2.1	Redevances voiries		0.6931	€/kWh	21%	0.838651	€/kWh	34.66 €	41.93 €
	impôts des sociétés et autres								
4.2.2	prélèvement		0.4255	€/kWh	21%	0.514855	€/kWh	21.28 €	25.74 €
5	Tarif obligation services public	OSP	0.9894	€/kWh	0%	0.9894	€/kWh	<b>49.47 €</b>	<b>49.47 €</b>
			<b>0.18109</b>	<b>€/kWh</b>		<b>0.21634</b>	<b>€/kWh</b>	905.45 €	1,081.69 €
Gridfee			10.188173	€/kWh		12.04957793	€/kWh	56%	
cout énergie			7.92080	€/kWh		9.58417	€/kWh	44%	

## Composition de la facture en Région Wallonne pour une consommation 5000kWh/an

Facturation			Facturation gestionnaire Mono horaire					
			Prix/unitaire		TVA	TVAC	Tarif HTVA	Tarif TVAC
<b>1 Coût de l'énergie</b>						<b>10.53</b>		
1.1	Coût de l'énergie	High	5.92	€/kWh	21%	7.1632	€/kWh	494.50 €
		Low						598.35 €
1.2	Coût de l'énergie verte		2.770	€/kWh	21%	3.3517	€/kWh	138.50 €
	Abonnement €/an		60	€/an	21%	72.6	€/an	60.00 €
<b>2 Coût du réseau</b>			<b>7.37</b>			<b>8.92</b>		<b>381.48 €</b>
2.1	Distribution	High	7.366	€/kWh	21%	8.91286	€/kWh	368.30 €
		Low	0	€/kWh	21%	0	€/kWh	445.64 €
	Comptage YMR		13.18	€/an	21%	15.9478	€/an	13.18 €
	tarif capacitaire(>2020)			€/an			€/an	15.95 €
<b>3 Coût du transport</b>			<b>3.74</b>			<b>4.46</b>		<b>187.10 €</b>
3.1	Transport Elia		1.254	€/kWh	21%	1.51734	€/kWh	62.70 €
3.2	Surcharge* Elia		2.17	€/kWh	21%	2.6257	€/kWh	108.50 €
3.3	Cotisation fédérale		0.31806	€/kWh	0%	0.31806	€/kWh	15.90 €
<b>4 Surcharges</b>			<b>0.91</b>			<b>1.11</b>		<b>45.68 €</b>
4.1	charges de pensions	0%	0.1565	€/kWh	21%	0.189365	€/kWh	7.83 €
4.2	Impôt et prélèvement							9.47 €
4.2.1	Redevances voiries		0.28	€/kWh	21%	0.3388	€/kWh	14.00 €
	impôts des sociétés et autres							16.94 €
4.2.2	prélèvement		0.477	€/kWh	21%	0.57717	€/kWh	23.85 €
								28.86 €
<b>5 Tarif obligation services public</b>			<b>0.92</b>	€/kWh	0%	<b>0.92</b>	€/kWh	<b>46.00 €</b>
			<b>0.23095</b>	€/kWh		<b>0.27685</b>	€/kWh	<b>1,154.76 €</b>
								<b>1,384.26 €</b>
Gridfee			13.85506	€/kWh		16.50463	€/kWh	60%
cout énergie			9.24010	€/kWh		11.18052	€/kWh	40%

### Sources :

-Tarif périodiques de distribution d'électricité Ores Namur

-Prix maximum de l'électricité clientèle résidentielle non protégé AMR Ores Namur

-Comparateur d'énergie : <https://www.monenergie.be>

-Prix Transport Elia 31 Décembre 2019

## 16.5 Résumé du PV en Belgique

<b>Puissance de l'installation</b>	<b>0-5 kVA</b>	<b>5-10 kVA</b>	<b>&gt;10kVA</b>
<b>Bruxelles</b>			
<u>Compensation</u>	Avant 2020 : Totale Après 2020 : Sur la partie commodity	Pas de compensation possible	
<u>Certificat vert*</u> <u>(10ans)</u>	Aujourd'hui : 1,81 x 1,65 = 3 CV/MWh 1 <sup>er</sup> juin 2020 : 2,5 CV/MWh	1,32 x 1,65 = 2,4 CV/MWh 1 <sup>er</sup> juin 2020: 2,1CV/MWh	Dégressif suivant la puissance
<u>Injection sur le réseau</u>  <i>Compteur communicant :</i>  <i>Compteur classique :</i>	-Acheté par les fournisseurs (ou agrégateurs) au prix de l'énergie pure (c.à.d. hors tarifs réseaux, taxes, etc...) Pas de TVA  -La compensation sur la partie « commodity » à partir du 01/01/2020.	-Acheté par les fournisseurs (ou agrégateurs) au prix de l'énergie pure (c.à.d. hors tarifs réseaux, taxes, etc...) Le prix varie en fonction du marché Pas de TVA	Soumis à TVA et revente à un fournisseur ou agrégateur
<b>Région Wallonne</b>	<b>&lt;10kWc</b>		<b>&gt;10kWc</b>
<u>Compensation</u>	Jusqu'à présent : Compensation sur la l'entièreté de l'énergie À partir de 2020-2021 : Fin de la compensation Compteur classique : Taxe prosumers sur la capacité Compteur doubles flux : Compensation de la commodity Temps de compensation <b>sur 1 ans</b>		Non Pas de taxe car compteur double flux
<u>CV</u>	Plus de CV au projet après 1 juillet 2018		Oui et varie en fonction de la puissance
<u>Achat injection</u>	Compensé sur l'énergie consommée		Oui et varie en fonction du marché
<b>En Flandre</b>			
Compensation	Intégrale pour 15ans par installation. Il sera annulé pour toute nouvelle installation après 2020		Non
CV	Plus de CV au projet après 2015		oui
Tarif prosumers	Même tarification qu'en Wallonie mais déjà d'application		
<u>Achat injection</u>	Compensé sur l'énergie consommée		Oui et varie en fonction du marché

\*CV= Certificat vert : L'octroi du titre de certificat vert au crédit du compte du titulaire de l'installation sur la production d'énergie renouvelable pour une quantité de CO2 économisé. 1CV= 217kg CO2 économisé. Ils sont octroyés pour une durée de 10 ans. Octroi de base 1,81cv/MWh d'énergie électrique produite.

\* ce coef multiplicateur varie chaque année en fonction du coût moyen, des primes et aides tout en gardant au producteur une rentabilité inférieure à 7 ans. Le coef est recalculé chaque année au mois de Septembre

\* 2 tarifs sont possibles suivant la nature du compteur principal, qu'il soit communicant ou non. S'il est communicant, un coût de transport et de distribution sera appliqué à chaque kWh prélevé au réseau. S'il est classique, un forfait sera donné sur base de la puissance électrique de l'installation. Ce dernier est calculé sur base d'une hypothèse d'autoconsommation de l'installation à 37,76%. Le tarif prosumers est actuellement en cours de discussion pour la Wallonie et serait reporté en 2025 selon les dernières infos

## 16.6 Le compteur intelligent communicant

Le fonctionnement d'un compteur communicant double flux, également appelé compteur intelligent ou « smart meter », enregistre de façon électronique les quantités d'énergie consommées et injectées sur le réseau par pas de temps relativement court. Le compteur intelligent envoie ces données, à intervalles réguliers, aux gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) : Fluvius en Flandre (issu de la fusion entre Eandis et Infrax), Sibelga à Bruxelles, Ores et Resa principalement en Wallonie. Les données sont retransmises soit par courant porteur en ligne (CPL), soit par les ondes radio ou soit encore par le câble téléphone.

Plusieurs fonctionnalités à distance sont possibles : la fermeture ou l'ouverture de l'alimentation du bâtiment, l'augmentation de la puissance souscrite, le basculement des tarifs (mono-horaire ou bi-horaire), l'attribution d'une limite de consommation (imaginé en cas de défaut de paiement des contracteurs). Pour le particulier, le compteur peut être une opportunité : Cela peut être, par exemple, utile pour démarrer le ballon d'eau chaude au moment où la production d'électricité PV est excédentaire et permettre de maximiser le taux d'autoconsommation, rendant ainsi l'opération plus rentable financièrement pour ses participants. Cela permettrait, également, d'apporter une valeur supplémentaire au réseau en limitant le pic d'injection des installations PV et, via le déplacement de charge, éventuellement, de diminuer le pic de soutirage.

La fonction principale qui nous intéresse dans le cas d'une opération d'autoconsommation est le comptage du soutirage et de l'injection par pas de temps très court et la transmission de ces données au gestionnaire de réseau que peut fournir le compteur AMR<sup>9</sup>. Sibelga, ayant installé dans la plus grande partie de la région Bruxelloise des compteurs communicants, a pu en débloquent une série pour réaliser des projets pilotes d'autoconsommation collective. Actuellement les compteurs intelligents à Bruxelles sont pour l'instant désactivés, leurs activations demande l'approbation du propriétaire du bâtiment.

Une fois l'approbation perçue, le relevé de l'énergie par pas de 15min peut démarrer et même un historique de 3 mois de relever en arrière peut être disponible. Les données sont tout simplement classées en soutirage (consommation réseau vers habitation) et injection (surplus non autoconsommé) sur un intervalle de 1 quart d'heure. Cet intervalle est plus court que celui employé en France mais pourrait l'être encore plus pour limiter les effets non perceptibles par le gestionnaire, mais belles et bien ressentis par le réseau. On sous-entend des pics de production ou de consommation cachés derrière ces 15 minutes qui sont ensuite atténués par une période plus calme. Pour le réseau ce pic est source potentielle de désordre dans les stations et peut engendrer des renforcements de ligne. Nous pensons que pour une

---

<sup>9</sup>AMR Automatic Meter Reading télérelevé électricité : les données quart-horaires (courbe de charge) du compteur associé au point d'accès sont télérelevées journalièrement et conduisent à une facturation mensuelle des consommations correspondantes.

gestion optimale et réaliste de la répartition de l'énergie, un intervalle de temps devra être le plus court possible, s'approchant de la minute.

En Flandre, l'opération d'implantation des compteurs AMR a démarré l'été dernier 2019 mais le Gouvernement flamand a pris la décision de permettre aux propriétaires de panneaux solaires de choisir de rester dans le système actuel YMR<sup>10</sup> qui permet la compensation de l'injection et du prélèvement (le compteur qui tourne à l'envers), jusqu'à 15 ans après l'installation de leurs panneaux, y compris s'ils ont un compteur intelligent. Une décision permettant de garantir le retour sur investissement que fait bénéficier ce mécanisme.

En Wallonie, le gouvernement a revu ses objectifs à la baisse. Alors qu'il voulait imposer d'équiper 80% des ménages d'ici 2034, il a finalement décidé de limiter le déploiement des compteurs intelligents aux gros consommateurs (6 000 kWh et plus) et à ceux qui disposent d'une installation photovoltaïque supérieur à 5 kWe. Cette décision va à l'encontre de l'Acc qui ne pourrait être mise en place que si les participants en disposent. Or en Wallonie, le placement d'un compteur communicant coûtera environ 150 €, sans prendre en compte le coût annuel de location qui devrait être similaire au compteur traditionnel (15 à 20€/an). Les participants n'ayant pas de panneaux photovoltaïques, ne voient pas un intérêt à sortir du système classique mise à part la possibilité de diminuer substantiellement sa consommation annuelle.

Or la mise en place de ces compteurs est sujet à discussion notamment par son déploiement obligatoire ou non, les frais imputés aux consommateurs ou non, qui risqueraient d'engendrer des conflits comme c'est le cas en France. Le compteur linky est installé par Enedis en France gratuitement, mais on prévoirait une répercussion sur la facture dans les années qui suivent pour boucher la dette de 5milliards d'euros, qui à partir de 2021 sera répercutée sur la facture des consommateurs (*Nabil Wakim. Le Monde*). Le remplacement du compteur en France n'est pas vraiment obligatoire mais les particuliers n'ont pas vraiment le droit de le refuser car le compteur ne leurs appartient pas, il s'agit d'une concession et la possibilité de remplacement était prévues dans le contrat.

En Belgique le compteur est également « loué » par le gestionnaire de réseau au particulier, ce qui s'affiche dans le prix de la facture par un tarif annuel imputé au particulier.

Les principaux effets néfastes ressortis par la mise en place d'un compteur en Belgique seraient :

⇒ L'ouverture à une tarification dynamique en fonction des heures de la journée, ce qui ne permettrait plus au consommateur de comparer les tarifs chez les différents fournisseurs car ceux-ci évolueraient constamment.

---

<sup>10</sup> **YMR** Yearly Meter Reading relevé annuel : les index du/des compteur(s) associé(s) au point d'accès sont relevés annuellement par un releveur et conduisent à une facturation annuelle des consommations correspondantes.

- ⇒ Le respect de la vie privée, à savoir la possibilité de savoir le profil de charge journalier d'une habitation. Les particuliers ne souhaiteraient pas que leurs données soient diffusées et revendues à des fins commerciales ou non.
- ⇒ Un délestage possible des installations (coupure de courant programmée) par le gestionnaire de réseau lorsque la puissance intégrée maximale atteint la valeur fixée.

La question que nous nous posons est donc, le compteur intelligent est-il nécessaire pour l'organisation d'une opération d'Acc ? Oui, selon la plupart des acteurs du domaine de l'énergie, si nous voulons être le plus précis et réaliste dans le partage d'énergie, il est obligatoire qu'un relevé sur un intervalle de temps court soit envisagé car sinon cela ouvrirait à des hypothèses considérables, les flux d'énergie sur le réseau seraient flous. La possibilité donnée aux consommateurs sur le déplacement de leurs profils de charge pour réaliser des économies est également un argument de poids.

Les détails du compteur intelligent type S210

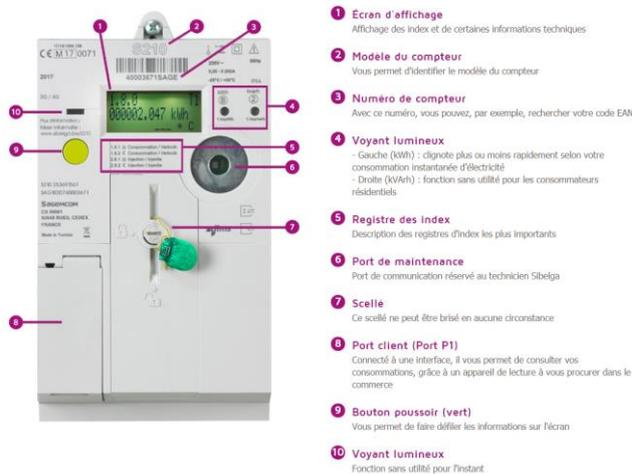


Figure 65: Détails du compteur communicant utilisé à Bruxelles par Sibelga.

## 16.7 Explication du LCOE

« LCOE » est l'acronyme de « Levelized Cost Of Energy », soit en français le « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée. Il s'exprime typiquement en c€/kWh (ou autre monnaie) et est fréquemment employé dans le secteur électrique. Il fait intervenir 2 coût principaux, le CAPEX qui représentent les coûts initiaux d'installation, et le OPEX qui reprend les coûts qui interviendront durant la vie d'exploitation. Bien que les coûts CAPEX peuvent être assez précis pour un appel d'offre, il est difficile d'estimer justement le OPEX, on se base donc sur des projets existants et des ratios qui peuvent parfois être pris avec une marge de risque.

Le LCOE est un ratio de coûts dits « actualisés ». L'actualisation permet d'évaluer un bien ou un service à différents moments du temps. Elle se calcule grâce à un pourcentage annuel appelé taux d'actualisation. Par exemple, dans le cas d'un taux d'actualisation de 10%, la promesse de disposer de 100€ dans un an n'a qu'une valeur de 90€ aujourd'hui.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$n$  la durée de vie du système  
 $C_t$  l'ensemble des coûts  
 $E_t$  la production nette d'énergie annuelle  
 $r$  le taux d'actualisation annuel

Figure 66 : formule issue du site [connaissancedesenergie.org](http://connaissancedesenergie.org)

Le LCOE peut être utilisé pour estimer la rentabilité d'un projet, si on vend l'énergie à un prix inférieur au LCOE, le projet dégage une rentabilité inférieure à celle des capitaux investis. Par extension, le LCOE est souvent utilisé pour évaluer l'attractivité d'un système ou même pour comparer des technologies. Le raisonnement utilisé est alors simple : plus le LCOE est bas et plus la technologie est économiquement attractive.

### CAPEX

Les CAPEX regroupent schématiquement les coûts liés à la centrale elle-même, à savoir

- l'achat et la pose du matériel électrique (modules photovoltaïques, onduleurs, boîtiers, etc...) et des éléments de structure (souvent en acier ou aluminium), ces deux blocs représentant près de 80% de l'investissement en moyenne; Aujourd'hui le coût d'une installation Pv est établi autour de 2500€/kWc à 1500€/kWc suivant la nature et la grandeur de l'installation.
- les coûts de raccordement de l'installation au réseau public de distribution d'électricité, pour 10% de l'investissement en moyenne
- les frais annexes d'ingénierie, de développement, financiers et légaux pour la part restante.

## OPEX

Les coûts « Operations and Maintenance » (O&M) représentent le poste principal de dépense (entre 25 et 40% des coûts annuels de fonctionnement en moyenne sur l'ensemble des installations étudiées) et regroupent l'ensemble des frais liés au personnel intervenant sur site pour la maintenance et l'entretien de l'installation ainsi que l'achat éventuel de pièces de rechange (module défaillant, onduleur à remplacer). Ils varient entre 6,1 et 11,9€/kWh selon la taille et la typologie de l'installation

Pour une opération d'Acc, nous pouvons imaginer que les coûts de gestion comporteraient une part importante de coûts fixes annuels. Ils dépendent non seulement de la taille de l'installation mais également du nombre de participants, de la fréquence de rentrée et de sortie de ceux-ci, des moyens technologiques pour traiter les données récoltées... Dans la littérature scientifique, nous avons trouvé que ces frais s'établissent à 1,5€/kWh en moyenne pour des projets photovoltaïque dites à grande échelle. Nous pensons qu'ils pourraient être plus importants suivant l'organe qui gèrerait cette opération, à savoir qu'en Belgique, le DSO est compétent et habitué à effectuer ce rôle ce qui permettrait de limiter au minimum ce coût. Mais si le coût de la gestion est répercuté dans la facture des participants par coût annuel, il ne devra donc pas figurer dans le calcul du LCOE.

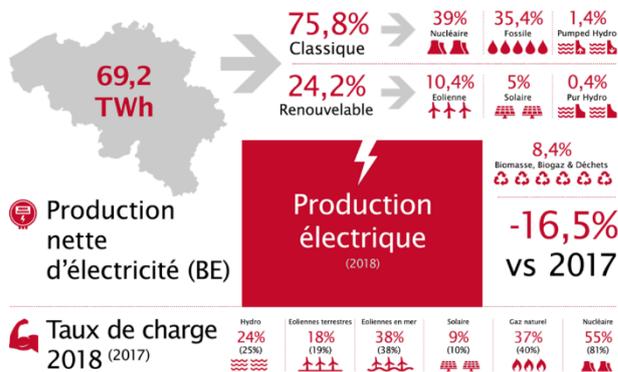
Ci-dessous les différents LCOE recensés dans le rapport de l'AIE « Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-Renewable Technologies ("RE Cost"), July 2013 » suivant les différentes technologies étudiées. Bien évidemment ce sont des coûts qui figurent uniquement dans les pays membres de l'organisation, la date du rapport peut nous laisser imaginer une baisse plus importante pour les énergies renouvelable en 2020.

	Investissement		Dépenses d'exploitation		LCOE en €/MWh	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
<b>Procédés éprouvés</b>						
Éolien terrestre	696	2 802	7,2	37,7	30	121
Éolien en mer	2 259	4 578	19,4	39,2	75	276
Photovoltaïque	791	4 676	13,5	43,8	59	467
Hydroélectricité	718	3 125	2,5	24,6	13	236
Solaire à concentration	2 319	9 000	14,4	28,7	79	369
Géothermie	813	4 450	7,5	18,1	22	208
<b>Procédés expérimentaux</b>						
Énergie des courants marins	3 983	12 085	-	-	158	790
Énergie des vagues	4 126	12 085	-	-	204	797
<b>Bioénergies</b>						
Incinération (biomasse solide)	602	4 066	44	139	38	151
Gaz de décharge	1 077	1 860	-	-	30	68
Déchets municipaux	2 184	5 798	-	-	60	158
Biogaz	376	4894	-	-	26	143
<b>Énergies conventionnelles</b>						
Charbon <sup>1</sup>	497	2 786	38,5	92,3	26	130
Gaz naturel	423	1 288	34,6	92,3	35	111
Nucléaire <sup>2</sup>	2 688	4 909	37,4	60,4	69	111

Figure 67: « Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies ("RE Cost"), July 2013

## 16.8 Rapport Febeg sur la production énergétique électrique en Belgique pour 2018

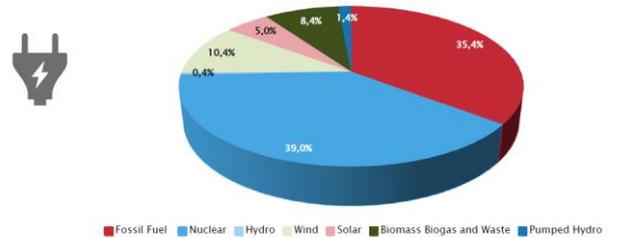
09/07/2019



### Production électrique

Un mix de production énergétique varié

Total net electricity production in Belgium by source in 2018\* (69,21 TWh)



### Production électrique

Baisse significative de la production nette d'électricité

Total net electricity production in Belgium (TWh) 2007-2018



Baisse significative de la production nette d'électricité, principalement due à l'indisponibilité temporaire d'une partie du parc nucléaire belge

Le marché de l'électricité en 2018 a atteint des records avec un prix moyen de 5.5c€/kWh avec une hausse de 40% par rapport à 2009 (3.9c€/kWh). Cette augmentation continue est notamment conditionnée par une diminution de la production d'électricité de 25%, la filière de production majoritairement menée par le nucléaire s'est vue touchée par de nombreux arrêts des installations suite à des problèmes de sécurité, technique et une fin de vie atteinte.

Actuellement le secteur nucléaire Belge est soumis à débat concernant la prolongation de certaines centrales ayant atteint leurs temps d'exploitation maximum. Une prolongation permettrait de faire diminuer le prix du marché mais en apportant un risque dans la production, un scénario qui reste encore difficile à accepter au vu de l'opinion publique qui n'est pas en faveur pour le risque d'une éventuelle catastrophe nucléaire.

Pour combler à la fermeture des quelques centrales nucléaires que possède notre pays pour 2025, plusieurs orientations sont actuellement sujets à débats.

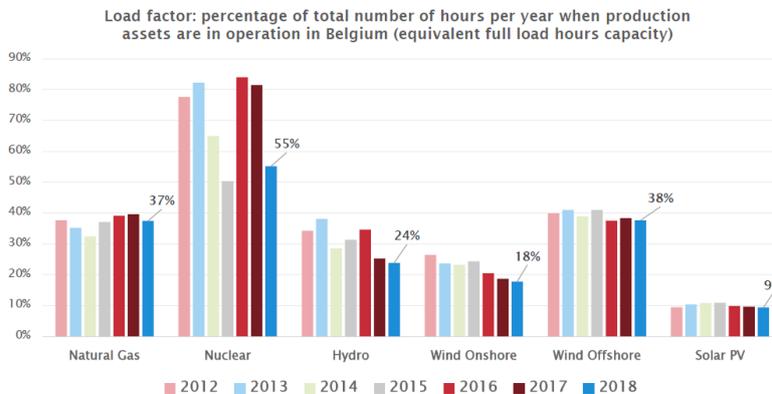
Une reconstruction de nouvelles centrales nucléaires plus performantes parallèlement à une continuité de l'installation de source renouvelable permettrait de respecter

l'approvisionnement. Mais ce scénario est peu accepté par une majorité des défenseurs climatiques et de l'opinion publique qui voit venir un problème sur la gestion des déchets nucléaires, la sécurité des centrales face aux attentats et enfin le coût de cette technologie et de la sécurité qui en découlerait ferait rajouter une part importante sur la facture des contribuables.

La poursuite de la fermeture des centrales ne peut s'envisager que si parallèlement un déploiement massif de l'énergie renouvelable se poursuit. Ceci au travers de parcs éoliens offshore et des autres solutions de production d'énergie renouvelable (biomasse, photovoltaïque, hydroélectrique). Or ces technologies ont également un coût, et un second problème reste l'intermittence de celle-ci, obligeant à mettre en place de nouvelles centrales au gaz, ce qui viendrait à augmenter la production de CO2 pour répondre aux pics de consommation.

Or la question aujourd'hui est comment poursuivre un approvisionnement constant et sécuriser au niveau national sans pour autant surcharger la facture des contribuables et répondre aux objectifs nationaux climatiques ?

Heureusement, la capacité de production des énergies renouvelables installées ne cesse de croître, avec un bon de +5.4% entre 2004 et 2018 suite à l'arrivée massive des installations solaires et éoliennes. Ces nouvelles énergies renouvelables possèdent un taux de charge plus faible que la filière nucléaire sur l'année 2018 (voir tableau suivant). Ce qui explique une production nette d'électricité moins importante sur l'année.



Selon les objectifs d'aller vers un mixe énergétique plus renouvelable, un déploiement massif des Enr doit se faire pour combler la perte des sources plus conventionnelles, ce qui explique l'investissement important des parcs éoliens Offshore en mer du Nord, ceux-ci présentant un taux de charge plus avantageux que le solaire.

## 16.9 Les directives Européennes

Nous avons surligné les points importants des directives européennes où peut s'intégrer l'autoconsommation collective, les communautés renouvelables et d'énergie.

- (UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE
- (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

### Le cadre des communautés énergétiques citoyennes

Figurant dans la directive sur les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, au paragraphe 43.

*« Les technologies de production décentralisée d'énergie et l'autonomisation des consommateurs ont permis à l'énergie communautaire d'être un moyen efficace et rentable de répondre aux besoins et aux attentes des citoyens en matière de sources d'énergie, de services énergétiques et de participation locale. L'énergie communautaire donne à tous les consommateurs une possibilité inclusive de s'impliquer directement dans la production, la consommation ou le partage d'énergie. Les initiatives en matière d'énergie communautaire ont pour objectif principal de fournir à leurs membres ou actionnaires un type d'énergie spécifique (par exemple produite à partir de sources renouvelables) à un prix abordable, plutôt que de privilégier la recherche du profit comme une entreprise d'électricité traditionnelle. ...faciliter l'adoption de nouvelles technologies et de nouveaux modes de consommation, notamment les réseaux de distribution intelligents et la participation active de la demande, dans le cadre d'une approche intégrée. L'énergie communautaire peut également faire progresser l'efficacité énergétique au niveau des ménages et contribuer à lutter contre la précarité énergétique en réduisant la consommation et en faisant baisser les prix de fourniture. L'énergie communautaire permet aussi à certains groupes de clients résidentiels de participer aux marchés de l'électricité alors qu'ils n'auraient autrement pas pu le faire. Lorsqu'elles ont pu être mises en oeuvre avec succès, ces initiatives ont apporté des avantages économiques, sociaux et environnementaux à la communauté allant au-delà des seuls gains découlant de la fourniture de services énergétiques... Les clients résidentiels devraient être autorisés à participer à titre volontaire à une initiative en matière d'énergie communautaire ainsi qu'à la quitter sans perdre l'accès au réseau exploité par ladite initiative ni leurs droits en tant que consommateurs. L'accès au réseau d'une communauté énergétique citoyenne devrait être accordé selon des conditions équitables et reflétant les coûts. »*

### La forme de l'opération et de la gestion de l'Acc

Article 44 de la même directive

« Les États membres devraient, par conséquent, pouvoir prévoir que les communautés énergétiques citoyennes puissent prendre n'importe quelle forme d'entité, par exemple la forme d'une association, d'une coopérative, d'un partenariat, d'une organisation à but non lucratif ou d'une petite ou moyenne entreprise, pour autant que l'entité ait le droit d'exercer des droits et d'être soumise à des obligations en son nom propre. »

### Le périmètre géographique

Même directive article 46 ;

*« Le partage de l'électricité permet aux membres ou actionnaires d'être approvisionnés en électricité par les installations de production au sein de la communauté sans être à proximité physique directe de l'installation de production et sans être au-delà d'un point de mesure unique »*

### L'intégration des énergies renouvelable dans les bâtiments

Le parlement européen a adopté le 17 janvier 2018 des amendements modifiant la directive du Parlement européen et du Conseil, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. L'amendement 156 modifiant l'article 15 – paragraphe 5 – alinéa 3 stipule que

*« Dans leurs réglementations et leurs codes en matière de construction, ou par tout moyen ayant un effet équivalent, les États membres imposent l'application de niveaux minimaux d'énergie provenant de sources renouvelables ou d'installations de production d'énergie à partir de sources renouvelables dans les bâtiments neufs et dans les bâtiments existants qui font l'objet de travaux de rénovation importants »*

### Le cadre de l'Autoconsommation collective

Pour cette même directive, l'article 21 stipule :

*« Les États membres garantissent que les clients ont le droit de devenir des autoconsommateurs d'énergie renouvelable. À cet effet, les États membres garantissent que les autoconsommateurs d'énergie renouvelable, à titre individuel ou par l'intermédiaire d'agrégateurs: sont autorisés à pratiquer l'autoconsommation et à vendre, y compris par des accords d'achat à long terme d'électricité et des accords commerciaux entre pairs, leur production excédentaire d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, sans être soumis à des procédures et à des charges discriminatoires ou disproportionnées ne reflétant pas les coûts; sont autorisés à consommer, dans les limites de leurs locaux l'électricité renouvelable qu'ils ont eux-mêmes produite sans être soumis à des redevances, droits ou taxes [...]; ne sont pas considérés comme des fournisseurs d'énergie conformément au droit de*

*l'Union ou à la législation nationale pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables qu'ils injectent dans le réseau, dans la limite de 10 MWh par an pour les ménages et de 500 MWh par an pour les personnes morales, sans préjudice des procédures de surveillance et de raccordement des capacités de production au réseau établies par les gestionnaires de réseau de distribution conformément aux articles 15 à 18; perçoivent, pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables qu'ils ont eux-mêmes générée et injectée dans le réseau, une rémunération qui est au moins équivalente au prix de marché et peut tenir compte de la valeur à long terme pour le réseau, l'environnement et la société, conformément à l'analyse coûts-bénéfices des ressources énergétiques distribuées conformément à [l'article 59 de la directive ... du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte), 2016/0380(COD)]. »*

*(66) : « Avec l'importance croissante de l'autoconsommation d'électricité produite à partir de sources renouvelables, il est nécessaire de définir les autoconsommateurs d'énergies renouvelables et les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective. Il est également nécessaire d'établir un cadre réglementaire qui autoriserait les autoconsommateurs d'énergies renouvelables à produire, consommer, stocker et vendre de l'électricité sans devoir supporter de charges disproportionnées. Les personnes vivant en appartement devraient pouvoir bénéficier de cette possibilité au même titre que les ménages habitant dans des maisons unifamiliales. Les États membres devraient toutefois être autorisés à faire une distinction entre les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière individuelle et ceux agissant de manière collective en raison de leurs caractéristiques différentes, dans la mesure où toute différenciation de ce type est proportionnée et dûment justifiée. »*

## Les Communauté d'énergie Renouvelable (CRE)

Dans cette même directive ;

*(67) « La possibilité de participation offerte aux autoconsommateurs d'énergie renouvelable agissant de manière collective donne également aux communautés d'énergie renouvelable l'occasion de faire progresser l'efficacité énergétique au niveau des ménages et de contribuer à lutter contre la précarité énergétique en réduisant la consommation et en faisant baisser les tarifs de fourniture. Les États membres devraient profiter de cette occasion pour évaluer notamment la possibilité de permettre la participation des ménages, qui, à défaut, pourraient ne pas être en mesure de participer, y compris les consommateurs vulnérables et les locataires. »*

*(70) La participation des populations locales et des autorités locales à des projets en matière d'énergie renouvelable par l'intermédiaire de communautés d'énergie renouvelable a apporté une grande valeur ajoutée sur le plan de l'acceptation de l'énergie renouvelable à l'échelle locale et a permis l'accès à davantage de capital privé, ce qui se traduit par des investissements locaux, un plus grand choix pour les consommateurs et une participation accrue des citoyens à la transition énergétique. Accroître la participation des citoyens locaux à des projets en matière d'énergie renouvelable et dès lors à augmenter l'acceptation des énergies renouvelables.*

(71). Les caractéristiques des communautés d'énergie renouvelable locales (taille, structure de propriété et nombre de projets) peuvent les empêcher d'entrer en concurrence sur un pied d'égalité avec des acteurs à grande échelle, à savoir des compétiteurs disposant de projets ou de portefeuilles plus vastes. Les États membres devraient donc pouvoir choisir n'importe quelle forme d'entité pour leurs communautés d'énergie renouvelable, pour autant qu'une telle entité puisse, en son nom propre, exercer des droits et être soumise à des obligations. Afin d'éviter les abus et de garantir une large participation, les communautés d'énergie renouvelable devraient pouvoir conserver leur autonomie face à leurs membres individuels et aux autres acteurs traditionnels du marché qui participent à la communauté en tant que membres ou actionnaires, ou qui coopèrent sous d'autres formes, comme un investissement. La participation aux projets en matière d'énergie renouvelable devrait être ouverte à tous les membres locaux, sur la base de critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Les mesures permettant de compenser les inconvénients relatifs aux caractéristiques spécifiques que rencontrent les communautés d'énergie renouvelable en termes de taille, de structure de propriété et de nombre de projets peuvent consister à les autoriser à opérer au sein du système énergétique et à faciliter leur intégration sur le marché. Les communautés d'énergie renouvelable devraient être en mesure de partager entre elles l'énergie produite par les installations qu'elles possèdent. Toutefois, il n'y a pas lieu que les membres des communautés soient exemptés des coûts, frais, prélèvements et taxes pertinents qui seraient supportés, dans une situation 21.12.2018 L 328/92 Journal officiel de l'Union européenne FR analogue, par les consommateurs finals qui ne sont pas membres d'une communauté ou par les producteurs dans une situation similaire, ou lorsque l'infrastructure du réseau public est utilisée aux fins de ces transferts.



Av. J. Lahaye, 8  
 BE - 5620 FLORENNES  
 Tél : 071 68 91 04  
 Fax : 071 68 75 43  
 N° tva : BE-0414.445.960  
 RC: 25.513  
 IBAN : BE 51 0018 3049 3262

[www.sanelec-florennes.be](http://www.sanelec-florennes.be)  
[info@sanelec-florennes.be](mailto:info@sanelec-florennes.be)

Enreg.entrep.122511  
 BCE0314.595.348

BIC : GEBABEBB

# OFFRE DE PRIX



## VENTES COMPTOIR

### VENTES COMPTOIR SANELEC

Numéro	Date	Code client
20   447	11/05/2020	VC001

08/26

Echéance : 11/05/2020

N° tva :

Tél :

Fax :

CODE	DÉSIGNATION	QUANTITÉ	P.U. hors tva	Remise	TOTAL hors tva	TVA
	CLIENT FRIPPIAT NEUVILLE					
	INSTALLATION DE 17 PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES SOIT 5355 W					
PHOTDIV1	PANNEAUX QCELLS 315 WC BLACK GARANTIE 12 ANS	17 Pce	149,00	-10,00	2.279,70	6
PHOTDIV11	ONDULEUR SMA SUNNY BOY 5,0 GARANTIE 5 ANS	1 Pce	1.150,00	-10,00	1.035,00	6
TAXE02	COTISATION RECUPEL	1 Pce	0,04		0,04	6
DIVERS001	EXTENSION ONDULEUR DE 5 ANS	1 Pce	250,00		250,00	6
PHOTDIV02	RAILS-CROCHETS-FIXATIONS	1 Pce	950,00	-10,00	855,00	6
PHODIV04	ESTIMATION CABLAGE	1 Pce	400,00		400,00	6
ELECGERNAY41	DISJONCTEUR 2P-20A	1 Pce	6,60	-20,00	5,28	6
TAXE19	COTISATION RECUPEL ELECTRICITE	1 Pce	0,01		0,01	6
ELECGERNAY11	COFFRET 8 MODULES	1 Pce	30,30	-20,00	24,24	6
PHOTDIV05	MAIN OEUVRE POSE PANNEAUX	1 Pce	1.190,00		1.190,00	6
PHOTDIV06	MAIN OEUVRE RACC. ELEC-PLANS-AIB VINCOTTE-DOC.ADMINISTRATIFS	1 Pce	500,00		500,00	6
DIVERSDU	DUREE PRESTATION 1 A 2 JOURS	1	0,00		0,00	6
DIVERSVA	VALIDITE OFFRE 1 MOIS	1	0,00		0,00	6
	PREVOIR SUPPLEMENT EVENTUEL POUR LA TERRE A VERIFIER					
	POUR ONDULEUR CONNEXION WIFI NECESSAIRE					
			7.009,95	-470,68 =	6.539,27	

NOM

SIGNATURE

TOTAL TVA COMPRISE

**TOTAL 6.931,63 €**

Paiement Comptant

## 16.11 L'Acc en Europe

### L'Acc en Espagne

Sur base d'une analyse effectuée par l'Apere sur la législation Espagnole actuelle en matière d'Acc et un travail de recherche utilisant des sources tels que le rapport de l'AIE « Self-consumption Pv », nous avons pu recenser divers points intéressants que nous mentionnons ci-dessous :

*« Pour tirer un maximum le potentiel de créer des communautés entre voisins de quartier, zone industrielle..., il est nécessaire de rationaliser les charges économique et administratives et en particulier de promouvoir la formation et les programmes de formation destinés aux communautés énergétiques ».*

- ⇒ Ce qui signifie, qu'actuellement, les citoyens n'ont pas vraiment les compétences ni les outils pour mettre en place facilement ces opérations, tout en garantissant leur pérennité. Et donc dans la mesure où une communauté viendrait à se créer, des organismes accompagnateurs compétents pourraient avoir un rôle à jouer. Pour exemple, Apere joue ce rôle en Belgique en répondant aux questions des citoyens sur l'énergie et les projets collectifs.
- ⇒ En Espagne pour les installations de moins de 10 kWc, aucun revenu n'est perçu de la vente de l'énergie non autoconsommée, et aucune charge ou taxe n'est appliquée à l'électricité autoconsommée. (autoconsommation individuelle).

*« Présence d'un système de compensation pour l'énergie excédentaire envoyée sur le réseau tout en spécifiant que même atteignant une nullité de consommation sur la facture, les composantes incluant le coût du système de régulation par le distributeur principale ainsi que les taxes seront tout de même présents. ».*

- ⇒ Nous pensons par conséquent que le modèle Espagnole applique une compensation sur la partie énergie via un net-metering , reprenant aussi les charges d'utilisation du réseau ainsi que les taxes publiques. Ce modèle est identique à celui qu'à emprunté la région Bruxelloise et flamande mais avec un temps de compensation dit réelle (nous supposons 15min). L'état incite donc l'autoconsommation plutôt que la compensation ou la vente.

#### Le développement de l'Acc en Espagne ?

Dans la législation Espagnole, l'Acc y figurent et est donc permise pour autant qu'elle réponde à plusieurs critères de conformité, ceux-ci trouvés relativement contraignant dans certaines mesures.

1° L'opération d'autoconsommation est permise pour autant que le périmètre du réseau soit :

- **Un réseau interne** des consommateurs associés où y sont connectés via des lignes directes. (Cas d'un immeuble à appartements)
- Soit connecté à l'un des réseaux **basse tension dérivés du même centre de transformation**.
- Connecté, tant en production qu'en consommation, **en basse tension et à une distance inférieure à 500 mètres**. À cette fin, la distance entre les appareils de mesure sera prise dans sa projection orthogonale au sol.

2° La communauté de consommateurs et utilisateurs sont considérés comme distributeurs et doivent donc avoir :

- Une attestation prouvant leur **capacité juridique, technique et économique**.
- Concession par l'administration compétente de l'autorisation administrative des installations de distribution.
- Approbation par le Ministère de l'économie de la rémunération correspondant à l'exercice de son activité.
- Être inscrit au registre administratif des distributeurs, des commerçants et des consommateurs qualifiés du ministère de l'Économie, dans la première section, conformément aux dispositions du présent décret royal.

3° Une seule installation est autorisée à alimenter différents consommateurs. « *Cette nouvelle figure permettra à un groupe de consommateurs, par exemple, les communautés de propriétaires ou les entreprises ayant des sites à proximité, d'envisager de s'associer entre eux afin de partager la production d'une installation. La répartition de la production entre les participants sur la base d'une formule simple consistant à répartir l'énergie totale générée sur la base du coefficient de participation à l'investissement. La règle laisse aux parties la liberté de déterminer le coefficient attribué à chaque consommateur.* » Texte issu du Plan national intégré d'énergie et climat 2021-2030 Espagnol.

4° « *Le producteur peut recevoir des aides suivant le cadre de consommation et de production de son installation. S'il est autoconsommateur, il peut bénéficier de la compensation si sa puissance est inférieure à 100kW. Dans le cas où il dépasse la puissance, il ne bénéficie pas de la compensation sur le surplus injecté au réseau mais peut revendre ce surplus au prix du marché. Si la rentabilité de la vente de son autoconsommation est insuffisante pour le projet, un aide affecté à la puissance de son installation peut être délivré pour atteindre cette rentabilité.*» L'autoconsommation peut bénéficier de la compensation sur une plus large gamme de puissance à contrario de la Belgique qui s'arrête à 10 kWc. Des aides de l'état existent également dans le cas d'une vente sur le réseau pour aider à la rentabilité du projet.

## La France

La France s'est fixée des objectifs ambitieux en matière d'énergie renouvelable qui sont décrits au travers de la *Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte* (LTECV), prévoyant une part de 40% de production renouvelable dans le mixe énergétique français d'ici 2030, majoritairement aujourd'hui occupé par le Nucléaire.

*« Le développement de l'hydroélectricité, puis du nucléaire étaient les solutions choisies par notre pays pour sortir du charbon, non pas, à l'époque de ce choix, pour limiter nos émissions de gaz à effet de serre, mais pour assurer notre indépendance en matière de production électrique ».* Bernard Tardieu évoqué dans un article de [connaissances-des-energies.org](http://connaissances-des-energies.org).

A l'heure actuelle, la sortie du nucléaire et l'enjeu d'une décarbonisation de l'énergie est une question très controversée en France. Les objectifs de la LTECV poussent les politiques françaises à investir dans de nouvelles énergies plus renouvelables et innovantes à travers des projets incluant le citoyen. Le potentiel d'hydroélectricité ayant été presque atteint, c'est l'éolien offshore et le photovoltaïque qui ont le vent en poupe en ce moment, et l'autoconsommation est venue s'ajouter au schéma de production décentralisé.

### Quelques chiffres clefs

A titre de comparaison, la capacité PV installée en France représente 9,4 GW, presque exclusivement des installations en « vente totale », à savoir des installations qui sont dimensionnées pour que la rentabilité soit obtenue par la vente de l'entièreté de l'énergie produite sur le site, via une prédiction du prix de l'énergie ou un tarif fixe convenu. Ce choix fut conduit auparavant par un faible prix de l'énergie française, autour de 17,65 c€/kWh et une obligation de rachat de EDF de l'énergie verte établie autour 45c€/kWh.

L'investissement dans le PV sur les moyennes installations s'est vu croître ces dernières années, c'est dans un contexte de baisse des aides publiques et de recherche de nouvelles solutions de rentabilité que l'autoconsommation y trouve tout son intérêt. Fin juin 2017, près de 14 000 auto-consommateurs en France, soit 0,04% des 37 millions de clients raccordés au réseau de distribution. En France, le prix de rachat de l'électricité issue du photovoltaïque baisse avec le temps comme partout ailleurs, actuellement l'électricité excédentaire de la production envoyée sur le réseau public, est rachetée par EDF mais à un tarif moins avantageux qu'avant. Trouver une solution au refinancement du photovoltaïque est donc un objectif commun à nos deux pays.

## L'autoconsommation collective en France

C'est donc suite à cela qu'est apparue l'ordonnance du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité ratifiée en février 2017 et qui a permis de mettre en application les opérations d'Acc.

Depuis elle peine à se développer en France, avec seulement 16 projets réalisés à l'été 2019 par des collectivités, bailleurs ou copropriétés, selon une étude du cabinet de conseil *Sia Partners*. Récemment, un ajustement est venu se rajouter par l'arrêté 21 Novembre 2019 modifiant le périmètre de l'opération initialement basé sous un même poste basse tension qui dorénavant s'est élargi à 2km de périmètre.

Juillet 2016 : Ordonnance

Février 2017 : Loi

Avril 2017 : Décret d'application

*« Le gouvernement a ainsi élargi à 2 km "le périmètre" au sein duquel un groupe de personnes peuvent participer à une opération d'autoconsommation collective, alors qu'auparavant ces personnes devaient être situées en aval d'un même poste basse tension du réseau, précise le ministère dans un communiqué. Cette situation restreignait considérablement le périmètre des opérations. Ainsi, dans certains cas, deux consommateurs voisins ne pouvaient pas faire partie d'une même opération d'autoconsommation", justifie le ministère. Par ailleurs, les opérations sont limitées à une puissance de 3 mégawatts en métropole et de 0,5 mégawatt dans les zones interconnectées qui ne peuvent pas bénéficier du soutien d'autres réseaux électriques en cas de tension sur le leur (outre-mer essentiellement). » photovoltaïque.info.fr*

De plus la personne morale organisatrice d'une opération d'autoconsommation collective étendue devra par ailleurs fournir des informations détaillées au ministère chargé de l'énergie. Un premier dossier devra ainsi être transmis en amont du projet, un deuxième au démarrage de l'opération, puis un chaque année pour assurer le suivi de l'opération. On y voit donc l'importance de la charge administrative que la PMO devra fournir continuellement, ce qui pourrait être en défaveur de son développement ou appliquer un coût supplémentaire répercuté sur les participants. Il sera donc primordial au travers des projets pilotes en Belgique de recenser le poids de cette charge et si elle peut être facilitée par l'intermédiaire d'un support bien ficelé lors du lancement.

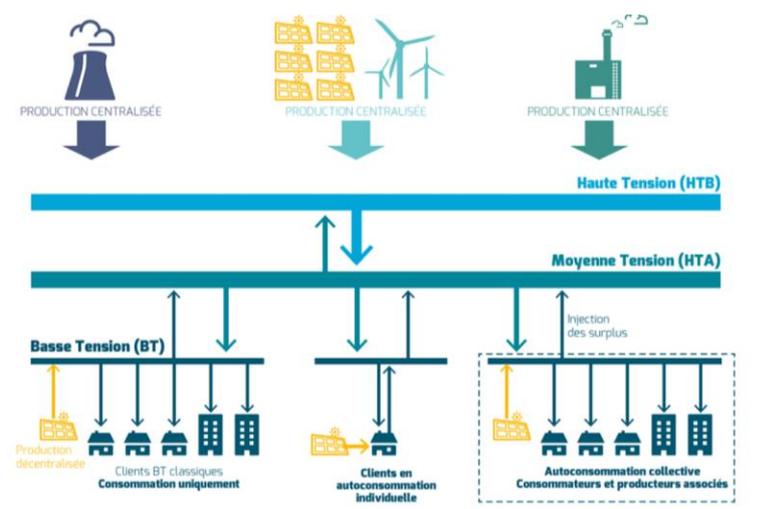


Figure 68: Schéma de représentation du réseau avec l'Acc: Source la CRE

## Le modèle économique de l'Acc en France

Paramètre intéressant à noter est que le modèle énergétique Français incarne la valeur de solidarité à travers 2 principes qui sont le *timbre-poste* et la *péréquation*.

- **Timbre-poste** : les tarifs d'accès aux réseaux sont indépendants de la distance entre le site de production et le site de soutirage.
- **Péréquation** : les tarifs de fourniture et de réseau sont indépendants de la localisation sur le territoire national du site de soutirage.

Les fournisseurs doivent donc présenter des grilles tarifaires identiques sur l'ensemble du territoire français. Or l'Acc qui vise à donner un sens géographique au flux d'énergie ne coïncide plus avec le modèle existant, il est donc primordial pour les régulateurs français de concilier le développement de l'Acc et le maintien de la solidarité. La CRE (Commission de régulation de l'Énergie) a décidé de mettre au point 2 tarifs pour une opération d'Acc :

- **L'énergie autoproduite** : Tarif pour l'utilisation d'une production locale, plus faible que le tarif normal car transition de l'énergie sur une plus petite portion du réseau.
- **L'énergie alloproduite** : Tarif pour l'utilisation du complément provenant du réseau de transport qui sera plus élevé que le tarif normal.

Ce deuxième tarif cherche à inciter les participants à autoconsommer un maximum l'énergie autoproduite. Or nous pouvons imaginer que la production étant variable suivant les saisons, un risque que la facture finale s'élève soit fort probable pour la période hivernale. C'est un point important à souligner pour la suite du travail, le choix du tarif d'achat de l'électricité ne doit pas être un paramètre qui limiterait l'intérêt d'y participer, ni n'engendrerait de surcoût aux participants. Nous pensons qu'un simple tarif plus faible pour l'énergie autoconsommée localement serait suffisant pour inciter au déplacement des charges.

## Les frais du réseau

La vente d'électricité proposée aux consommateurs reste soumise à des prélèvements (taxes et TURPE<sup>11</sup>). Selon ce modèle, l'autoconsommation collective ne peut pas bénéficier des aides de l'État, ni pour l'électricité autoconsommée, ni pour le surplus injecté. A cela s'ajoute une taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité *TCFE* et la contribution au service public de l'électricité *CSPE* auxquelles l'opération ne peut être exonéré. La TVA est également appliquée à un montant de 17%. L'ensemble des prélèvements du réseau seraient autour de 9c€/kWh autoconsommé collectivement.

	HPH	HCH	HPB	HCB		P <= 36kVA	P entre 36 et 250 kVA
CU 4 – Autoproduction, Part autoproduite	2,98	2,24	0,77	0,73	CG	15 €/an	200 €/an
CU 4 – Autoproduction, Part alloproduite	7,27	5,59	2,07	1,10	CC	21 €/an	295 €/an
MU 4 – Autoproduction, Part autoproduite	2,75	0,51	0,37	0,02			
MU 4 – Autoproduction, Part alloproduite	5,61	3,91	1,94	1,10			

Figure 69: Tarif TURPE évolutif en fonction de la saison

Des frais supplémentaires sont également à prendre en compte pour la collectivité comme la composante annuelle de gestion (CG) spécifique pour les autoproducteurs. Une seconde est aussi la composante de comptage (CC) qui couvre les coûts de comptage, de contrôle ; de relève et de transmission de données (notamment par l'utilisation du compteur Linky)

Le tarif de l'utilisation du réseau varie suivant les saisons et l'heure de la journée

HPH = heure pleine haute saison ; HCB = Heure creuse basse saison.

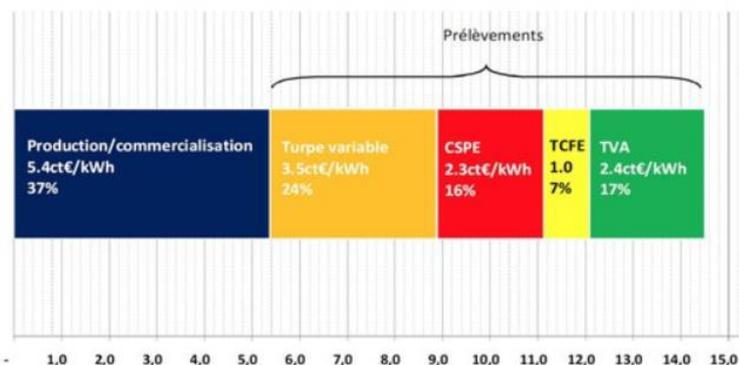


Figure 70: Décomposition du prix du kWh TTC d'électricité dans le tarif bleu 6 kVA de base c€/kWh (Rapport CRE 2017 sur l'Autoconsommation en France)

Pour pouvoir vendre l'électricité à un prix attractif, inférieur à celui des fournisseurs classiques, le producteur doit donc vendre à maximum de 4 à 6c€/kWh (partie bleue du graphique ci-dessus). Suivant le LCOE précédemment calculé, un tel prix n'est possible que si des subsides viennent compléter ce tarif ou si la collectivité accepte de racheter l'énergie plus cher.

<sup>11</sup> Tarif d'utilisation du réseau public électrique français qui est instauré par la Commission de régulation de l'électricité. Dans le cas d'une opération d'Acc, le Turpe peut être variable suivant le modèle de partage

La figure ci-dessous est tirée du rapport de la CRE du 25 juillet 2017 sur l'Acc et son développement. Il reprend les dispositifs de soutien à l'Autoconsommation individuelle et collective.

Puissance installée	Tarif d'achat du surplus	Exemption de CSPE si sur le même site	Rémunération de l'énergie autoconsommée	Prime d'investissement
0 - 3 kWc	100 €/MWh	oui	∅	400 €/kWc
3 - 9 kWc	100 €/MWh	oui	∅	300 €/kWc
9 - 36 kWc	60 €/MWh	oui	∅	200 €/kWc
36 - 100 kWc	60 €/MWh	oui	∅	100 €/kWc
100 - 500 kWc	Selon appel d'offres	oui	Selon appel d'offres	∅
500 - 1 000 kWc	∅	oui	∅	∅
> 1 000 kWc	∅	non <sup>11</sup>	∅	∅

Figure 71 : Tableau de mécanisme de soutien à l'autoconsommation (Rapport CRE 2017)

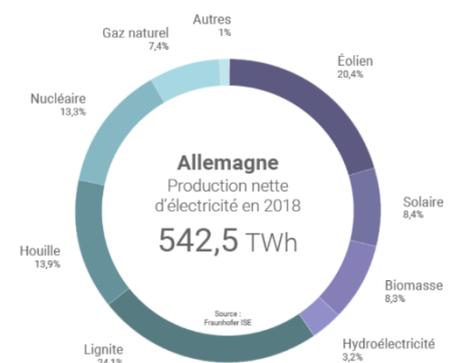
La France lance depuis 2016 des appels d'offre selon des gammes de puissances limitées et à plusieurs tranches d'octrois visant au développement de projets collectifs, ceux-ci devant répondre à une exigence de 50% de Tacc (Taux d'autoconsommation collectif) au minimum. Entre 2017 et 2020, 9 périodes de chacune 50 MW étaient disponibles à soumettre à projet, les lauréats de ces appels pouvaient bénéficier d'un contrat de complément de rémunération qui rémunèrent aussi bien l'énergie autoconsommée par les participants localement que le surplus renvoyé hors de l'opération d'Acc. Bien sûr la première étant mieux rémunérée que la seconde. Ces projets en revanche ne recevaient pas de prime à l'investissement.

## L'Allemagne

L'Allemagne figure parmi les premiers pays ayant investi massivement dans les énergies renouvelables décentralisées. Près de 1.5 million d'autoconsommateurs soit 107 fois plus qu'en France avec une production de 2TWh soit 5.6% de la production d'électricité du pays. Avec un prix du marché de l'énergie électrique qui vacille autour de 31c€/kWh, la parité du réseau est largement atteinte pour le modèle Allemand.

A titre d'exemple, nous sommes encore loin de nos voisins Allemands qui en 2018, ont compté une production photovoltaïque de 45,7 TWh, soit 8,4% de leur production totale, et 20% de leur production renouvelable totale (sa production verte majoritairement occupée par l'éolien). L'Allemagne est le pays européen qui est à la première position en production d'énergie renouvelable, mais se retrouve aussi au premier rang des plus gros consommateurs d'électricité.

Pour les prosumers, quelques barrières se sont levées, avec une imposition que 10% de l'énergie soit autoconsommée cherchant à empêcher le surdimensionnement des installations des particuliers.



Selon l'étude menée par Agora-energiwende<sup>12</sup>, pour le secteur résidentiel, seul 1 kWh sur 4 fourni par le réseau électrique pourrait être substitué par une énergie autoconsommée, de par la consommation nocturne encore fortement présente en Allemagne et du marché encore stagnant des batteries. Et ce chiffre est encore plus bas pour le secteur commercial, agricole et alimentaire estimé à 13% de la consommation totale qui pourrait être fourni par une installation autoproduction.

Les nouveaux prosumers ayant une puissance supérieure à 10 kWc doivent participer depuis 2014 au financement de la politique renouvelable du pays (EEG<sup>13</sup>), à hauteur de 40% via un prélèvement sur la facture, une mesure similaire que nous voyons en Belgique. Les installations à plus faible puissance en sont pour l'instant exemptés. L'année 2020 annonce une augmentation générale de la facture d'électricité notamment sur la part des cotisation et taxe de l'état représentant 52% de la facture totale, soit 6,48 c€/kWh, contre 3,1 c€/kWh à Bruxelles (regroupant coût de l'énergie verte et la surcharge Elia). Cette Augmentation est principalement liée au déploiement des parcs éoliens off-shore dont le coût est répercuté sur les consommateurs, c'est un cas similaire que nous vivons également en Belgique.

#### Qu'en est-il des mécanismes de soutien en Allemagne sur l'Ac ?

Jusqu'en 2012, un bonus était octroyé pour chaque kWh autoconsommé par le producteur (3 à 6 c€/kWh), la décision de mettre fin à cette prime fut motivée par la parité du réseau ayant été atteinte en 2016. Maintenant, le seul soutien à l'autoconsommation se fait via un tarif de rachat pour chaque kWh revendu sur le réseau ou via une possibilité de revente à un autre particulier.

#### La vente sur le réseau du surplus

Point de vue de la vente sur le réseau électrique, le prix de vente est en baisse atteignant 12.5c€/kWh, soit moins de la moitié du prix du marché, et assez proche du coût de production LCEO d'une installation. Si ce prix de vente venait s'écarter vers le bas du LCEO, l'incitation à l'autoconsommation prendrait du sens.

Il est à noter que L'Allemagne comme la France ont instauré une obligation de rachat du surplus non autoconsommé sur une période entre 10 et 20ans. La question aujourd'hui est que se passera-t-il du surplus une fois cette période atteinte. Une voie à la vente sur un réseau local ou bien l'ouverture au marché de détail moins attractif ?

---

<sup>12</sup> <https://www.agora-energiwende.de/en/press/news-archive/rooftop-solar-very-attractive-but-its-potential-is-limited/>

<sup>13</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz est une surcharge sur la facture d'électricité des consommateurs allemands pour le financement de la politique bas carbone du pays, elle peut être comparé à la contribution aux énergies renouvelable présent sur notre facture belge. Elle représente 21% de la facture allemande et un dernier rapport de Energiwende a indiqué une future augmentation de 1 à 4 % pour l'année 2020.

### L'Acc en Allemagne ?

Depuis 2017, tout prosumer peut revendre son énergie à un autre consommateur sur un marché locale. Voici deux possibilités pour vendre l'énergie ;

- « *Commercialisation directe* » en passant par le réseau et donc s'acquitter du EEG et du tarif d'utilisation du réseau.
- « *Livraison directe* » En vente directe où là le producteur ne devra s'acquitter que du EEG. Exemple d'un immeuble à appartements qui fournirait les locataires via une installation PV sur le toit de l'immeuble

L'Allemagne a aussi autorisé la possibilité de revendre l'électricité d'un immeuble à un autre bâtiment à proximité par l'intermédiaire d'un réseau privé. Le but étant de diminuer un maximum le surplus sur les réseaux publics, et donc on se retrouverait également dans le cas d'une livraison directe.

Alors que les subventions à l'Ac individuelle n'existeraient plus pour les nouvelles installations, une subvention à l'Acc est disponible pour tout kWh revendu localement.

Voici un exemple pour un cas de vente dans un même immeuble possédant au moins 40% de surface locative (on permet donc des logements mixtes). La subvention s'élève entre 3,7c€/kWh (<10kWp) à 2.11 c€/kWh (<100kWp ). Elle permet de couvrir le risque que des locataires ne participent pas à l'opération Acc mais également de faire diminuer le prix de l'énergie revendue pour qu'elle soit au moins à 10% inférieure à celle du marché, ce dernier paramètre est requis pour bénéficier de la prime. 10% représenterait actuellement un rachat pour un consommateur autour de 27,9c€/kWh.

Le prix de vente local sera soumis à TVA et à EEG (pas de tarif réseau) comme montré au schéma figure 19, pour une durée d'octroi de 20 ans.

Cette prime cherche à développer l'Acc et de réduire au maximum le périmètre de l'opération et ainsi l'utilisation du réseau.

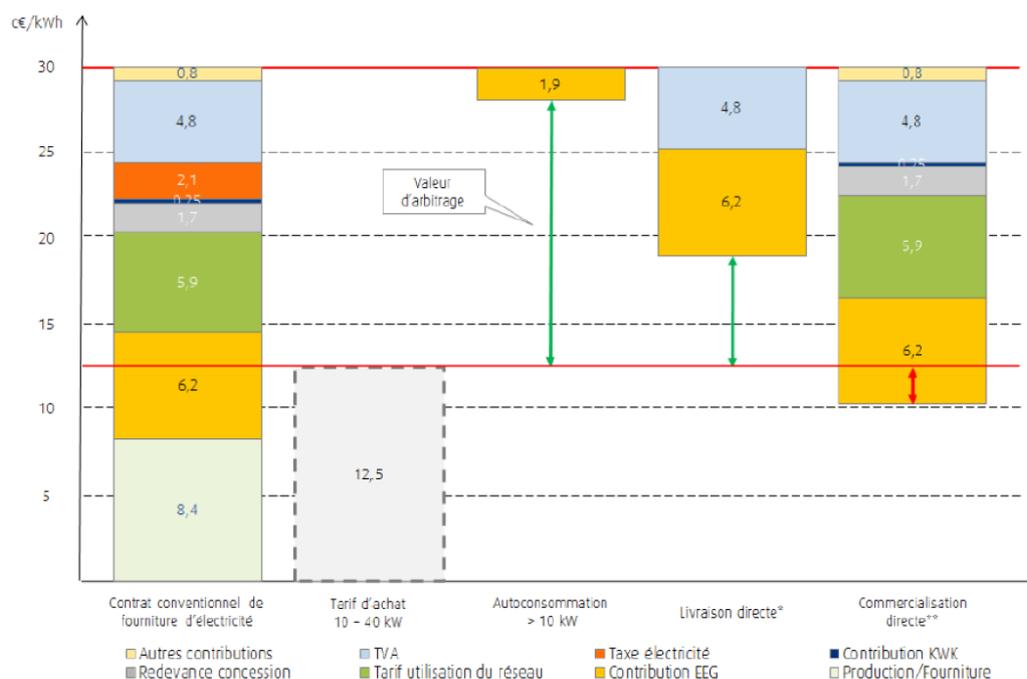


Figure 72: Pour l'Allemagne : « Schémas de valorisation de l'électricité produite par rapport au tarif résidentiel moyen d'électricité (3 500 kWh) au 1er avril 2015 pour une installation PV de 10 à 40 kW mise en service avant fin 2015 » (Boyette & Chapon, 2016, p.

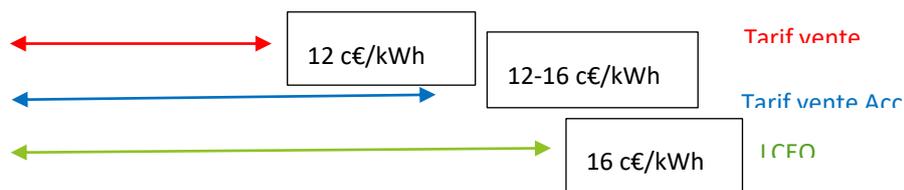
Ce schéma précédent résume les différentes possibilités en Allemagne pour un prosumer de revaloriser son énergie, voyant par-là les tarifs qui sont appliqués ou non pour chaque kWh suivant la trajectoire choisie. Plusieurs points sont intéressants à relever :

- Comparé à la facture traditionnelle de consommation, c'est le modèle de vente directe qui se démarque le plus, donnant la possibilité au producteur de revendre son surplus à un prix supérieur au tarif de rachat de base (12,5c€/kWh), devant néanmoins s'acquitter du tarif EEG et de la TVA.
- Dans l'ensemble des cas proposés, une TVA s'applique pour chaque cas de revente, même sur la vente directe, approchant les 16% du montant total. Il serait bon d'évaluer l'incidence sur la recette fiscale de l'état si l'on venait à diminuer la taxation sur une énergie revendue entre particulier dans un objectif de transition énergétique.
- Un prosumer (P>10kWp) doit également participer à la EEG, même pour ses propres kWh autoconsommés, un paramètre supplémentaire à considérer pour le calcul du LCOE. En Belgique cette subvention n'est appliquée que sur la partie fourniture, or avec la venue d'une taxe prosumer ou un tarif proportionnel à la consommation, une participation sur la partie autoconsommée n'est pas jugée nécessaire. De plus si l'on fait référence au texte européen article 21\* « sont autorisés à consommer, dans les limites de leurs locaux, l'électricité renouvelable qu'ils ont eux-mêmes produite sans être soumis à des redevances, droits ou taxes » ce qui laisse à sembler que la commission européenne n'est pas en faveur d'un tarif appliqué à une énergie autoconsommée sur place. Plus encore dans le paragraphe 68, il est mentionné « Les

*autoconsommateurs d'énergies renouvelables ne devraient pas être exposés à des coûts ou des charges disproportionnés ou discriminatoires ni à des frais injustifiés. Il y a lieu de tenir compte de leur contribution à la réalisation de l'objectif en matière de climat et d'énergie et des coûts et avantages qu'ils engendrent dans le système énergétique en général ».*

- La vente commerciale directe subissant les charges de réseau et surcharges, similaires à une facture normale, ne permet pas au producteur de pouvoir bénéficier d'un meilleur revenu que le prix de rachat de base. Si ce tarif de rachat venait à diminuer, cela pousserait à l'autoconsommation collective.

Mais il faut aussi veiller à ce que ce prix de vente en Acc reste en dessous du coût de production sinon on inciterait plus le prosumer à d'abord autoconsommer un maximum son énergie avant de penser à revendre le surplus produit. Cette incitation pourrait se faire via une obligation d'autoconsommation individuelle comme appliquée en Allemagne (amené à 10%) qui pourrait être vue à la hausse vers 37.5% en Belgique suivant les valeurs estimées d'Ac individuelle fourni par la Cwape pour le calcul de la future taxe prosumer. Ou via un tarif contrôlé comme ci-dessous schématisé brièvement mettant un ordre dans le prix de vente des différents mécanismes. L'inconvénient de cette deuxième possibilité est que ces prix de ventes pourraient varier suivant le marché de l'énergie, et donc difficilement contrôlable.



### Compteurs communicants

L'Allemagne a inscrit dans sa loi sur la transition énergétique l'encouragement à l'utilisation des compteurs communicant pour l'ensemble des consommateurs, mais nous ne savons pas exactement comment est dirigé le déploiement de ceux-ci, obligation pour les nouveaux consommateurs ou producteurs, qu'en est-il pour les anciens doivent-ils se voir l'imposer... Sachant qu'un projet d'Acc est difficilement réalisable sans une connaissance précise des kWh transitant sur les lignes, nous pensons que dans les projets d'Acc un compteur communicant doit être installé, moyennant un temps de comptage compris entre 15 min et 1 heure.

## 16.12 Rapport IEA sur l'autoconsommation

L'auteur du rapport de l'IEA a identifié 5 modèles qui sont généralement les plus rencontrés dans le monde, chacun pouvant être financé par les mécanismes d'aides précédemment discutés.

L'application d'un modèle peut différer d'un pays à un autre suivant le prix de l'énergie, le coût de l'installation, l'environnement.

		A	B	C	D	E	
		Self-consumption with constraints	Self-consumption with a FIT	Net-billing	Net-metering	Self-consumption with premium	
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes	Yes	Not compulsory	Yes	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill	Savings on the electricity bill	Production revenue minus consumption costs	Savings on the electricity bill	Savings on the electricity bill + premium
	3	Charges to finance T&D	Yes	No	No	No	No
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	No remuneration	Feed-in Tariff	Feed-in tariff	Retail electricity prices	Feed-in Tariff
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time	Real-time	Could be > 1 year	Could be > 1 year	Real-time
	6	Geographical compensation	-	-	Could be virtual	Could be virtual	-
	7	Regulatory scheme duration	Unlimited	Limited (e.g. 20 years for the FIT)	Could be limited	Unlimited	Limited (e.g. 20 years for the FIT)

Figure 73: les 5 modèles proposés par le rapport de l'IEA

**Le Modèle A** est le modèle le plus simple à appliquer mais le moins sécurisant pour les investisseurs. Il ne permet d'économiser uniquement sur la partie autoconsommée, poussant à bien dimensionner l'installation et autoconsommer un maximum. La contrainte ajoutée à ce modèle est la charge pour financer le réseau. Il s'apparente au modèle Espagnol.

**Le Modèle B** est plus proche du modèle Français qui permet aux autoconsommateurs de bénéficier d'un tarif de rachat sur l'injection garanti sur 20 ans. Ce tarif peut être inférieur au prix du marché de l'électricité (énergie+réseau) pour inciter à l'autoconsommation.

**Le Modèle C** reprend une compensation sur la facture par une revente de l'injection au fournisseur d'énergie durant une période précise qui la compensera par la suite avec l'achat d'énergie effectué durant la même période par le soutirage du prosumer sur le réseau.

**Le Modèle D** est une compensation de l'excès d'énergie avec la consommation durant une période donnée. L'excès d'énergie est donc « revendu » au fournisseur au même prix que l'électricité qui peut être soutiré. La compensation s'arrête à la nullité. C'est le modèle appliqué en Région Wallonne et Flamande.

**Le Modèle E** est un système où généralement, la parité du réseau n'est pas atteinte et donc le projet peut bénéficier d'un bonus qui sera appliqué soit sur la partie autoconsommée, soit en ajoutant un bonus sur la vente d'énergie, parfois atteignant un prix de vente supérieur au marché de l'électricité (retail electricity price).

Pour les cas A,B,C et D, l'hypothèse que la parité du réseau est atteinte permet une rentabilité ( LCOE < Prix du détail de l'énergie)

Pour le modèle E, la parité du réseau n'étant pas atteinte, la prime est donc nécessaire.

## 16.13 Paramètres incitants au déploiement de l'Acc

### 16.13.1 La chute des prix du photovoltaïque

Le coût des installations s'est vu diminuer en flèche ces dernières années (coût investissement en 2008 était de 8.500€/kWc contre 2.700€/kWc en 2016). Energie Wallonie indique aujourd'hui que le prix d'un système photovoltaïque raccordé au réseau (HTVA, installation comprise) se situe entre **1 € et 1.5 €** par Watt crête selon la taille de l'installation, le type de toit (plat, incliné) et le type de pose choisi.

Cela correspond donc à un prix d'environ :

- 8 000 € pour un système de 5 kWc (production d'environ 4 250 kWh/an)
- 14 000 € pour un système de 10 kWc (production d'environ 8 500 kWh/an)
- 115 000 € pour un système de 100 kWc (production d'environ 85 000 kWh/ an).

L'investissement dans une unité de PV est de plus en plus rentable. Les différents gouvernements ne voient donc plus la nécessité de fournir des aides supplémentaires, primes et mécanismes de soutien.

⇒ L'Autoconsommation collective pourrait ici venir remplacer en partie certaines de ces aides et diminuer la période de retour sur investissement pour les producteurs.

### 16.13.2 Le tarif de rachat du réseau public

Nous pouvons faire le lien avec le chapitre 6 précédemment abordé faisant référence à la parité du réseau ayant été atteinte dans certains pays européens, la nécessité d'autoconsommer sa propre énergie pousse les consommateurs à changer leurs habitudes de consommation. Cette autoconsommation individuelle visant donc à être augmentée, ne permet pas dans bien des cas à atteindre un Tac de 100% sans disposer de moyen de stockage. Ce qui signifie qu'une partie de l'énergie sera vendue sur le réseau à un prix, bien souvent égale au marché net de l'énergie (5 à 6 c€/kWh), restant inférieure au coût de production. Or l'Acc serait un moyen de valoriser un surplus non autoconsommé par le producteur à un tarif supérieur au prix du marché, se rapprochant ou égalisant le LCOE de l'installation (9-13c€/kWh).

### 16.13.3 L'évolution du prix de l'énergie

Le coût de l'énergie en Belgique qui ne fait qu'augmenter depuis ces dernières années, en 10 ans + 60% en moyenne, et une augmentation de 9% entre l'année 2018 et 2019. La Belgique est d'ailleurs classée à la troisième place des pays les plus chers en Europe pour l'énergie. Une ascension qui peut s'expliquer par plusieurs incitants :

1. Un développement plus important de l'investissement d'unité de production dans l'énergie renouvelable et intermittente, accompagné de l'arrêt programmé de certaines centrales nucléaires. L'obligation de rachat de CV des fournisseurs se répercute sur la

facture des utilisateurs finaux sous forme de redevance fédérale pour la partie distribution et transport et sous forme de « coût de l'énergie verte » pour la partie fournisseur.

2. Ensuite la politique nucléaire étant actuellement sujet à débat et les nombreux arrêts engendrés par les centrales (hiver 2018-2019) ont souvent donné lieu à une dépendance dans l'importation d'électricité pour satisfaire à ses besoins et éviter le « black-out ». L'offre et la demande mènent bien souvent à des tarifs de rachat internationaux plus importants.
3. L'augmentation du coût du réseau (+7,5% en Wallonie et +3% à Bruxelles entre 2018-2019).

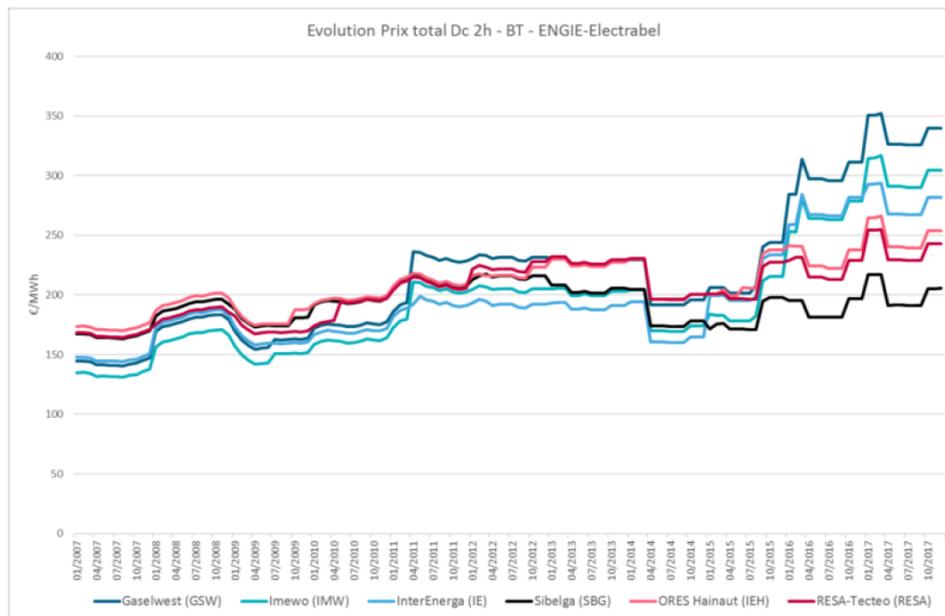


Figure 74 Evolution du prix de l'électricité taxe comprises pour un consommateur résidentiel en Belgique suivant la région pour le fournisseur ENGIE-Electrabel entre 2007 et 2017

⇒ Le coût du kWh atteint donc ici 25 à 30c€/kWh en Belgique. Avec un coût de production photovoltaïque décroissant, l'écart sur le marché se creuse de plus en plus, offrant la possibilité d'obtenir un prix de vente plus intéressant. C'est donc un paramètre qui pourrait inciter au développement de la vente locale qu'incarne et permet les opérations d'Acc.

#### 16.13.4 Fin de la compensation

Comme nous l'avons vu, elle vise à disparaître dans les années qui viennent ou bien être modifiée pour ne plus compenser que la partie « énergie » de la facture. La période de compensation étant annuelle, elle ne pousse pas à l'autoconsommation et nous pouvons également imaginer que des prochaines mesures viendront réduire cette période de compensation à un temps réel (15min) avec l'instauration des compteurs intelligents. Cette mesure visera donc à promouvoir l'autoconsommation individuelle.

⇒ Cette mesure s’accompagnera également de la possibilité de revendre le surplus non autoconsommé durant cette période raccourcie et donc inciter à une éventuelle revente locale.

### 16.13.5 Fin du mécanisme de certificat vert

Ce mécanisme a déjà été abordé dans le chapitre 6 et se trouve bien décrit en annexe 16.3. Bruxelles est la dernière région possédant un mécanisme de CV pour les installations à puissance inférieure à 5kW. Cette aide viendrait à disparaître d’ici peu. Tout comme la fin de la compensation, cela pourrait ouvrir de nouvelles portes pour l’application de l’Acc, qui permettrait par la même occasion d’offrir une solution de profit à la vente de l’énergie des producteurs aux consommateurs locaux. Cette vente à la collectivité devra tout de même rester inférieure au prix d’autoconsommation LCEO qui encourage à l’autoconsommation dans le bâtiment, et être supérieure au tarif de rachat de l’énergie brute pour promouvoir l’Acc et l’intégration de nouveaux participants.

	CV	
Année d'installation	2020<	>2020
Région Bruxelloise	Oui durée d'octroie 10 ans	
Région Wallone	Oui( 10ans)	Non pour moins de 10kWc
Région Flamande	Non ( dernier régime en 2015 )	

### 16.13.6 L’utilisation des compteurs communicants

L’impulsion de la mise en place des compteurs communicants par l’Union européenne a poussé la Belgique a retranscrire dans son Plan National Energétique Climat une volonté du déploiement de ceux-ci

*« Le déploiement des compteurs numériques garantira que les citoyens contribueront également à la flexibilité et à la sécurité de l’approvisionnement. Le fonctionnement du marché sera adapté pour mettre en place le cadre qui permettra de garantir la sécurité de l’approvisionnement pendant la transition énergétique, et ce au moindre coût. » PNEC 2019*

Les Compteurs communicants également appelés « smart meter » sont jugés nécessaires à l’instauration d’une opération d’autoconsommation collective. Chaque participant, qu’il soit producteur ou simple consommateur, verrait ses flux d’énergie comptabilisés et enregistrés sur des pas de temps très court (15min). C’est cette capacité-là qui est nécessaire pour l’Acc, notamment dans le procédé de répartition des autoproductions entre les participants. Vous pourrez retrouver en Annexe 16.6 un descriptif des avantages que peut donner un compteur communicant et ce qu’on pourrait lui reprocher.

Le déploiement des compteurs intelligents, comme l’est effectué depuis quelques années à Bruxelles et en Flandre, permet facilement de mettre en place des opérations d’autoconsommation collective, un simple courrier au gestionnaire de réseau lui permettra d’utiliser les capacités de votre compteur pour rentrer dans une opération.

### 16.13.7 Les directives européennes

Les directives européennes donnent des objectifs à atteindre pour les pays membres moyennant un délai pour la retranscription dans leurs propres textes de lois. Deux d'entre elles nous intéressent concernant l'autoconsommation collective et les nouvelles notions de Communauté d'énergie Renouvelable (CER) et de Communauté énergétique citoyenne (CEC)

- **(UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL** du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE.
- **(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.

Ces deux directives reprennent ensemble des paragraphes et articles concernant directement l'instauration de ces différentes communautés qui doivent être permises dans chaque pays membre ainsi que les droits, devoirs et obligations de celles-ci. Les Etats-membres doivent dorénavant transposer ces textes au sein de la législation nationale et régionale de manière à pouvoir autoriser et encadrer l'Acc. Différents paragraphes intéressants ont été sélectionnés et surlignés en **Annexe 16.9**.

### 16.13.8 Pacte énergétique interfédéral et PNCE

Le Pacte énergétique interfédéral définit les ambitions communes pour la transition énergétique en Belgique et est reconnu par les trois Gouvernements régionaux et le Gouvernement fédéral. Le Pacte interfédéral a donc inspiré l'élaboration des différents plans spécifiques aux régions, considéré aussi comme la base solide du Plan national intégré Énergie-Climat.

Celui-ci fut rédigé par les 4 ministres de l'énergie du pays visant à fixer des objectifs qui répondraient aux Objectifs des accords de Paris 20/20/20 mais également à une première retranscription des attentes des directives mentionnées ci-dessus. En effet la Belgique s'est engagée dans la sortie du nucléaire pour d'ici 2025 avec une augmentation de la part des Enr dans le mixte énergétique Belge porté à 40% d'ici 2030 et 100% en 2050, alors que l'on estimait en 2016 à 14% la part des Enr.

Les 4 piliers fondamentaux de ce pacte doivent être constamment intégrés dans toutes les mesures mises en œuvre sur le territoire à savoir :

- **Garantir une énergie sûre, durable et abordable** : *(le principe de l'Acc serait de convenir à un prix fixe, sûr et équitable pour chaque participants)*

- **Placer le citoyen au cœur du système énergétique** : *(Les participants seraient au cœur même de l'opération, ils conviendraient ensemble de l'organisation, des prix, des votes...).*

**- Maintenir les coûts du système à un niveau abordable pour tous :** (*L'enjeu principal serait de permettre aux personnes en précarité énergétique de pouvoir bénéficier d'un prix plus bas que celui du réseau tout en satisfaisant un revenu normal aux producteurs*).

Ce pacte reprend une succession de mesures qui devront être prises pour répondre aux objectifs climatiques et énergétique fixés. On y retrouve notamment des mesures pouvant être rattachées à l'Acc :

*« Favoriser le déploiement des sources de production décentralisée en visant la maximisation du bien-être collectif via notamment l'encadrement de l'autoconsommation, des modèles d'autoconsommation collective et local et le développement de micro-réseaux en vue de cette maximisation »*

Le Plan National Energie Climat mentionne également de nombreux texte où l'Acc s'intègre parfaitement.

*« Des solutions seront recherchées pour le besoin accru de flexibilité en alignant l'offre et la demande, en intégrant le secteur du stockage, en élargissant les interconnexions entre les pays et en rendant les réseaux énergétiques plus intelligents, en créant des communautés énergétiques et en créant des opportunités pour économiser de l'énergie. »*

Nous considérons que ce Pacte et l'ensemble des plans énergie climats instaurés dans chaque région et au niveau fédéral seront bien évidemment des atouts dans le développement de l'Acc.

### **16.13.9 La lutte contre la précarité énergétique**

La précarité énergétique n'est pas un fait isolé, elle fait partie de la pauvreté et se retrouve bien souvent concentrée sur des zones spécifiques du territoires. Les communes des différentes villes belges cherchent à développer des outils qui permettront de lutter contre cette problématique notamment en diminuant les charge des factures énergétique auxquelles doivent faire face chaque mois ces personnes concernées. La diminution des besoins en énergie peut être réalisée par des mesures de renforcement de l'isolation des logements, une meilleure efficacité des systèmes de chauffage et enfin par une intégration des énergies renouvelable à bas prix. Nous pensons que l'Acc peut convenir parfaitement, par une opération entre les communes et les logements sociaux. Pour exemple, la commune d'Ixelles est intéressée de réaliser un projet pour équiper la toiture de ses logements sociaux en panneaux photovoltaïques, pour revendre au prix le plus bas, l'énergie autoproduite à ces bailleurs. La démarche viserait également à mettre en place une sensibilisation dans l'utilisation rationnelle de l'énergie et la consommation intelligente.

Suivant la figure 68, nous pouvons constater que le nombre de client sociaux en Belgique contractant un tarif social pour l'énergie auprès des fournisseurs augmente, le tarif social également atteignant aujourd'hui 17,96c€/kWh en moyenne en Belgique. La disproportion entre les régions est due au prix variable du marché de l'électricité. Il serait intéressant pour une opération d'Acc de pouvoir atteindre un tarif proche de celui-ci voir même être atteint par des subsides de la région ou de la commune pour faire bénéficier de l'énergie moins chère à ceux qui en ont besoin.

ELECTRICITE	02.2013				02.2019			
	BE	VL	BR	WAL	BE	VL	BR	WAL
Nombre de clients sociaux (clients protégés)	394.877	196.076	55.509	143.292	451.335	214.739	92.768	143.828
Tarif social (all in en c€/kWh)	16.76	16.74	16.72	16.83	17.96	17.83	17.99	18.06

Figure 75: Evolution de clients protégés et du tarif social Electricité

L'un des points qui doit porter attention dans cette démarche sera le contrôle des paiements des participants qui par ce fait est actuellement régie par le fournisseur de réseau principal. En Flandre entre 2013 et 2018 le nombre de contrats résiliés pour défaut de paiement a considérablement augmenté, passant de 78.500 à 87.000 (*source rapport PNEC*). Ce qui serait également un risque pour une opération d'Acc qui devrait également s'occuper de la surveillance des paiements sur la partie autoconsommée localement des participants. Mais nous pensons que dans la mesure où chaque participant, PMO et consommateurs, seraient locaux, la conscientisation au paiement serait encore plus renforcée, le lien social étant parfois plus forts.

Mentionné également dans la directive européenne suivant l'article 22 paragraphe 4 :

*« la participation aux communautés d'énergie renouvelable est accessible à tous les consommateurs, y compris les ménages à faibles revenus ou vulnérables ».*

### 16.13.10 La synchronisation des besoins et de la production

L'autoconsommation collective ne cherche pas une indépendance totale vis-à-vis du réseau. Une autonomie impliquerait de disposer de capacités de production et de stockage significatives, et de maintenir une stabilité d'un système isolé rendant complexe la chose. En Belgique, la totalité des autoconsommateurs alterne entre autoproduction et soutirage sur le réseau, la production ayant lieu durant les périodes d'ensoleillement, et les consommations nocturnes indispensables.

L'autoproduction et l'autoconsommation varient suivant les périodes de l'année, près de deux tiers à trois-quarts de l'énergie autoconsommée l'est pendant les heures d'été et entre un tiers et un quart en hiver. Ensuite à l'échelle journalière, la pointe de soutirage local a généralement lieu le soir, les consommateurs préparant le souper, faisant tourner les machines. *« A la Réunion, on parle même de pic de la marmite à riz, faisant référence à l'appareil électrique nécessaire à la cuisson du riz ».*

L'autoconsommation collective ne permet malheureusement pas de soulager le réseau s'il n'y a pas de déplacement des consommations ou de moyens de stockage à court terme.

Cependant suivant certains secteurs d'activités (le tertiaire, les zones touristiques, les zones de commerces), l'autoconsommation a tout son sens, et permettrait de limiter l'appel de

demande en journée. En ces heures généralement où l'énergie issue de production centralisée est la plus chère. L'autoconsommation se concentre donc en général à des heures de consommation importante à l'échelle de la journée, mais à des heures de consommation modérée à l'échelle de l'année.

C'est aussi pendant ces périodes que se concentrent en général les injections de surplus : la plupart des autoconsommateurs n'autoconsomment pas la totalité de leur production, et en injectent une partie sur le réseau. Or des contraintes sur le réseau peuvent être générées par les synchronismes des baisses de consommation et des injections de surplus. S'ajoute à cela un prix du marché aussi parfois plus élevé en journée pour les clients ayant proscrit notamment un contrat bi-horaire, dans le cas d'une journée ou période moins productive et suite à un déplacement des charges en mi-journée, les participants verraient leurs factures considérablement augmenter. Un pilotage intelligent permettrait donc de limiter cet incident, mais moyennant un investissement.

L'évaluation d'un projet d'Acc en termes de taux d'autoconsommation doit donc être étudié en amont, par l'observation des courbes de consommation qui permettraient de pointer certains comportements qui pourraient être éventuellement modifiés ou même déplacés (chauffe-eau électrique fonctionnant aux heures d'ensoleillement, la machine à laver programmée à midi,...).

⇒ *L'Acc permettrait donc de réduire les pics de soutirage et d'injection sur un réseau à forte consommation si celle-ci reste parfaitement coordonnée avec les participants, maximisant les échanges d'informations concernant les profils de consommation et de production de chacun. Or il pourrait également induire de nouveaux pics de consommation localisée en journée dans le cas de non-production.*

### 16.13.11 Entrée et sortie des consommateurs

Ce paramètre peut être accentué dans le cas où nos projets sont situés en ville, dans des quartiers où de nombreux participants pourraient être locataires. Nous savons que les locataires peuvent changer de nombreuses fois de logement pour diverses raisons, (agrandissement familial, changement de localisation de travail, fuite des villes...)

Une opération d'Acc doit donc prévoir que certains participants doivent pouvoir sortir et rentrer aussi facilement qu'ils peuvent. Néanmoins ces variations de charge pour une opération pourraient engendrer deux inconvénients :

Le premier serait une variabilité du surplus autoproduite qui doit être vendue à la communauté par le(s) producteur(s), ce qui ne permettrait pas d'avoir une certitude de la période de retour sur investissement des installations de production si les bénéfices de la vente rentrent en compte dans le calcul de rentabilité. Il devra souscrire une seconde possibilité de vente avec un fournisseur en cas de non consommation de son énergie, celle-ci à un prix bas du marché.

Vu sous un autre angle, on peut y voir aussi un risque pour les consommateurs si un producteur sort du projet ou si un trop grand nombre de consommateurs l'intègre, de voir la

part attribuée à chaque consommateur varier constamment, et donc ne pas savoir exactement quelle quantité d'énergie chacun pourra disposer en période de production, et donc comment en adapter son déplacement de charge

Cette question est en effet sujet à débat et les retours d'expérience des projets pilotes permettront d'évaluer cette incidence. Néanmoins nous retenons que pour inciter d'avantage les intéressés à participer à une opération, la possibilité d'intégration et de rétraction doit être permise et rendu facile mais une limitation du nombre d'individus participant devra certainement être envisagée dans certains cas

### 16.13.12 Taxes, surcharge et charge du réseau

*« Le fait que le réseau « voit » l'électricité autoconsommée implique principalement deux choses, de une, l'électricité qui y transite doit servir au financement du réseau et de deux elle va inévitablement être soumise à certaines taxes. Pour ces deux raisons, l'électricité autoconsommée dans une opération d'Acc reviendra plus cher à l'autoconsommateur que dans le cas d'une autoconsommation individuelle. Ce manque à gagner représente donc une légère faiblesse dans le développement des projets d'Acc et il convient donc de trouver la bonne formule pour que cela ne limite pas trop la rentabilité de ces opérations. » H. Moreau*

Pour une majorité de pays membres de l'UE, une taxe relative à la transition énergétique est appliquée sur la facture des consommateurs. Celle-ci figure au sein de la partie coût de l'énergie « coût de l'énergie renouvelable » et également à travers les frais de transports appliqués par Elia sur le financement notamment des projets Off-shore. A Bruxelles il s'agit d'une redevance régionale correspondant à 3,2% de la facture d'électricité. Actuellement la suppression de ces surcharges pour des opérations d'autoconsommation collective n'est pas envisagée par le régulateur, or elles pourraient être un levier important pour atteindre un prix attractif, sachant de plus que le partage d'énergie renouvelable localement répondant aux exigences européennes. Mais tout comme pour le coût du réseau, la diminution d'un côté de la facture pour certains, ne fera qu'engendrer une augmentation pour d'autres qui ne bénéficient pas d'autoconsommation. Nous pourrions alors envisager, que dans le cas de projet pilote contenant encore relativement peu de consommateurs sur la globalité des clients belges de fournisseur, une exonération pourrait aider à l'Acc dans les premières années et éventuellement comme l'a fait l'Allemagne, un pourcentage de réaffectation de ces charges pourrait revenir annuellement en passant de 0 à 100% suivant l'évolution du marché, la baisse des prix du PV et la rentabilité des installations.

Ensuite dans le cas où la transition de l'énergie s'effectue au travers du réseau public donnera lieu également à une tarification spécifique relative à son utilisation. Nous verrons plus loin comment évoluera cette tarification au travers des projets qui peuvent être mis en place. Mais il est intéressant de noter qu'un tarif trop important peut nuire à la réalisation d'un projet d'Acc. C'est donc une concertation avec le gestionnaire de réseau et le régulateur qui permettra de déterminer un juste prix pour les opérations d'Acc à venir.

La TVA à 21% est aussi une question que plusieurs acteurs du secteur de l'énergie se sont posés. Une diminution à 6% pour l'énergie renouvelable permettrait d'économiser jusqu'à

2c€/kWh, et une annulation de celle-ci jusqu'à 3c€/kWh. Bien évidemment, pour une question d'équité il ne serait pas juste de l'annuler complètement, nous suivons la réflexion prise aux autres charges discutées ci-dessus. Mais comme cette TVA s'applique sur différentes parties de la facture, elle pourrait descendre du moins à 6% sur les parties qui concernent la contribution aux énergies renouvelables.

### 16.13.13 Gestion de l'opération

Nous l'avons vu dans l'annexe 16.11, l'Espagne permet l'Acc pour autant que le projet réponde à une série d'exigences et de conformités qui peuvent être contraignantes pour les organisateurs. En France, c'est le GRD Enedis qui a la charge de la gestion des données autoproduites et allo-produites. La CRE avait notamment indiqué que les frais de cette gestion varieraient en fonction du nombre de clients pratiquant l'Acc, il y a là une notion d'économie d'échelle. Si l'on développe tout un système de calcul de répartition de l'électricité, des coûts induits et de facturation, mais que peu de gens l'utilisent, ce système devra alors, soit être assez cher pour ceux qui veulent l'utiliser, soit-il ne sera pas rentable pour son développeur. En revanche, si les opérations d'autoconsommation collective se développent fortement, alors ces systèmes de gestion pourront être assez vite rentabilisés.

A noter que pour le cas de Bruxelles, jusqu'à maintenant la gestion n'est pas encore définie, et elle peut être effectuée à la fois pas un organisme spécialisé et indépendant que comme par le GRD Sibelga qui possède déjà des équipes compétentes dans ce domaine.

Nous pensons que pour débiter une opération en projet pilote à Bruxelles, ces frais de gestion ne devraient pas figurer pour l'instant dans les premières factures, mais il serait intéressant de pouvoir estimer les coûts de cette gestion une fois l'opération en route.

La Commission européenne a récemment rappelé dans son dernier texte sur la vision de « L'European Green Deal » « *Avec le citoyen au centre, où les citoyens prennent en charge la transition énergétique, bénéficient des nouvelles technologies pour réduire leurs factures, participent activement au marché et où les consommateurs vulnérables sont protégés.* »

### 16.13.14 Incertitude de fourniture d'énergie pour les fournisseurs

Les fournisseurs de réseau sont depuis la libération du marché, des organismes qui lient la demande en énergie des consommateurs à la production des grands producteurs d'énergie. Le travail du fournisseur est d'estimer à l'avance (24h) la quantité qu'il va devoir racheter au producteur pour subvenir à la demande des consommateurs. Or une augmentation de l'Acc pourrait provoquer une variation de la consommation des clients, et une incohérence par rapport à l'habitude de consommation. Le fournisseur pourrait donc voir son système d'achat et revente plus fragile. Actuellement, les fournisseurs d'énergie n'ont eu qu'un simple avis à communiquer au régulateur de réseau concernant l'arrivée des opérations d'Acc. Nous pensons malgré tout qu'au vu de la technologie disponible pour les fournisseurs disponibles,

communication des profils de consommation entre GRD et fournisseur, les prédictions météorologiques, une adaptation des commandes pourrait se faire raisonnablement.

Apere a mis au point un outil « Observatoire » qui estime quotidiennement la production photovoltaïque, l'estimation de la production est l'enjeu demain pour coupler différents moyens de production dépendant de la météo. De plus, l'arrivée d'un nouveau marché dans la revente d'énergie devrait aussi intéresser les fournisseurs de réseau qui pourraient offrir de nouveaux services.

16.14 Tableau CodAC

16.15 Profils de charges de la CodAC











16.16 Bilan économique Prosumers



















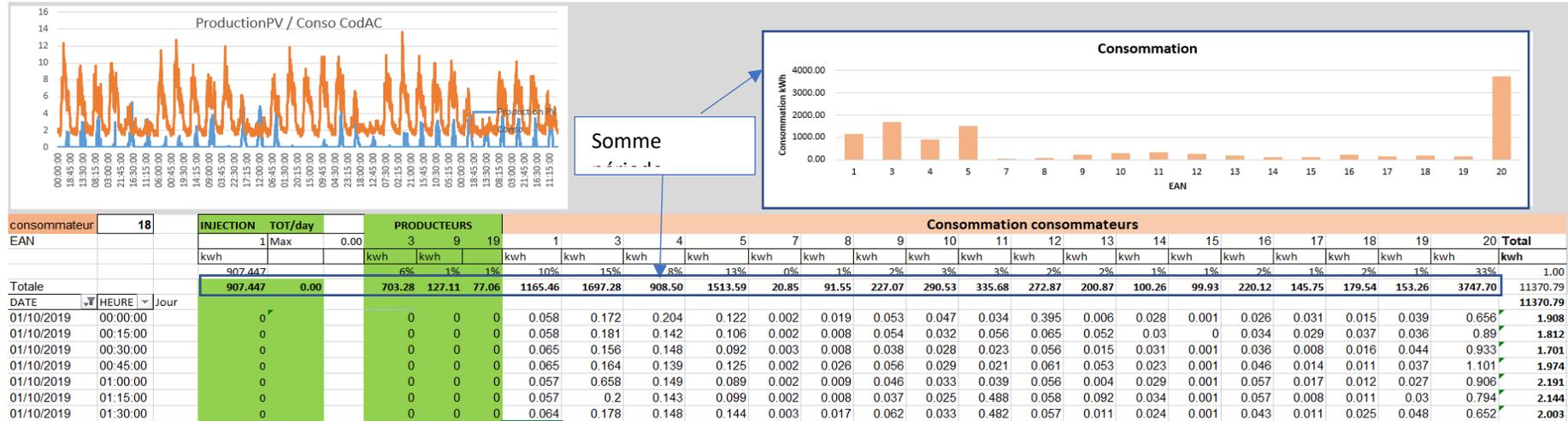


16.17 Analyse de la sensibilité de la communauté





## 16.14 Tableau CodAC (clef de répartition Cascade pour le mois d'Octobre 2019)



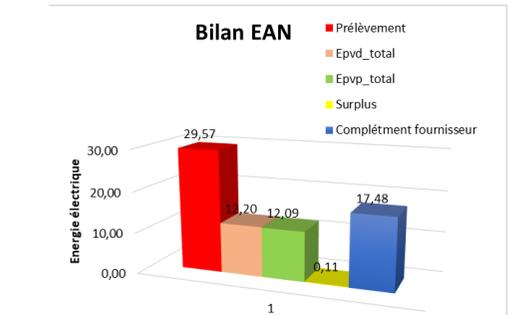
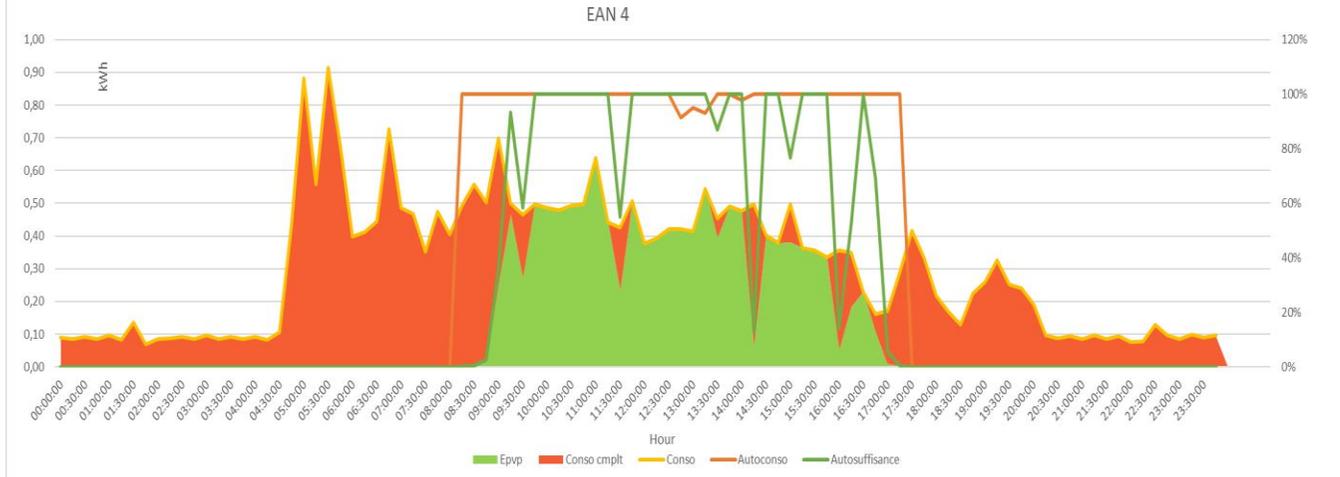
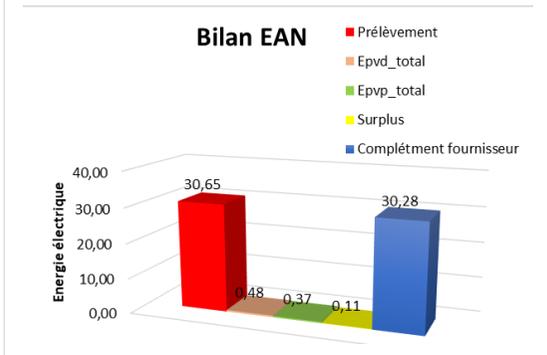
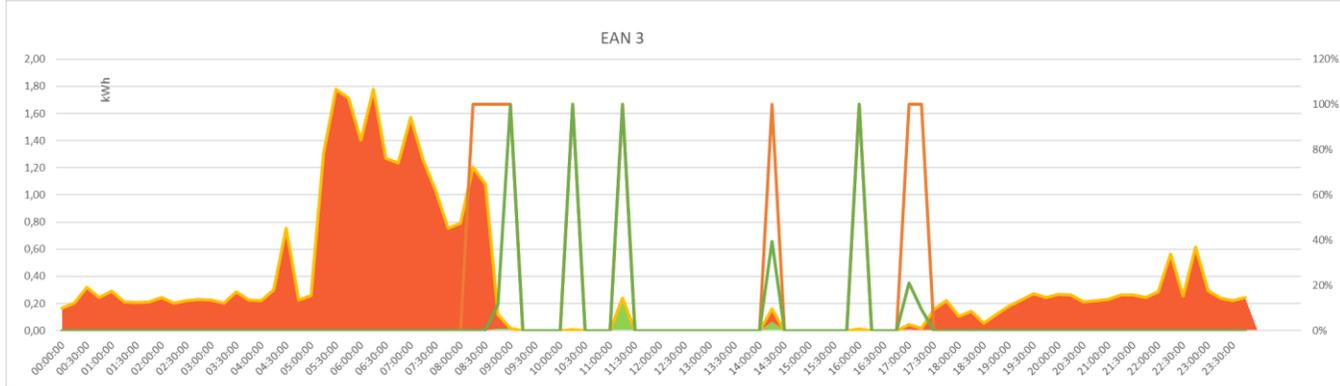
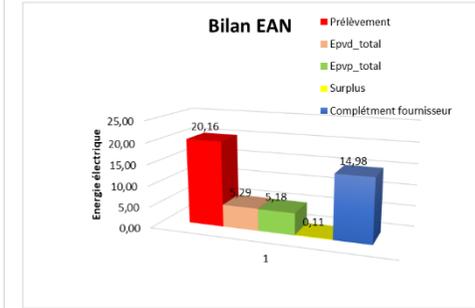
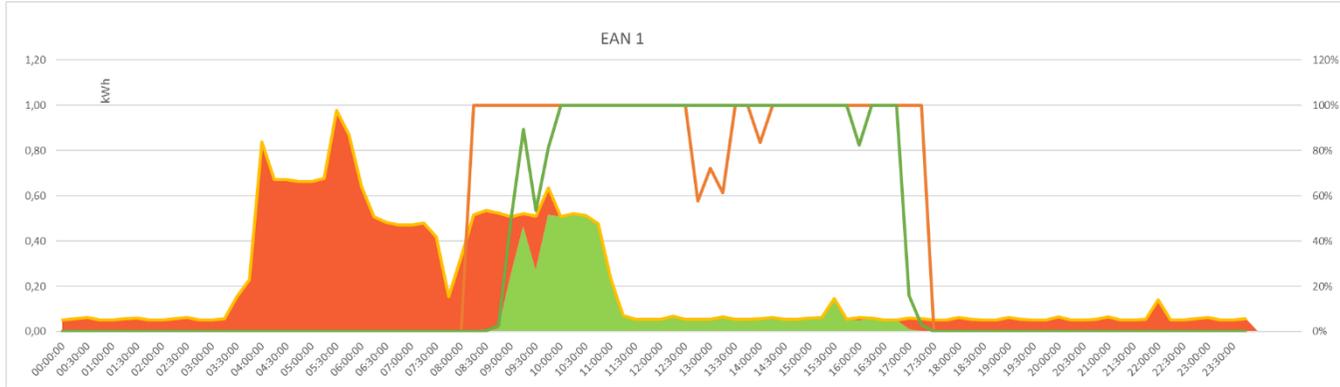
Ce tableau reprend du côté droit les consommateurs (y compris les prosumers en soutirage) avec leurs consommations quantifiées en kWh et classées temporellement de la plus récente en haute vers la plus éloignée en bas dans le temps. Les consommateurs portent un numéro de 1 à 20. Si il est également producteur, il aura le même nombre dans les colonnes producteurs à gauche en vert.

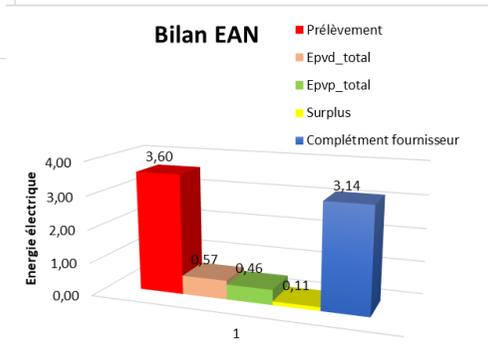
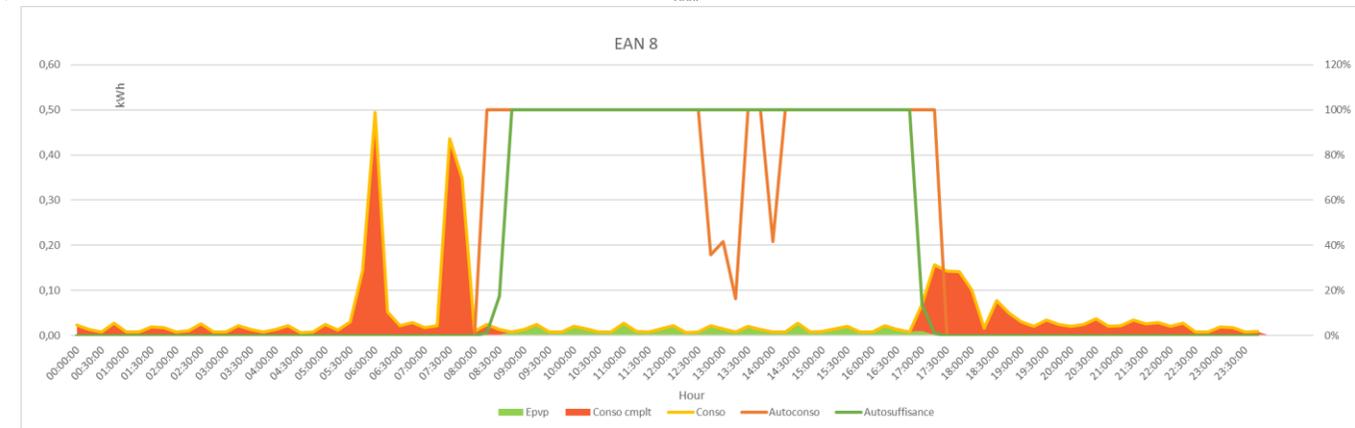
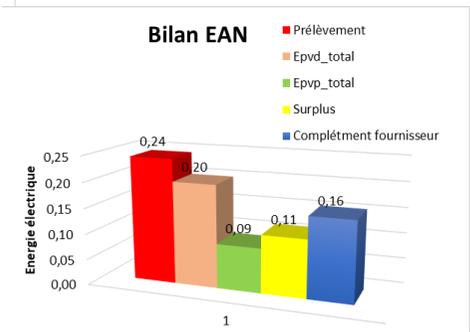
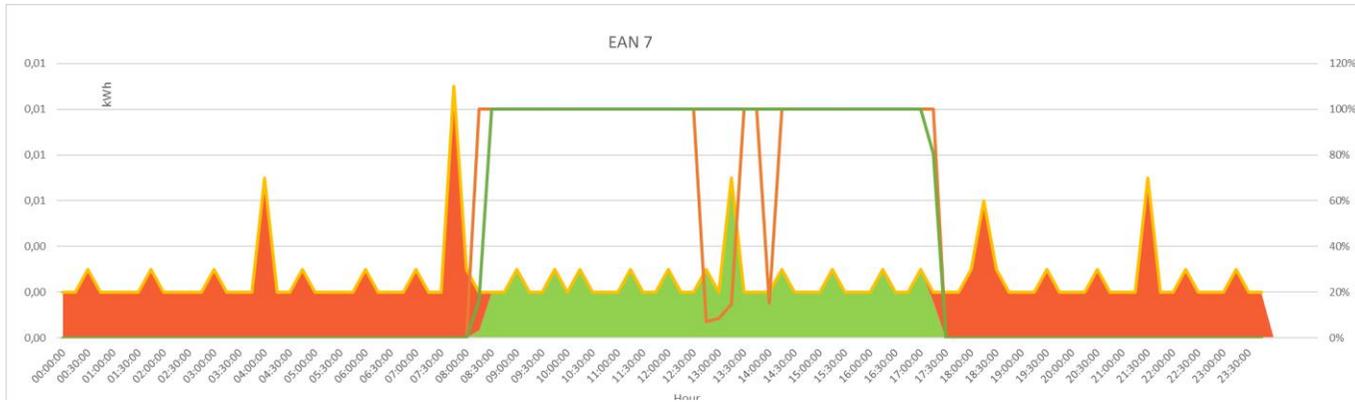
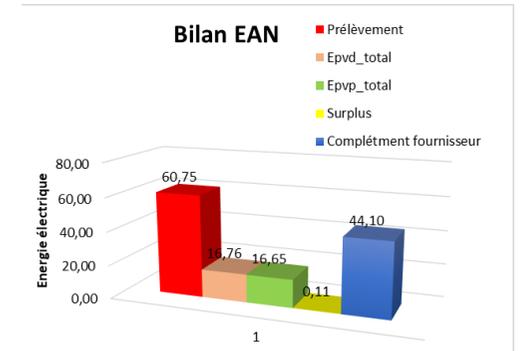
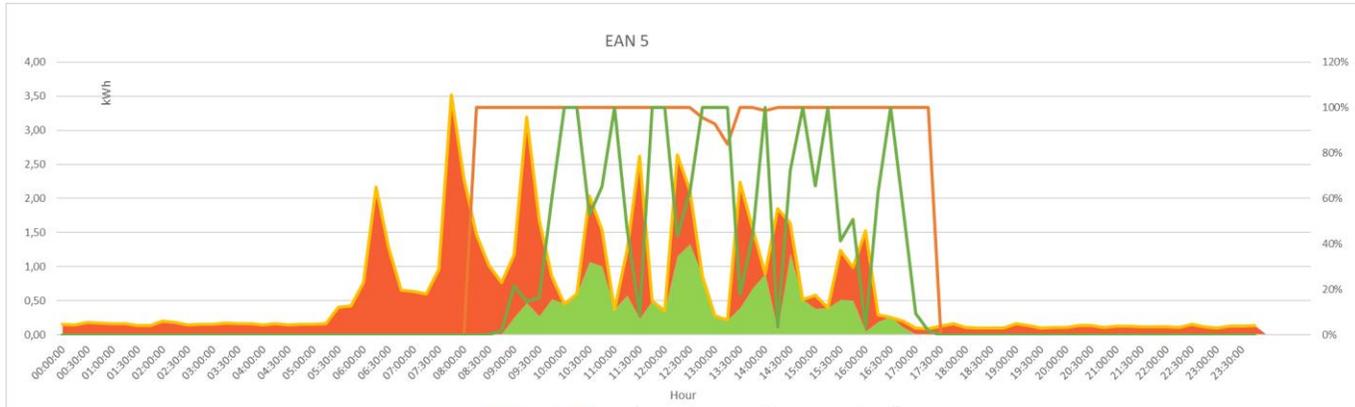
L'école productrice et consommatrice porte le numéro 3 et à une injection totale de 703,28 kWh pour le mois d'Octobre et une consommation complémentaire du réseau enregistré de 1697,28 kWh. Sa production totale n'est pas connue, elle est enregistrée sur un autre compteur à part. Pour chaque consommateur, la somme de leurs consommations pour la période sélectionnée (dans la case DATE et HEURE à gauche de l'image) est affichée à la quatrième case en dessous de leurs numéros.

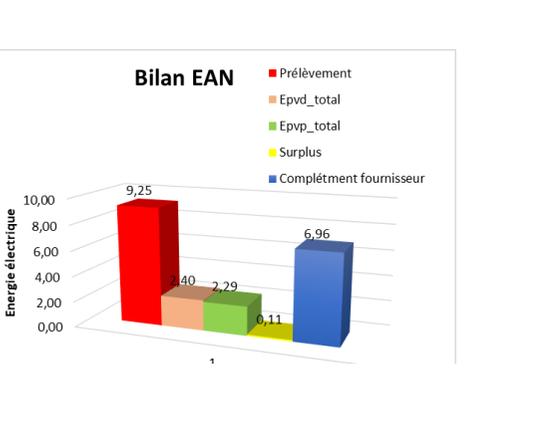
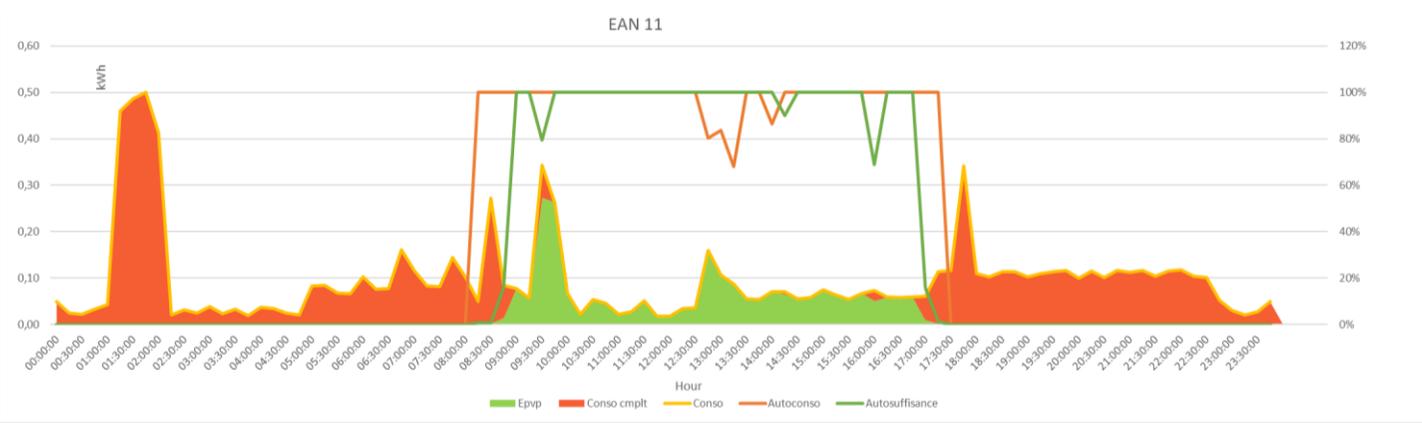
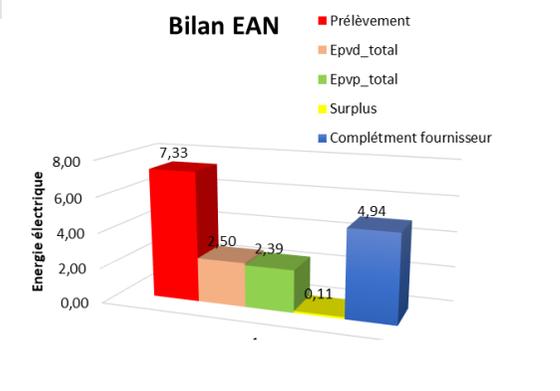
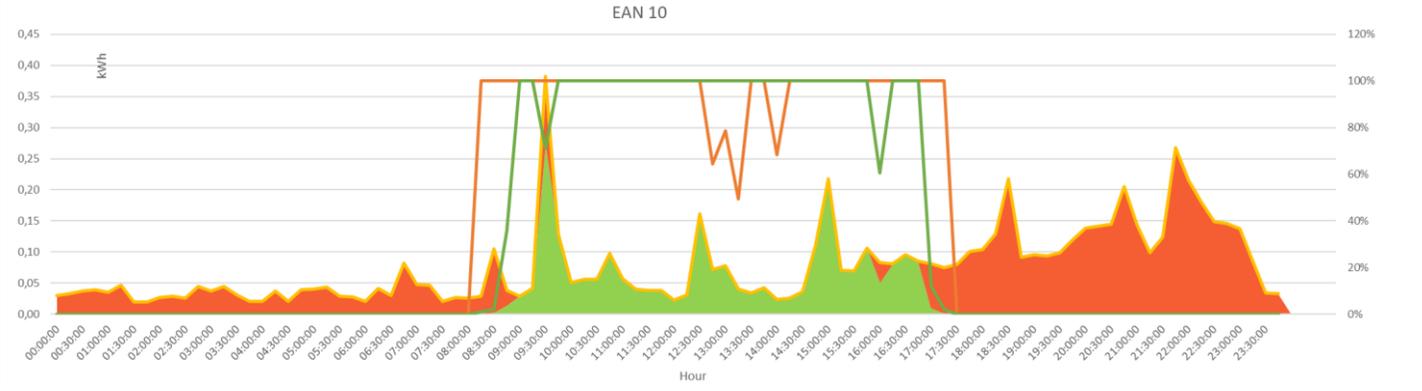
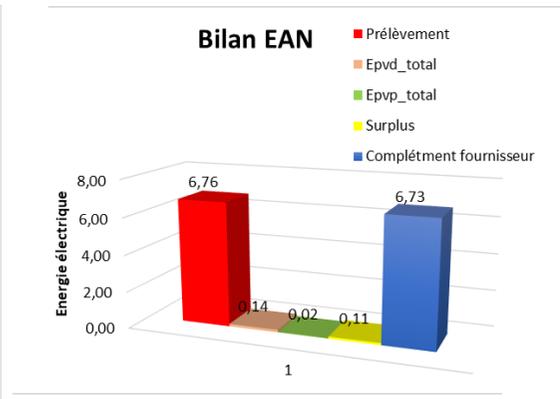
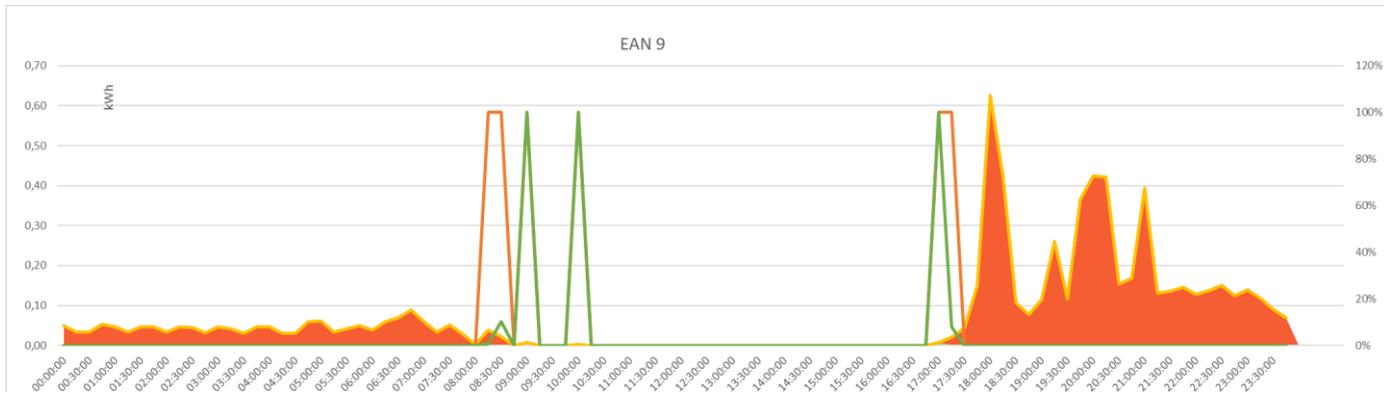
L'injection totale a été regroupée pour chaque quart d'heure sur le réseau à la colonne « INJECTION» en vert, et de même pour les consommations dans la colonne « total » à droite du tableau.

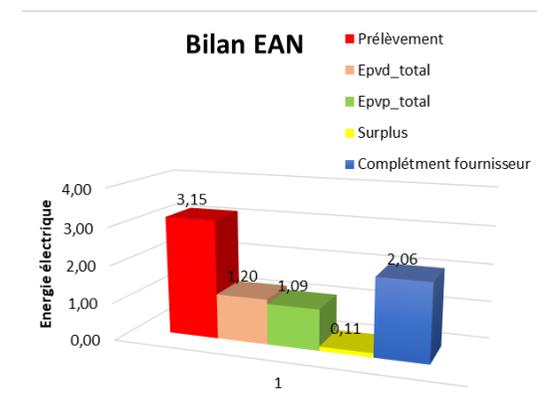
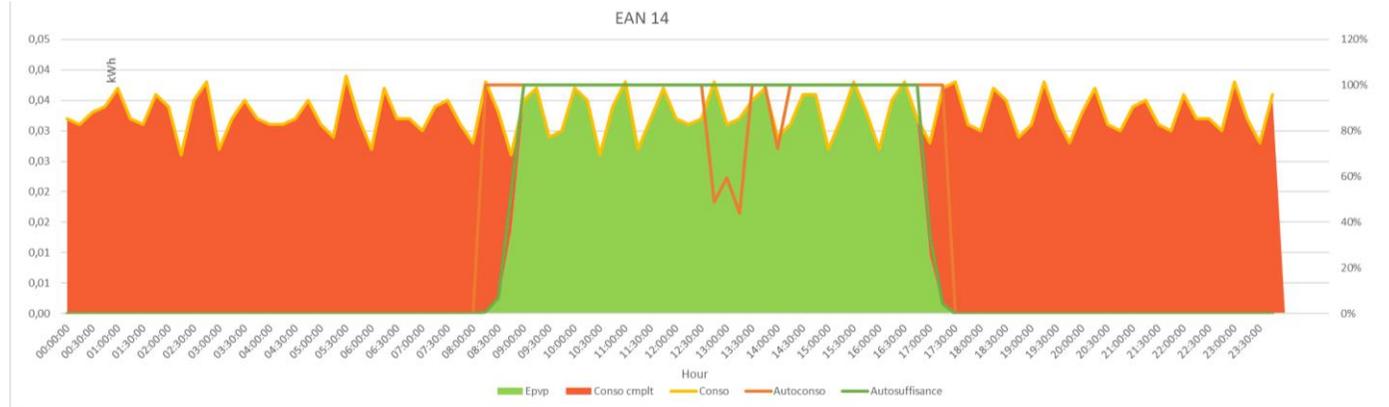
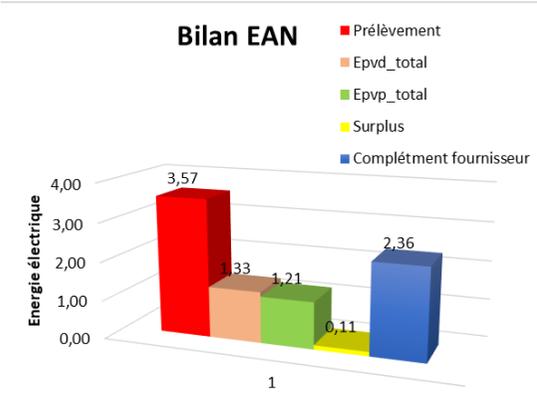
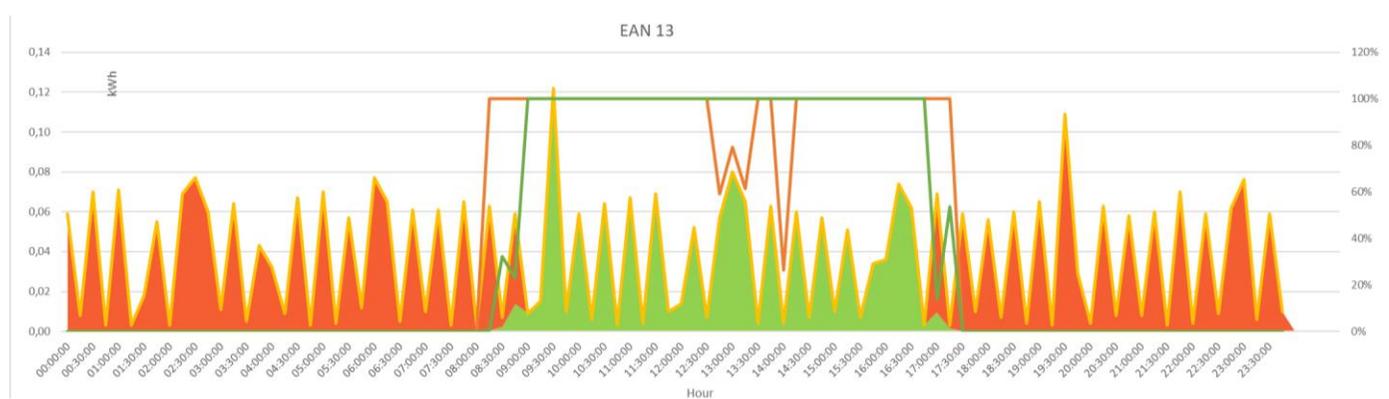
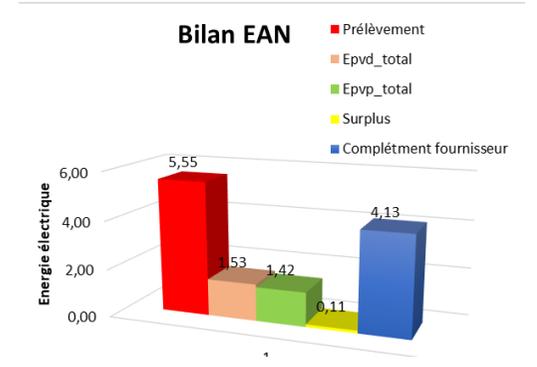
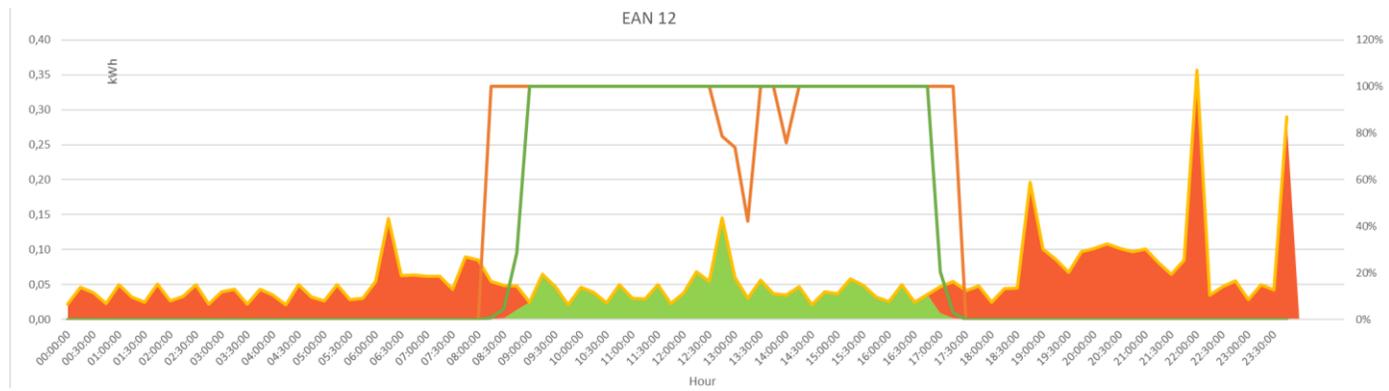
Vous pouvez retrouver aussi 2 graphiques en partie supérieure, le premier montrant l'évolution de l'injection et de la consommation de la communauté au court de la période sélectionnée. Le deuxième reprenant les sommes de consommation de chaque consommateur sur la période choisie.

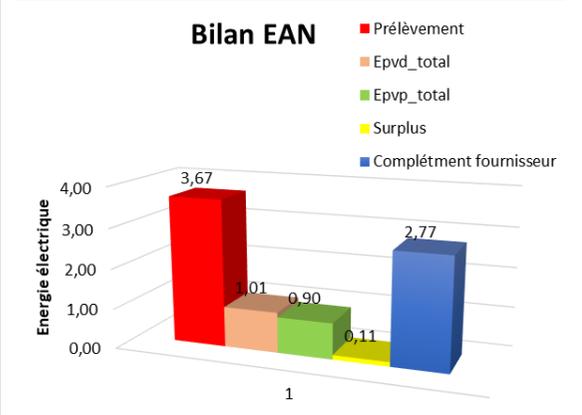
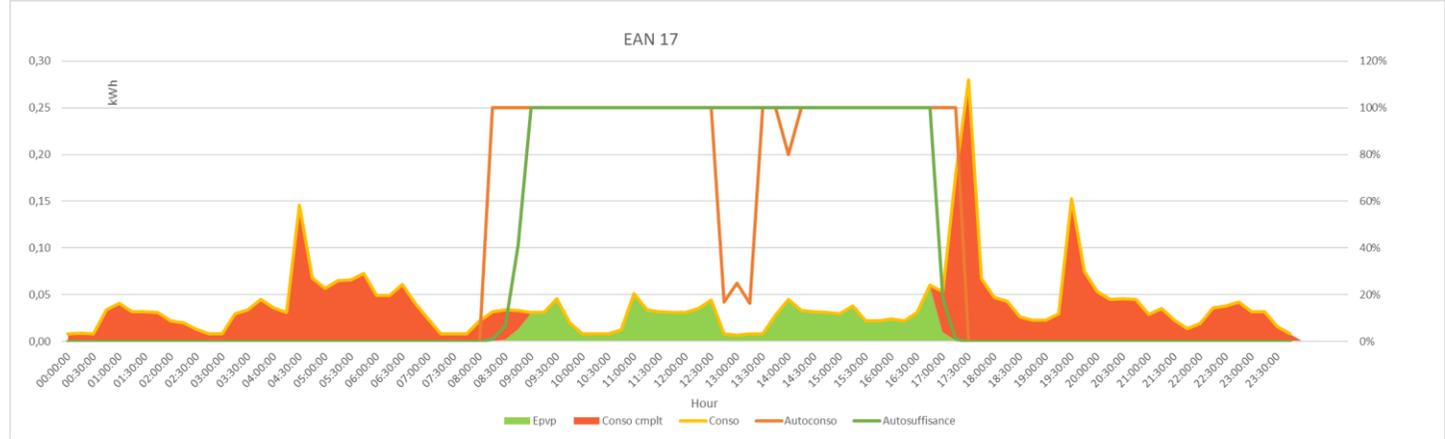
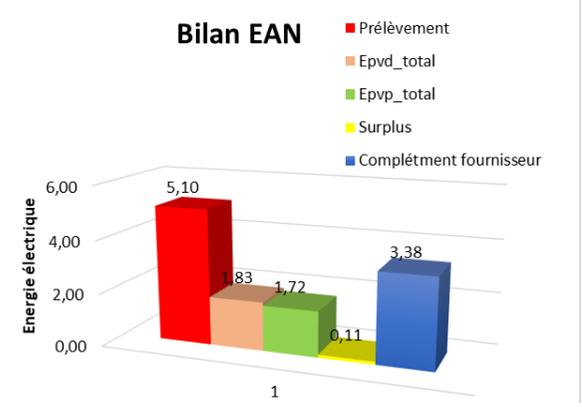
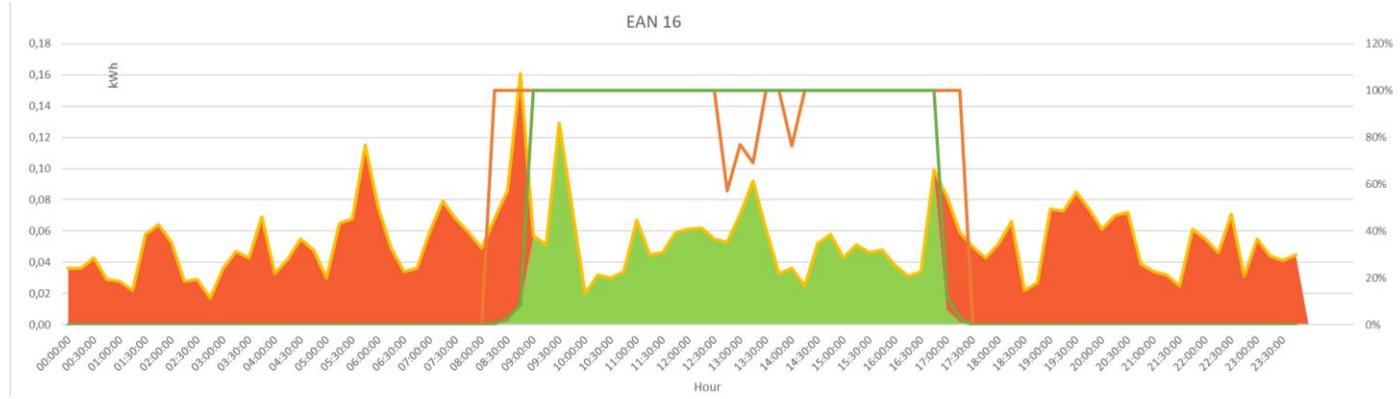
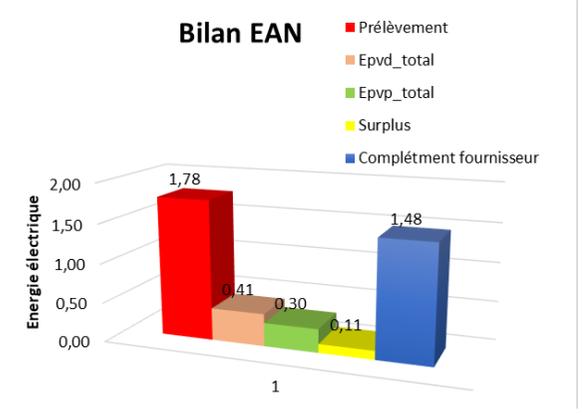
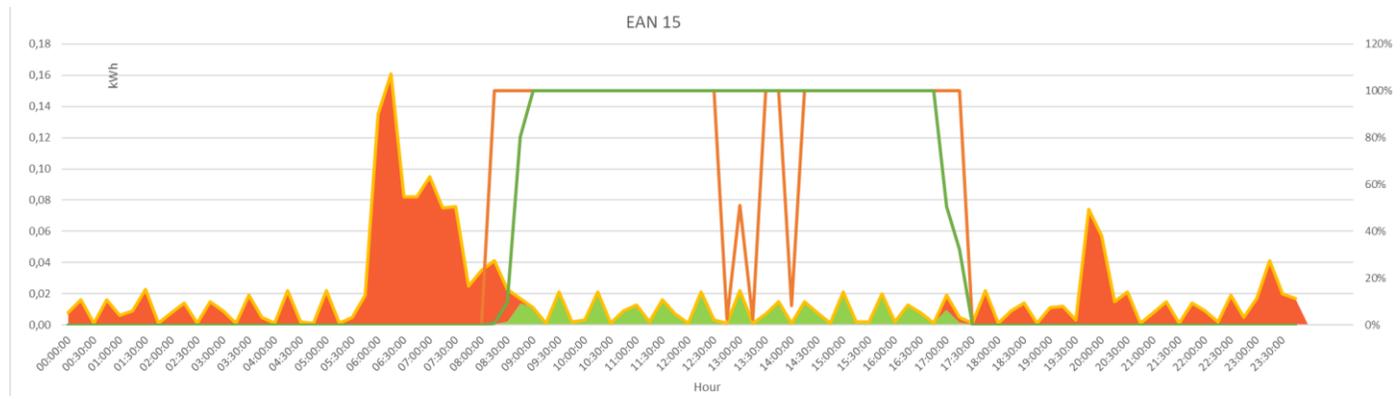
# 16.15 Courbes de charges des participants après distribution Cascade Lundi 09/09/2019

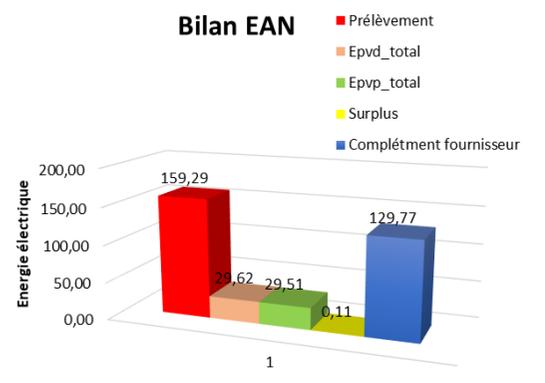
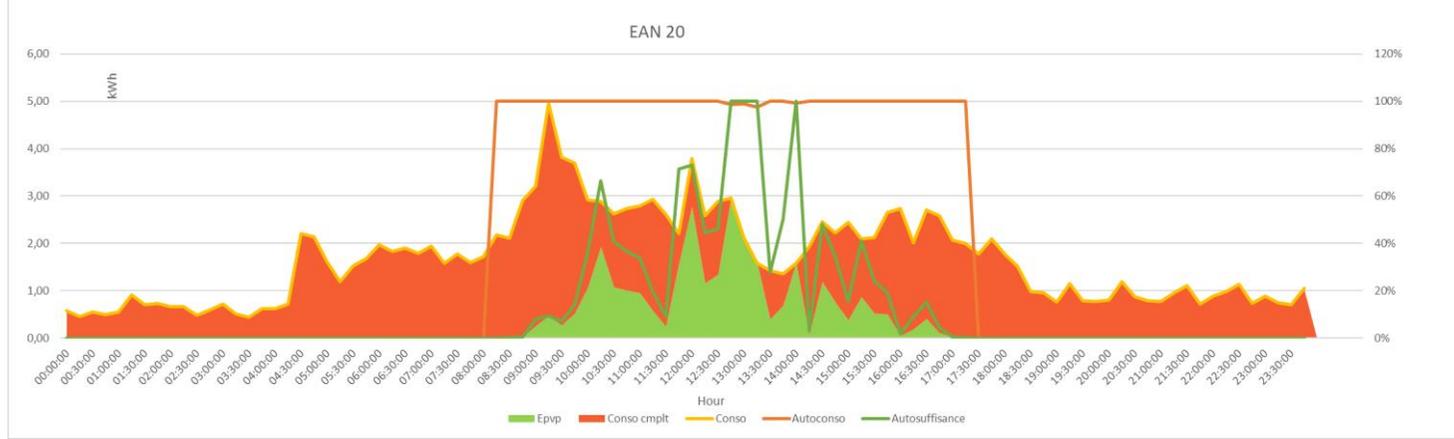
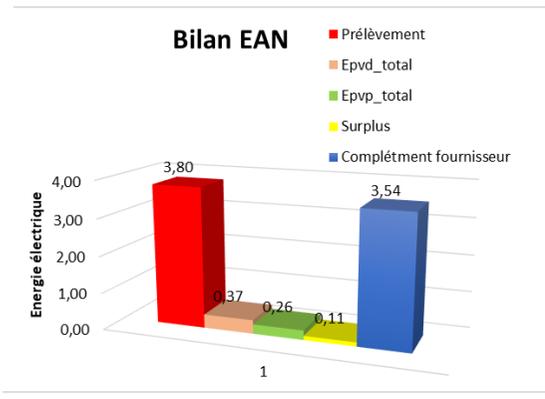
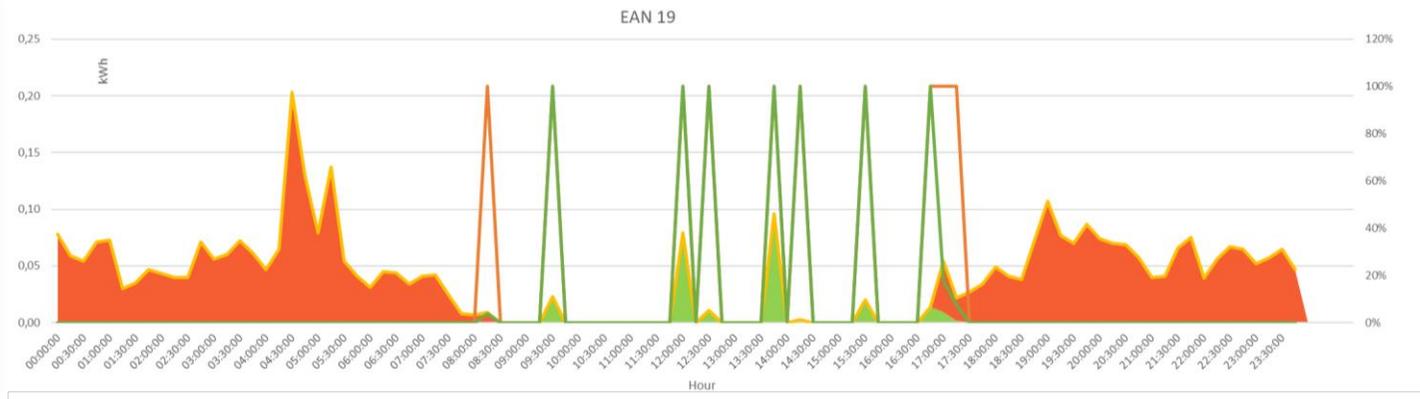
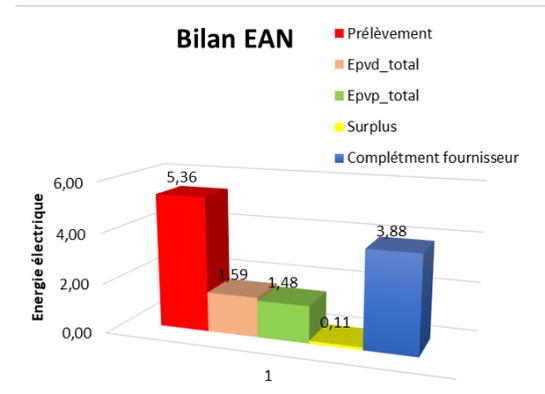
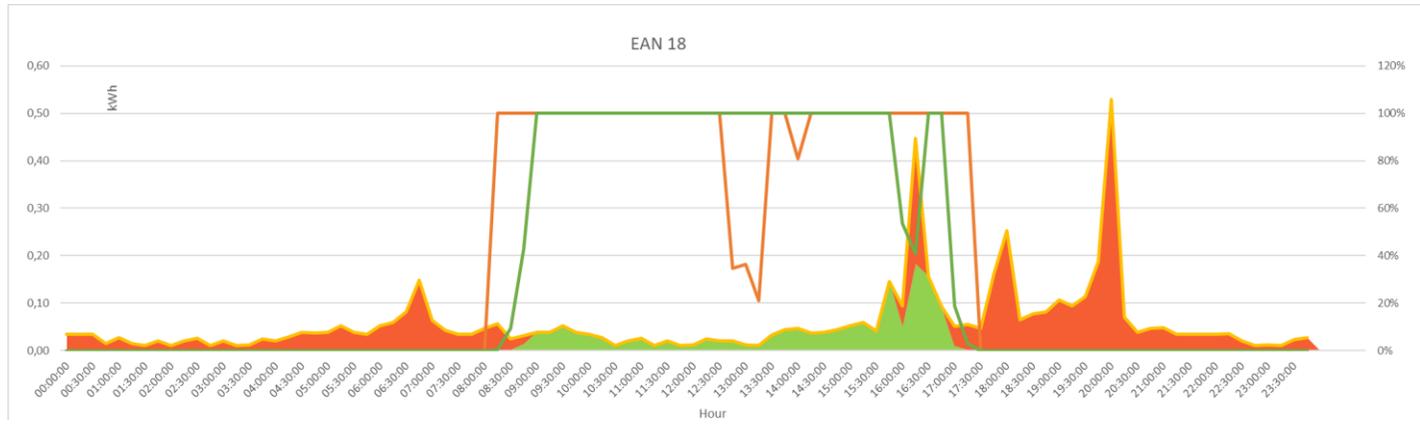












## 16.16 Bilan économique Prosumers

### Cas 1 : Prosumer 2011-2035 / compteur disque / CV / compensation totale / Région Bruxelles Capitale

Année	Energie bilan annuel				Tarif électricité réseau			Economie sur la compensation			Subside CV	Vente surplus			OPEX		Bilan Economique ( Energie economie+Frais+Gain)				Coût énergie complémentaire				Coût énergie sans PV			
	Conso réseau	Auto-conso	Production	Surplus	Energy	Grid fee	E+G	Energie	Cost Grid	E+G		CodAC	Marché	Frais	Intérêts	CASH FLOW	CF Cumulé	Bilan	Bilan (VAN)	Grid fee	Energy	Annuel	Cumulée	Annuel	Cumulée			
	kWh/an	kWh/an	kWh/an	kWh/an	€/kWh	€/kWh		€/an	€/an	€/an		Nb	€/an	€/an	€/an	€/an	€	€	€	€/an								
0																												
2011	1	2462.00	2538.00	4230.00	1692.00	0.076	0.090	0.166	322.13	379.26	701.40	30	1924.65	0.00	0.00	0.00	-71.80	2554.25	2554.25	-17,445.75 €	-17,103.68 €	-69.04	-58.64	-127.68 €	-127.68 €	829.0736	-829.073579	
2012	2	2502.57	2497.43	4162.39	1664.96	0.078	0.092	0.171	326.49	384.40	710.89	29	1893.89	0.00	0.00	0.00	-71.80	2532.98	5087.22	-14,912.78 €	-14,333.70 €	-77.35	-65.70	-143.06 €	-270.73 €	853.9458	1,683.02 €	
2013	3	2522.85	2477.15	4128.58	1651.43	0.081	0.095	0.176	333.56	392.71	726.27	29	1878.50	0.00	0.00	0.00	-71.80	2532.98	7620.20	-12,379.80 €	-11,665.76 €	-82.89	-70.40	-153.29 €	-424.03 €	879.5642	2,562.58 €	
2014	4	2543.13	2456.87	4094.78	1637.91	0.083	0.098	0.181	340.75	401.18	741.93	29	1863.12	0.00	0.00	0.00	-71.80	2533.26	10153.45	-9,846.55 €	-9,096.69 €	-88.69	-75.33	-164.02 €	-588.04 €	905.9511	3,468.53 €	
2015	5	2563.42	2436.58	4060.97	1624.39	0.086	0.101	0.187	348.08	409.81	757.88	28	1847.74	0.00	0.00	0.00	-71.80	2533.82	12687.28	-7,312.72 €	-6,623.36 €	-94.76	-80.49	-175.25 €	-763.29 €	933.1296	4,401.66 €	
2016	6	2583.70	2416.30	4027.16	1610.87	0.088	0.104	0.192	355.53	418.59	774.12	28	1832.36	0.00	0.00	0.00	-71.80	2534.68	15221.96	-4,778.04 €	-4,242.77 €	-101.12	-85.89	-187.00 €	-950.29 €	961.1235	5,362.79 €	
2017	7	2603.99	2396.01	3993.36	1597.34	0.091	0.107	0.198	363.13	427.52	790.65	28	1816.98	0.00	0.00	0.00	-71.80	2535.83	17757.78	-2,242.22 €	-1,951.98 €	-107.77	-91.54	-199.31 €	-1,149.60 €	989.9572	6,352.74 €	
<b>2018</b>	<b>8</b>	<b>2624.27</b>	<b>2375.73</b>	<b>3959.55</b>	<b>1583.82</b>	<b>0.094</b>	<b>0.110</b>	<b>0.204</b>	<b>370.85</b>	<b>436.62</b>	<b>807.48</b>	<b>28</b>	<b>1801.60</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-71.80</b>	<b>2537.27</b>	<b>20295.06</b>	<b>295.06 €</b>	<b>251.83 €</b>	<b>-114.73</b>	<b>-97.45</b>	<b>-212.18 €</b>	<b>-1,361.78 €</b>	<b>1019.656</b>	<b>7,372.40 €</b>	
2019	9	2644.55	2355.45	3925.74	1570.30	0.096	0.114	0.210	378.72	445.88	824.60	27	1786.21	0.00	0.00	0.00	-71.80	2539.01	22834.07	2,834.07 €	2,371.42 €	-122.01	-103.63	-225.65 €	-1,587.43 €	1050.246	8,422.65 €	
2020	10	2664.84	2335.16	3891.94	1556.78	0.102	0.120	0.223	398.32	468.96	867.28	27	1770.83	0.00	0.00	0.00	-71.80	2566.32	25400.39	5,400.39 €	4,430.20 €	-133.52	-113.40	-246.92 €	-1,834.35 €	1114.206	9,536.85 €	
2021	11	2685.12	2314.88	3858.13	1543.25	0.109	0.128	0.236	418.91	493.20	912.11			0.00	0.00	0.00	0.00	912.11	26312.49	6,312.49 €	5,076.91 €	-145.97	-123.98	-269.95 €	-2,104.30 €	1182.061	10,718.91 €	
2022	12	2705.40	2294.60	3824.33	1529.73	0.112	0.132	0.244	427.70	503.55	931.24			0.00	0.00	0.00	0.00	931.24	27243.73	7,243.73 €	5,711.64 €	-154.80	-131.48	-286.28 €	-2,390.58 €	1217.523	11,936.44 €	
2023	13	2725.69	2274.31	3790.52	1516.21	0.115	0.136	0.251	436.63	514.07	950.70			0.00	0.00	0.00	0.00	950.70	28194.43	8,194.43 €	6,334.56 €	-164.03	-139.32	-303.35 €	-2,693.93 €	1254.048	13,190.48 €	
2024	14	2745.97	2254.03	3756.71	1502.69	0.119	0.140	0.258	445.72	524.77	970.49			0.00	0.00	0.00	0.00	970.49	29164.92	9,164.92 €	6,945.86 €	-173.67	-147.51	-321.18 €	-3,015.12 €	1291.67	14,482.15 €	
2025	15	2766.26	2233.74	3722.91	1489.16	0.122	0.144	0.266	454.96	535.65	990.61			0.00	0.00	0.00	0.00	990.61	30155.53	10,155.53 €	7,545.71 €	-183.75	-156.07	-339.81 €	-3,354.93 €	1330.42	15,812.57 €	
2026	16	2786.54	2213.46	3689.10	1475.64	0.126	0.148	0.274	464.35	546.70	1011.06			0.00	0.00	-1170.00	0.00	-158.94	29996.59	9,996.59 €	7,281.97 €	-194.27	-165.01	-359.27 €	-3,714.20 €	1370.332	17,182.91 €	
2027	17	2806.82	2193.18	3655.30	1462.12	0.130	0.153	0.282	473.90	557.95	1031.85			0.00	0.00	0.00	0.00	1031.85	31028.43	11,028.43 €	7,876.09 €	-205.26	-174.34	-379.59 €	-4,093.80 €	1411.442	18,594.35 €	
2028	18	2827.11	2172.89	3621.49	1448.60	0.134	0.157	0.291	483.60	569.37	1052.97			0.00	0.00	0.00	0.00	1052.97	32081.41	12,081.41 €	8,458.91 €	-216.73	-184.08	-400.81 €	-4,494.61 €	1453.786	20,048.13 €	
2029	19	2847.39	2152.61	3587.68	1435.07	0.138	0.162	0.299	493.46	580.98	1074.44			0.00	0.00	0.00	0.00	1074.44	33155.85	13,155.85 €	9,030.58 €	-228.71	-194.26	-422.96 €	-4,917.57 €	1497.399	21,545.53 €	
2030	20	2867.67	2132.33	3553.88	1421.55	0.142	0.167	0.308	503.48	592.77	1096.24			0.00	0.00	0.00	0.00	1096.24	34252.09	14,252.09 €	9,591.25 €	-241.21	-204.87	-446.08 €	-5,363.65 €	1542.321	23,087.85 €	
2031	21	2887.96	2112.04	3520.07	1408.03	0.146	0.172	0.318	513.65	604.74	1118.39			0.00	0.00	0.00	0.00	1118.39	35370.48	15,370.48 €	10,141.07 €	-254.25	-215.95	-470.20 €	-5,833.85 €	1588.591	24,676.44 €	
2032	22	2908.24	2091.76	3486.26	1394.51	0.150	0.177	0.327	523.98	616.90	1140.88			0.00	0.00	0.00	0.00	1140.88	36511.36	16,511.36 €	10,680.19 €	-267.86	-227.51	-495.37 €	-6,329.22 €	1636.248	26,312.69 €	
2033	23	2928.53	2071.47	3452.46	1380.98	0.155	0.182	0.337	534.46	629.25	1163.71			0.00	0.00	0.00	0.00	1163.71	37675.07	17,675.07 €	11,208.75 €	-282.06	-239.57	-521.63 €	-6,850.84 €	1685.336	27,998.03 €	
2034	24	2948.81	2051.19	3418.65	1367.46	0.159	0.188	0.347	545.11	641.78	1186.88			0.00	0.00	0.00	0.00	1186.88	38861.95	18,861.95 €	11,726.88 €	-296.86	-252.15	-549.01 €	-7,399.85 €	1735.896	29,733.92 €	
2035	25	2969.09	2030.91	3384.85	1353.94	0.164	0.193	0.358	555.91	654.50	1210.40			0.00	0.00	0.00	0.00	1210.40	40072.36	20,072.36 €	12,234.72 €	-312.31	-265.26	-577.57 €	-7,977.42 €	1787.973	31,521.90 €	
<b>Total</b>			<b>56878.08</b>	<b>94796.80</b>	<b>37918.72</b>				<b>10813.39</b>	<b>12731.09</b>	<b>23544.47</b>	<b>283</b>	<b>18415.88</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-1170.00</b>	<b>-718.00</b>	<b>40072.36</b>									<b>31521.90</b>	

Ce schéma reprend le modèle économique qui a pu être imaginé par le prosumer installant une unité de 4,5 kWc de panneau photovoltaïque sur son toit. Prenant en compte une diminution de la performance de l'installation estimée à 0,8%/an, un productible de 940 kWh/kWc/an qui est fonction de la zone géographique et de l'optimum de conception de l'installation (orientation/inclinaison) sur une durée de vie de 25 ans. L'investisseur ayant emprunté l'intégrité de la somme nécessaire, des intérêts seront remboursés chaque année durant 10 ans. Un changement de l'onduleur après 15 ans sera envisagé, ce qui nous donne l'OPEX du projet.

Les Cash-Flow généré par le projet prennent en compte les économies sur l'énergie générée et compensée grâce au compteur disque, au CV perçu annuellement et les coûts Opex nous permettent de déterminer la valeur économique de l'investissement après 25 ans. 12,234.72€ en Valeur Actualisée Net (2011). Le retour sur investissement est fait à la 8<sup>ème</sup> année.

## Cas 2 : Prosumer 2011-2035 / compteur disque / CV / compensation totale/ Taxe prosumer/ Région Bruxelles Capitale

Année	Energie bilan annuel				Tarif électricité réseau			Economie sur la compensation			Subside		Vente surplus			OPEX		Bilan Economique ( Energie economie+Frais+Gain)				Coût énergie complémentaire				Coût énergie sans PV			
	Conso réseau	Auto-conso	Production	Surplus	Energy	Grid fee	E+G	Energie	Cost Grid	E+G	Nb	€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	CASH FLOW	CF Cumulé	Bilan	Bilan (VAN)	Taxe prosumer	Grid fee	Energy	Annuel	Cumulée	Annuel	Cumulée		
	kWh/an	kWh/an	kWh/an	kWh/an	€/kWh	€/kWh		€/an	€/an	€/an		€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€	€	€	€	€/an	€/an							
0																													
2011	1	2462.00	2538.00	4230.00	1692.00	0.076	0.090	0.166	322.13	379.26	701.40	30	1924.65	0.00	0.00	0.00	-71.79	2554.25	2554.25	-17,443.75 €	-17,101.71 €	0	-69.04	-58.64	-127.68 €	-127.68 €	829.0736	-829.073579	
2012	2	2502.57	2497.43	4162.39	1664.96	0.078	0.092	0.171	326.49	384.40	710.89	29	1893.89	0.00	0.00	0.00	-71.79	2532.98	5087.24	-14,910.76 €	-14,331.76 €	0	-77.35	-65.70	-143.06 €	-270.73 €	853.9458	-1,683.02 €	
2013	3	2522.85	2477.15	4128.58	1651.43	0.081	0.095	0.176	333.56	392.71	726.27	29	1878.50	0.00	0.00	0.00	-71.79	2532.98	7620.22	-12,377.78 €	-11,663.86 €	0	-82.89	-70.40	-153.29 €	-424.03 €	879.5642	-2,562.58 €	
2014	4	2543.13	2456.87	4094.78	1637.91	0.083	0.098	0.181	340.75	401.18	741.93	29	1863.12	0.00	0.00	0.00	-71.79	2533.26	10153.48	-9,844.52 €	-9,094.81 €	0	-88.69	-75.33	-164.02 €	-588.04 €	905.9511	-3,468.53 €	
2015	5	2563.42	2436.58	4060.97	1624.39	0.086	0.101	0.187	348.08	409.81	757.88	28	1847.74	0.00	0.00	0.00	-71.79	2533.83	12687.31	-7,310.69 €	-6,621.51 €	0	-94.76	-80.49	-175.25 €	-763.29 €	933.1296	-4,401.66 €	
2016	6	2583.70	2416.30	4027.16	1610.87	0.088	0.104	0.192	355.53	418.59	774.12	28	1832.36	0.00	0.00	0.00	-71.79	2534.69	15222.00	-4,776.00 €	-4,240.95 €	0	-101.12	-85.89	-187.00 €	-950.29 €	961.1235	-5,362.79 €	
2017	7	2603.99	2396.01	3993.36	1597.34	0.091	0.107	0.198	363.13	427.52	790.65	28	1816.98	0.00	0.00	0.00	-71.79	2535.84	17757.84	-2,240.16 €	-1,950.20 €	0	-107.77	-91.54	-199.31 €	-1,149.60 €	989.9572	-6,352.74 €	
<b>2018</b>	<b>8</b>	<b>2624.27</b>	<b>2375.73</b>	<b>3959.55</b>	<b>1583.82</b>	<b>0.094</b>	<b>0.110</b>	<b>0.204</b>	<b>370.85</b>	<b>436.62</b>	<b>807.48</b>	<b>28</b>	<b>1801.60</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-71.79</b>	<b>2537.28</b>	<b>20295.11</b>	<b>297.11 €</b>	<b>253.58 €</b>	<b>0</b>	<b>-114.73</b>	<b>-97.45</b>	<b>-212.18 €</b>	<b>-1,361.78 €</b>	<b>1019.656</b>	<b>-7,372.40 €</b>	
2019	9	2644.55	2355.45	3925.74	1570.30	0.096	0.114	0.210	378.72	445.88	824.60	27	1786.21	0.00	0.00	0.00	-71.79	2539.02	22834.13	2,836.13 €	2,373.15 €	0	-122.01	-103.63	-225.65 €	-1,587.43 €	1050.246	-8,422.65 €	
2020	10	2664.84	2335.16	3891.94	1556.78	0.102	0.120	0.223	398.32	468.96	867.28	27	1770.83	0.00	0.00	0.00	-71.79	2566.32	25400.46	5,402.46 €	4,431.90 €	0	-133.52	-113.40	-246.92 €	-1,834.35 €	1114.206	-9,536.85 €	
2021	11	2685.12	2314.88	3858.13	1543.25	0.109	0.128	0.236	418.91	493.20	912.11			0.00	0.00	-150.00	0.00	762.11	26162.57	6,164.57 €	4,957.93 €	-382.5	-145.97	-123.98	-652.45 €	-2,486.80 €	1182.061	-10,718.91 €	
2022	12	2705.40	2294.60	3824.33	1529.73	0.112	0.132	0.244	427.70	503.55	931.24			0.00	0.00	0.00	0.00	931.24	27093.81	7,095.81 €	5,595.00 €	-390	-154.80	-131.48	-676.43 €	-3,163.23 €	1217.523	-11,936.44 €	
2023	13	2725.69	2274.31	3790.52	1516.21	0.115	0.136	0.251	436.63	514.07	950.70			0.00	0.00	0.00	0.00	950.70	28044.51	8,046.51 €	6,220.21 €	-398	-164.03	-139.32	-701.30 €	-3,864.54 €	1254.048	-13,190.48 €	
2024	14	2745.97	2254.03	3756.71	1502.69	0.119	0.140	0.258	445.72	524.77	970.49			0.00	0.00	0.00	0.00	970.49	29014.99	9,016.99 €	6,833.75 €	-406	-173.67	-147.51	-727.10 €	-4,591.63 €	1291.67	-14,482.15 €	
2025	15	2766.26	2233.74	3722.91	1489.16	0.122	0.144	0.266	454.96	535.65	990.61			0.00	0.00	0.00	0.00	990.61	30005.60	10,007.60 €	7,435.79 €	-414	-183.75	-156.07	-753.84 €	-5,345.47 €	1330.42	-15,812.57 €	
2026	16	2786.54	2213.46	3689.10	1475.64	0.126	0.148	0.274	464.25	546.70	1011.06			0.00	0.00	-1170.00	0.00	-158.94	29846.66	9,848.66 €	7,174.21 €	-422	-194.27	-165.01	-781.58 €	-6,127.06 €	1370.332	-17,182.91 €	
2027	17	2806.82	2193.18	3655.30	1462.12	0.130	0.153	0.282	473.90	557.95	1031.85			0.00	0.00	0.00	0.00	1031.85	30878.50	10,880.50 €	7,770.45 €	-431	-205.26	-174.34	-810.35 €	-6,937.41 €	1411.442	-18,594.35 €	
2028	18	2827.11	2172.89	3621.49	1448.60	0.134	0.157	0.291	483.60	569.37	1052.97			0.00	0.00	0.00	0.00	1052.97	31931.48	11,933.48 €	8,355.34 €	-439	-216.73	-184.08	-840.18 €	-7,777.59 €	1453.786	-20,048.13 €	
2029	19	2847.39	2152.61	3587.68	1435.07	0.138	0.162	0.299	493.46	580.98	1074.44			0.00	0.00	0.00	0.00	1074.44	33005.92	13,007.92 €	8,929.03 €	-448	-228.71	-194.26	-871.12 €	-8,648.71 €	1497.399	-21,545.53 €	
2030	20	2867.67	2132.33	3553.88	1421.55	0.142	0.167	0.308	503.48	592.77	1096.24			0.00	0.00	0.00	0.00	1096.24	34102.16	14,104.16 €	9,491.70 €	-457	-241.21	-204.87	-903.20 €	-9,551.91 €	1542.321	-23,087.85 €	
2031	21	2887.96	2112.04	3520.07	1408.03	0.146	0.172	0.318	513.65	604.74	1118.39			0.00	0.00	0.00	0.00	1118.39	35220.55	15,222.55 €	10,043.47 €	-466	-254.25	-215.95	-936.47 €	-10,488.38 €	1588.591	-24,676.44 €	
2032	22	2908.24	2091.76	3486.26	1394.51	0.150	0.177	0.327	523.98	616.90	1140.88			0.00	0.00	0.00	0.00	1140.88	36361.43	16,363.43 €	10,584.51 €	-476	-267.86	-227.51	-970.96 €	-11,459.34 €	1636.248	-26,312.69 €	
2033	23	2928.53	2071.47	3452.46	1380.98	0.155	0.182	0.337	534.46	629.25	1163.71			0.00	0.00	0.00	0.00	1163.71	37525.14	17,527.14 €	11,114.94 €	-485	-282.06	-239.57	-1,006.73 €	-12,466.07 €	1685.336	-27,998.03 €	
2034	24	2948.81	2051.19	3418.65	1367.46	0.159	0.188	0.347	545.11	641.78	1186.88			0.00	0.00	0.00	0.00	1186.88	38712.03	18,714.03 €	11,634.91 €	-495	-296.86	-252.15	-1,043.82 €	-13,509.88 €	1735.896	-29,733.92 €	
2035	25	2969.09	2030.91	3384.85	1353.94	0.164	0.193	0.358	555.91	654.50	1210.40			0.00	0.00	0.00	0.00	1210.40	39922.43	19,924.43 €	12,144.55 €	-505	-312.31	-265.26	-1,082.27 €	-14,592.16 €	1787.973	-31,521.90 €	
<b>Total</b>			<b>56878.08</b>	<b>94796.80</b>	<b>37918.72</b>				<b>10813.39</b>	<b>12731.09</b>	<b>23544.47</b>	<b>283</b>	<b>18415.88</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-1320.00</b>	<b>-717.93</b>	<b>39922.43</b>											<b>31521.90</b>

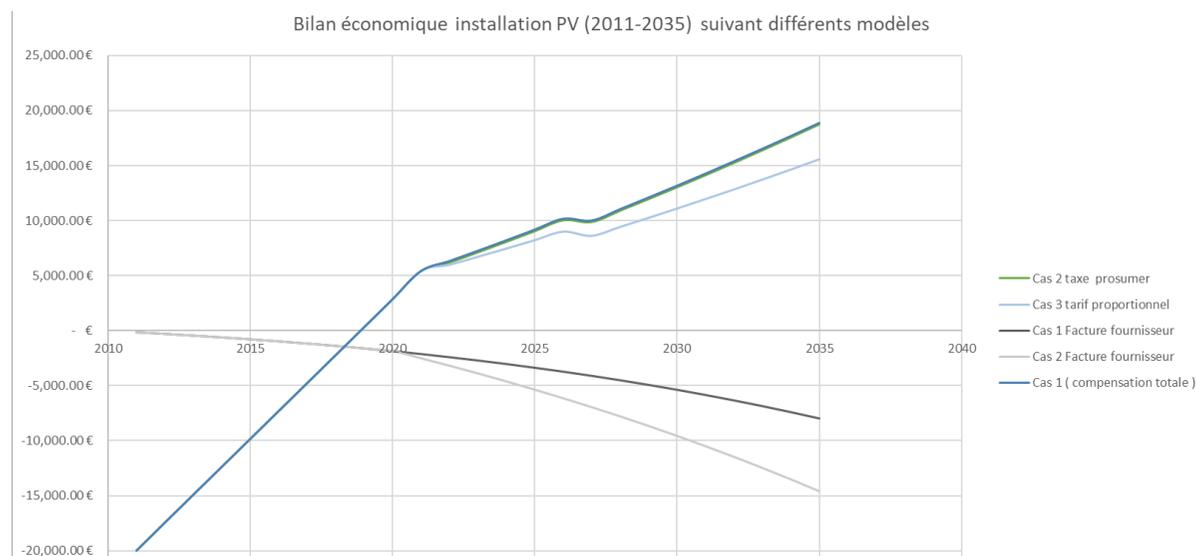
La différence avec le modèle précédent sera l'arrivée d'une taxe prosumer en 2021 pour un prosumer n'ayant pas de compteur double flux pour prendre en compte le coût du réseau, faisant augmenter la facture d'électricité de 7,977€ à 14,592€ après 25 ans mais ne modifiant pas la période de retour sur investissement. C'est le genre de schéma qui pourrait être représentatif d'une petite installation effectuée en Wallonie à partir de 2021 avec l'arrivée de la taxe prosumer. L'augmentation sur l'Autoconsommation individuelle du particulier n'aura aucune incidence sur le bilan économique ni sur la facture complémentaire car elle n'est pas directement prise en compte dans le calcul suite à l'utilisation d'un compteur à disque. Le prosumer pourrait pour limiter cet impacte diminuer sa consommation permettant de rendre nulle la partie coût de l'énergie complémentaire (excepté la taxe prosumers).



Ci-dessous fut analysé la variation des paramètres Ac et Consommation annuelle d'un prosumer suivant le cas 3 et comparé aux cas 1 et 2.

Cas (Ac%) consommation/an	Bilan économique (Capex +économie d'énergie +Opex)	Facture fournisseur	Différence
Cas 1 (60%) 5000 kWh/an	+20 072€	-7 977€	+12 094€
Cas 2 (60%) 5000kWh/an	+19 924 €	-14 592€	+5 332€
Cas 3 (60%) 5000kWh/an	+16 497 €	-11 118€	+5 379€
Cas 3 (70%) 5000kWh/an	+17 354 €	-10 543€	+6 811€
Cas 3 (60%) 3500kWh/an	+16 248 €	-5 057€	+11 191€

Maintenant que le participant est équipé d'un compteur communiquant, l'augmentation de l'AC aura une influence sur le bilan économique et la facture du fournisseur. Au même Tac que le modèle cas 2 (60% AC), le cas 2 sera plus avantageux si nous comparons les économies réalisées et la facture d'énergie après 25 ans, mais une modification de l'AC à 70% par des consommations synchronisées à la production peuvent améliorer la rentabilité (+ 6 811€). Un autre changement qui pourrait être plus intéressant encore pour le particulier serait à partir de 2021, diminuer sa consommation d'énergie par des mesures d'efficacité énergétique, ce qui permet d'obtenir un gain plus important (+11 191€), mais moyennant le remplacement de certains appareils.



### Cas 3.1 : Prosumer 2011-2035 / changement compteur en 2021 / CV / compensation totale jusqu'à 2021 / valorisation du surplus

Dans le cas où le prosumer arrête son principe de compensation (2021) pour aller sur une recherche de profit par la vente de son surplus non autoconsommé, d'une part à une communauté locale pour un tarif de 10c€/kWh (à 90% du surplus) et à un fournisseur pour 3c€/kWh (à 10% du surplus).

Année	Energie bilan annuel				Tarif électricité réseau			Economie sur la compensation			Subside		Vente surplus		OPEX		Bilan Economique (Energie economie+Frais+Gain)				Coût énergie complémentaire				Coût énergie sans PV		
	Conso réseau	Auto-conso	Production	Surplus	Energy	Grid fee	E+G	Energie	Cost Grid	E+G	Nb	€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	CASH FLOW	CF Cumulé	Bilan	Bilan (VAN)	Grid fee	Energy	Annual	Cumulée	Annual	Cumulée	
	kWh/an	kWh/an	kWh/an	kWh/an	€/kWh	€/kWh		€/an	€/an	€/an		€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€	€	€	€	€/an						
0																											
2011	1	2462.00	2538.00	4230.00	1692.00	0.076	0.090	0.166	322.13	379.26	701.40	30	1924.65	0.00	0.00	0.00	-71.80	2554.25	2554.25	-17,445.75 €	-17,103.68 €	-69.04	-58.64	-127.68 €	-127.68 €	829.0736	-829.073579
2012	2	2502.57	2497.43	4162.39	1664.96	0.078	0.092	0.171	326.49	384.40	710.89	29	1893.89	0.00	0.00	0.00	-71.80	2532.98	5087.22	-14,912.78 €	-14,333.70 €	-77.35	-65.70	-143.06 €	-270.73 €	853.9458	-1,683.02 €
2013	3	2522.85	2477.15	4128.58	1651.43	0.081	0.095	0.176	333.56	392.71	726.27	29	1878.50	0.00	0.00	0.00	-71.80	2532.98	7620.20	-12,379.80 €	-11,665.76 €	-82.89	-70.40	-153.29 €	-424.03 €	879.5642	-2,562.58 €
2014	4	2543.13	2456.87	4094.78	1637.91	0.083	0.098	0.181	340.75	401.18	741.93	29	1863.12	0.00	0.00	0.00	-71.80	2533.26	10153.45	-9,846.55 €	-9,096.69 €	-88.69	-75.33	-164.02 €	-588.04 €	905.9511	-3,468.53 €
2015	5	2563.42	2436.58	4060.97	1624.39	0.086	0.101	0.187	348.08	409.81	757.88	28	1847.74	0.00	0.00	0.00	-71.80	2533.82	12687.28	-7,312.72 €	-6,623.36 €	-94.76	-80.49	-175.25 €	-763.29 €	933.1296	-4,401.66 €
2016	6	2583.70	2416.30	4027.16	1610.87	0.088	0.104	0.192	355.53	418.59	774.12	28	1832.36	0.00	0.00	0.00	-71.80	2534.68	15221.96	-4,778.04 €	-4,242.77 €	-101.12	-85.89	-187.00 €	-950.29 €	961.1235	-5,362.79 €
2017	7	2603.99	2396.01	3993.36	1597.34	0.091	0.107	0.198	363.13	427.52	790.65	28	1816.98	0.00	0.00	0.00	-71.80	2535.83	17757.78	-2,242.22 €	-1,951.98 €	-107.77	-91.54	-199.31 €	-1,149.60 €	989.9572	-6,352.74 €
2018	8	2624.27	2375.73	3959.55	1583.82	0.094	0.110	0.204	370.85	436.62	807.48	28	1801.60	0.00	0.00	0.00	-71.80	2537.27	20295.06	295.06 €	251.83 €	-114.73	-97.45	-212.18 €	-1,361.78 €	1019.656	-7,372.40 €
2019	9	2644.55	2355.45	3925.74	1570.30	0.096	0.114	0.210	378.72	445.88	824.60	27	1786.21	0.00	0.00	0.00	-71.80	2539.01	22834.07	2,834.07 €	2,371.42 €	-122.01	-103.63	-225.65 €	-1,587.43 €	1050.246	-8,422.65 €
2020	10	2664.84	2335.16	3891.94	1556.78	0.102	0.120	0.223	398.32	468.96	867.28	27	1770.83	0.00	0.00	0.00	-71.80	2566.32	25400.39	5,400.39 €	4,430.20 €	-133.52	-113.40	-246.92 €	-1,834.35 €	1114.206	-9,536.85 €
2021	11	2685.12	2314.88	3858.13	1543.25	0.109	0.128	0.236	251.35	295.92	547.27			138.89	4.63	-150.00	0.00	540.79	25941.17	5,941.17 €	4,778.27 €	-343.25	-291.55	-634.80 €	-2,469.14 €	1182.061	-10,718.91 €
2022	12	2705.40	2294.60	3824.33	1529.73	0.112	0.132	0.244	249.14	302.13	551.27			141.81	4.73	0.00	0.00	697.80	26638.98	6,638.98 €	5,234.79 €	-356.22	-310.03	-666.25 €	-3,135.40 €	1217.523	-11,936.44 €
2023	13	2725.69	2274.31	3790.52	1516.21	0.115	0.136	0.251	246.94	308.44	555.38			144.77	4.83	0.00	0.00	704.98	27343.95	7,343.95 €	5,677.11 €	-369.66	-329.01	-698.67 €	-3,834.06 €	1254.048	-13,190.48 €
2024	14	2745.97	2254.03	3756.71	1502.69	0.119	0.140	0.258	244.74	314.86	559.60			147.78	4.93	0.00	0.00	712.31	28056.26	8,056.26 €	6,105.64 €	-383.58	-348.49	-732.07 €	-4,566.14 €	1291.67	-14,482.15 €
2025	15	2766.26	2233.74	3722.91	1489.16	0.122	0.144	0.266	242.54	321.39	563.92			150.85	5.03	0.00	0.00	719.80	28776.06	8,776.06 €	6,520.74 €	-398.00	-368.49	-766.50 €	-5,332.63 €	1330.42	-15,812.57 €
2026	16	2786.54	2213.46	3689.10	1475.64	0.126	0.148	0.274	240.33	328.02	568.36			153.96	5.13	-1170.00	0.00	-442.55	28333.50	8,333.50 €	6,070.51 €	-412.95	-389.03	-801.98 €	-6,134.61 €	1370.332	-17,182.91 €
2027	17	2806.82	2193.18	3655.30	1462.12	0.130	0.153	0.282	238.13	334.77	572.90			157.13	5.24	0.00	0.00	735.26	29068.77	9,068.77 €	6,476.57 €	-428.43	-410.11	-838.54 €	-6,973.15 €	1411.442	-18,594.35 €
2028	18	2827.11	2172.89	3621.49	1448.60	0.134	0.157	0.291	235.93	341.62	577.55			160.34	5.34	0.00	0.00	743.24	29812.00	9,812.00 €	6,869.97 €	-444.48	-431.76	-876.24 €	-7,849.39 €	1453.786	-20,048.13 €
2029	19	2847.39	2152.61	3587.68	1435.07	0.138	0.162	0.299	233.73	348.59	582.31			163.61	5.45	0.00	0.00	751.38	30563.38	10,563.38 €	7,251.03 €	-461.10	-453.99	-915.09 €	-8,764.47 €	1497.399	-21,545.53 €
2030	20	2867.67	2132.33	3553.88	1421.55	0.142	0.167	0.308	231.52	355.66	587.18			166.93	5.56	0.00	0.00	759.68	31323.06	11,323.06 €	7,620.10 €	-478.31	-476.83	-955.14 €	-9,719.61 €	1542.321	-23,087.85 €
2031	21	2887.96	2112.04	3520.07	1408.03	0.146	0.172	0.318	229.32	362.85	592.17			170.30	5.68	0.00	0.00	768.15	32091.21	12,091.21 €	7,977.49 €	-496.15	-500.28	-996.42 €	-10,716.04 €	1588.591	-24,676.44 €
2032	22	2908.24	2091.76	3486.26	1394.51	0.150	0.177	0.327	227.12	370.14	597.26			173.73	5.79	0.00	0.00	776.78	32867.99	12,867.99 €	8,323.52 €	-514.62	-524.37	-1,038.99 €	-11,755.02 €	1636.248	-26,312.69 €
2033	23	2928.53	2071.47	3452.46	1380.98	0.155	0.182	0.337	224.92	377.55	602.47			177.21	5.91	0.00	0.00	785.58	33653.57	13,653.57 €	8,658.49 €	-533.75	-549.12	-1,082.87 €	-12,837.89 €	1685.336	-27,998.03 €
2034	24	2948.81	2051.19	3418.65	1367.46	0.159	0.188	0.347	222.71	385.07	607.78			180.73	6.02	0.00	0.00	794.54	34448.11	14,448.11 €	8,982.70 €	-553.58	-574.54	-1,128.11 €	-13,966.01 €	1735.896	-29,733.92 €
2035	25	2969.09	2030.91	3384.85	1353.94	0.164	0.193	0.358	220.51	392.70	613.21			184.32	6.14	0.00	0.00	803.67	35251.78	15,251.78 €	9,296.43 €	-574.10	-600.66	-1,174.76 €	-15,140.77 €	1787.973	-31,521.90 €
Total			56878.08	94796.80	37918.72				7076.50	9304.63	16381.12	283	18415.88	2412.36	80.41	-1320.00	-718.00	35251.78					-7740.05	-7400.72	-15140.77		31521.90

Ce changement aura pour incidence une diminution de l'économie d'énergie sur la consommation car la compensation sur la « commodity » au prix du marché était dans le cas 3 supérieur au prix de vente et offrait une meilleure économie. En 2021, alors que nous voyons une économie de 418€ sur la partie énergie (cas 3), avec l'arrêt de la compensation on passe à 251,35€ (cas 3.1) soit une différence de 167€. Or la vente de l'énergie non autoconsommée avec ces paramètres choisis et proche d'une certaine réalité, ne rapporterait que 143.52€. De plus comme la compensation ne fonctionne plus, une augmentation sur la partie de l'énergie sera appliquée à la facture du fournisseur, faisant monter celle-ci à 15 140,77€ après 25 ans (+4022€ par rapport au cas 3). La présente analyse montre que pour inciter la participation de prosumer à un projet

comme celui-ci, la vente de l'énergie à la CodAC doit être suffisamment attractive vis-à-vis du modèle économique existant de la compensation partielle. Pour la comparaison de ces deux cas, ceux-ci gardent toujours une rentabilité après 8 ans d'opération car elles ont pu bénéficier d'un certain nombre de soutien durant les premières années. Nous allons maintenant voir ce qu'il pourrait en être pour un nouveau prosumer en 2021.

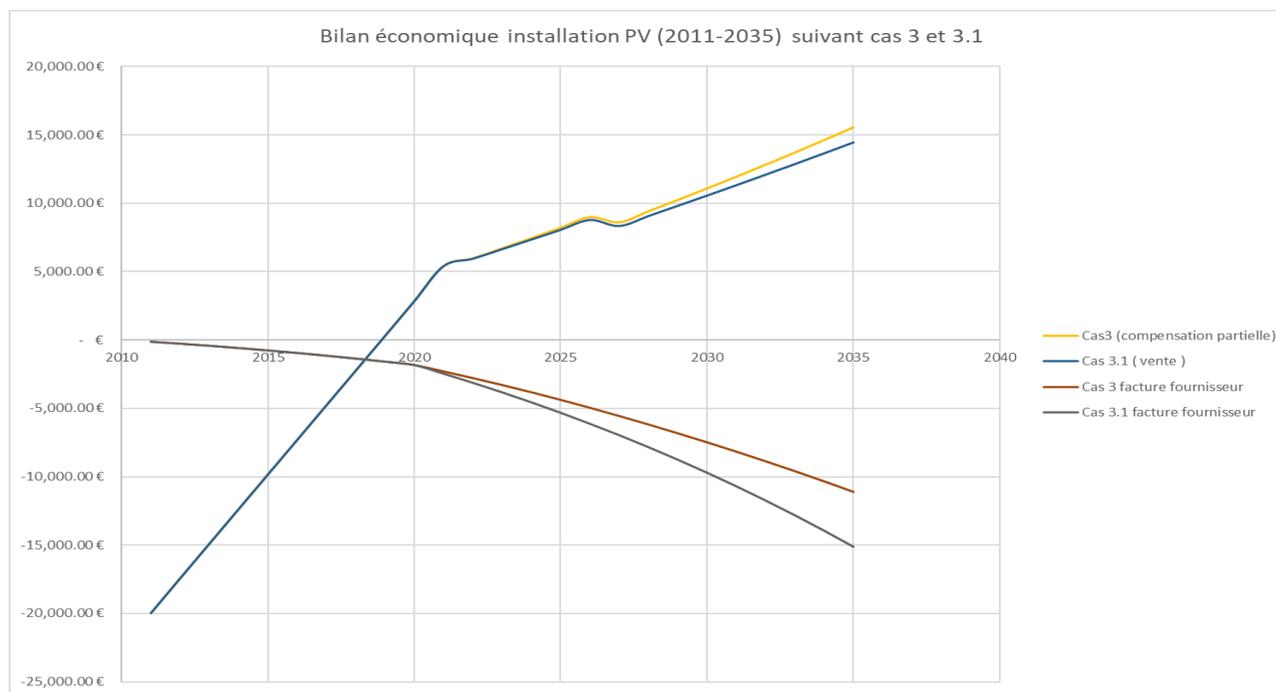


Figure 1: Evolution cumulée de l'économie réalisée sur l'autoconsommation et de la facture d'énergie du fournisseur entre cas 3 et cas 3.1

### Cas 4 : Prosumer 2021-2045 / compensation partiel (2021) / pas de valorisation du surplus/ Région Bruxelles Capitale

Avec un prix d'installation PV bien inférieur à l'année 2011 (-60%) pour une vision optimiste ce qui a poussé les pouvoirs publics à ne plus subventionner en région Wallonne les installations par la production, la RBC bénéficie quand a-t-elle encore certaines aides qui viendront probablement à disparaître aussi. Dans ce modèle, la rentabilité du projet se fera par une compensation partielle sur l'énergie avec le surplus, un coût du réseau proportionnel au prélèvement et un changement de compteur en 2036 suivant les deux régions, qui ont un prix d'électricité différent. La compensation partielle annuelle n'est pas actuellement visée à disparaître mais nous pensons qu'elle pourrait être réduite à un quart horaire.

Année	Energie bilan annuel				Tarif électricité réseau			Economie sur la compensation			Subside	Vente surplus		OPEX		Bilan Economique (Energie economie+Frais+Gain)				Coût énergie complémentaire				Coût énergie sans PV				
	Conso réseau	Auto-conso	Production	Surplus	Energy	Grid fee	E+G	Energie	Cost Grid	E+G	CV	CodAC	Marché	Frais	Intérêts	CASH FLOW	CF Cumulé	Bilan	Bilan (VAN)	Grid fee	Energy	Annuel	Cumulée	Annuel	Cumulée			
	kWh/an	kWh/an	kWh/an	kWh/an	€/kWh	€/kWh		€/an	€/an	€/an	Nb	€/an	€/an	€/an	€/an	€	€	€	€	€/an								
0																												
2021	1	2462.00	2538.00	4230.00	1692.00	0.102	0.121	0.223	432.92	305.90	738.82	11	687.38	0.00	0.00	0.00	-48.60	1377.59	1377.59	-6,722.41 €	-6,590.60 €	-296.74	-78.81	-375.54 €	-375.54 €	1114.357	-1114.3573	
2022	2	2502.57	2497.43	4162.39	1664.96	0.109	0.124	0.233	451.94	310.04	761.98	10	676.39	0.00	0.00	0.00	-48.60	1389.77	2767.36	-5,332.64 €	-5,125.57 €	-310.67	-90.95	-401.62 €	-777.16 €	1163.6	-2,277.96 €	
2023	3	2522.85	2477.15	4128.58	1651.43	0.112	0.128	0.240	461.72	316.74	778.47	10	670.89	0.00	0.00	0.00	-48.60	1400.76	4168.12	-3,931.88 €	-3,705.10 €	-322.59	-97.46	-420.04 €	-1,197.20 €	1198.508	-3,476.47 €	
2024	4	2543.13	2456.87	4094.78	1637.91	0.115	0.132	0.247	471.68	323.57	795.25	10	665.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1460.65	5628.77	-2,471.23 €	-2,283.03 €	-334.94	-104.27	-439.21 €	-1,636.41 €	1234.464	-4,710.93 €	
2025	5	2563.42	2436.58	4060.97	1624.39	0.119	0.136	0.254	481.82	330.53	812.35	10	659.91	0.00	0.00	0.00	0.00	1472.26	7101.03	-998.97 €	-904.80 €	-347.74	-111.41	-459.15 €	-2,095.56 €	1271.498	-5,982.43 €	
2026	6	2583.70	2416.30	4027.16	1610.87	0.122	0.140	0.262	492.14	337.61	829.75	10	654.41	0.00	0.00	0.00	0.00	1484.17	8585.20	-485.20 €	-430.84 €	-361.00	-118.89	-479.89 €	-2,575.45 €	1309.642	-7,292.07 €	
2027	7	2603.99	2396.01	3993.36	1597.34	0.126	0.144	0.270	502.65	344.82	847.47	10	648.92	0.00	0.00	0.00	0.00	1496.39	10081.59	1,981.59 €	1,725.10 €	-374.75	-126.71	-501.46 €	-3,076.91 €	1348.932	-8,641.00 €	
2028	8	2624.27	2375.73	3959.55	1583.82	0.130	0.148	0.278	513.35	352.16	865.51	10	643.43	0.00	0.00	0.00	0.00	1508.93	11590.53	3,490.53 €	2,979.13 €	-389.00	-134.89	-523.89 €	-3,600.80 €	1389.4	-10,030.40 €	
2029	9	2644.55	2355.45	3925.74	1570.30	0.134	0.153	0.286	524.23	359.63	883.86	10	637.93	0.00	0.00	0.00	0.00	1521.79	13112.32	5,012.32 €	4,194.09 €	-403.77	-143.45	-547.22 €	-4,148.02 €	1431.082	-11,461.48 €	
2030	10	2664.84	2335.16	3891.94	1556.78	0.138	0.157	0.295	535.31	367.23	902.54	10	632.44	0.00	0.00	0.00	0.00	1534.98	14647.30	6,547.30 €	5,371.06 €	-419.07	-152.41	-571.48 €	-4,719.50 €	1474.014	-12,935.50 €	
2031	11	2685.12	2314.88	3858.13	1543.25	0.142	0.162	0.304	546.58	374.96	921.54	10	626.95	0.00	0.00	0.00	0.00	1548.97	16196.27	8,094.36 €	6,606.91 €	-434.93	-161.77	-596.70 €	-5,316.20 €	1518.235	-14,453.73 €	
2032	12	2705.40	2294.60	3824.33	1529.73	0.146	0.167	0.313	558.05	382.82	940.87	10	621.46	0.00	0.00	0.00	0.00	1563.94	17890.21	9,715.66 €	7,843.49 €	-451.36	-171.55	-622.91 €	-5,939.11 €	1563.782	-16,017.51 €	
2033	13	2725.69	2274.31	3790.52	1516.21	0.150	0.172	0.322	569.71	390.82	960.53	10	616.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1579.99	19780.20	11,557.81 €	9,318.76 €	-468.39	-181.78	-650.17 €	-6,589.28 €	1610.695	-17,628.21 €	
2034	14	2745.97	2254.03	3756.71	1502.69	0.155	0.177	0.332	581.56	398.96	980.52	10	610.51	0.00	0.00	0.00	0.00	1597.54	21837.74	13,570.01 €	10,743.81 €	-486.03	-192.47	-678.50 €	-7,267.78 €	1659.016	-19,287.22 €	
2035	15	2766.26	2233.74	3722.91	1489.16	0.159	0.182	0.342	593.62	407.23	1000.85	10	605.02	0.00	0.00	0.00	0.00	1616.78	24071.52	15,861.71 €	12,743.49 €	-504.31	-203.63	-707.94 €	-7,975.72 €	1708.786	-20,996.01 €	
2036	16	2786.54	2213.46	3689.10	1475.64	0.164	0.188	0.352	605.88	415.63	1021.51	10	600.00	0.00	0.00	0.00	-1170.00	16371.52	17,911.52 €	14,543.49 €	-523.24	-215.29	-738.54 €	-8,714.25 €	1760.05	-22,756.06 €		
2037	17	2806.82	2193.18	3655.30	1462.12	0.169	0.193	0.363	618.33	424.18	1042.51	10	595.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1658.77	19969.29	16,453.36 €	13,118.81 €	-542.86	-227.47	-770.34 €	-9,484.59 €	1812.851	-24,568.91 €	
2038	18	2827.11	2172.89	3621.49	1448.60	0.174	0.199	0.373	630.99	432.86	1063.86	10	590.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1689.76	22890.78	18,309.48 €	14,818.76 €	-563.19	-240.19	-803.38 €	-10,287.97 €	1867.237	-26,436.15 €	
2039	19	2847.39	2152.61	3587.68	1435.07	0.179	0.205	0.385	643.86	441.69	1085.55	10	585.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1722.05	25912.83	20,495.03 €	16,318.76 €	-584.25	-253.46	-837.71 €	-11,125.68 €	1923.254	-28,359.40 €	
2040	20	2867.67	2132.33	3553.88	1421.55	0.185	0.211	0.396	656.92	450.65	1107.58	10	580.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1755.97	29168.80	22,952.60 €	18,043.81 €	-606.06	-267.31	-873.38 €	-11,999.05 €	1980.952	-30,340.35 €	
2041	21	2887.96	2112.04	3520.07	1408.03	0.190	0.218	0.408	670.19	459.76	1129.95	10	575.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1791.02	32489.82	25,602.60 €	20,073.76 €	-628.66	-281.77	-910.43 €	-12,909.48 €	2040.38	-32,380.73 €	
2042	22	2908.24	2091.76	3486.26	1394.51	0.196	0.224	0.420	683.67	469.00	1152.67	10	570.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1827.59	35977.41	28,415.23 €	21,504.18 €	-652.07	-296.85	-948.92 €	-13,858.40 €	2101.592	-34,482.33 €	
2043	23	2928.53	2071.47	3452.46	1380.98	0.202	0.231	0.433	697.35	478.39	1175.74	10	565.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1864.84	39042.25	31,367.60 €	22,024.21 €	-676.32	-312.58	-988.90 €	-14,847.30 €	2164.639	-36,646.97 €	
2044	24	2948.81	2051.19	3418.65	1367.46	0.208	0.238	0.446	711.24	487.91	1199.15	10	560.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1902.77	42361.02	34,516.12 €	22,533.98 €	-701.43	-328.99	-1,030.42 €	-15,877.72 €	2229.579	-38,876.54 €	
2045	25	2969.09	2030.91	3384.85	1353.94	0.214	0.245	0.459	725.33	497.58	1222.92	10	555.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1941.36	45802.38	38,000.00 €	23,033.62 €	-727.44	-346.11	-1,073.55 €	-16,951.27 €	2296.466	-41,173.01 €	
Total		56878.08	94796.80	37918.72					14361.07	9860.67	24221.74	101	6577.10	0.00	0.00	-1170.00	-145.80	29483.04										41173.01

Figure 2: Tableau Cas 4 appliqué en Région Bruxelles Capitale sans valorisation surplus mais compensation et CV

Rentabilité de l'installation atteinte après la 6<sup>ième</sup> année (7<sup>ième</sup> si l'AC=40%)

Année	Energie bilan annuel				Tarif électricité réseau			Economie sur la compensation			Vente surplus		OPEX		Bilan Economique (Energie economie+Frais+Gain)				Coût énergie complémentaire				Coût énergie sans PV			
	Conso réseau	Auto-conso	Production	Surplus	Energy	Grid fee	E+G	Energie	Grid fee	E+G	CodAC	Marché	Frais	Intérêts	CASH FLOW	CF Cumulé	Bilan	Bilan (VAN)	Grid fee	Energy	Annuel	Cumulée	Annuel	Cumulée		
	kWh/an	kWh/an	kWh/an	kWh/an	€/kWh	€/kWh		€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€	€	€	€	€/an							
0																										
2021	1	2462.00	2538.00	4230.00	1692.00	0.124	0.154	0.278	523.65	390.92	914.57	0.00	0.00	0.00	-48.60	865.97	865.97	- 7,234.03 €	- 7,092.19 €	-379.21	-95.32	- 474.53 €	- 474.53 €	1389.098	-1389.09755	
2022	2	2502.57	2497.43	4162.39	1664.96	0.136	0.161	0.297	566.15	403.21	969.36	0.00	0.00	0.00	-48.60	920.76	1786.73	- 6,313.27 €	- 6,068.12 €	-404.04	-113.93	- 517.97 €	- 992.50 €	1487.325	- 2,876.42 €	
2023	3	2522.85	2477.15	4128.58	1651.43	0.143	0.169	0.312	588.62	419.21	1007.83	0.00	0.00	0.00	-48.60	959.23	2745.96	- 5,354.04 €	- 5,045.24 €	-426.94	-124.24	- 551.18 €	- 1,543.68 €	1559.014	- 4,435.44 €	
2024	4	2543.13	2456.87	4094.78	1637.91	0.149	0.177	0.327	611.94	435.82	1047.76	0.00	0.00	0.00	0.00	1047.76	3793.71	- 4,306.29 €	- 3,978.34 €	-451.12	-135.28	- 586.40 €	- 2,130.08 €	1634.158	- 6,069.59 €	
2025	5	2563.42	2436.58	4060.97	1624.39	0.157	0.186	0.343	636.14	453.05	1089.19	0.00	0.00	0.00	0.00	1089.19	4882.90	- 3,217.10 €	- 2,913.82 €	-476.64	-147.10	- 623.73 €	- 2,753.81 €	1712.925	- 7,782.52 €	
2026	6	2583.70	2416.30	4027.16	1610.87	0.164	0.195	0.359	661.25	470.94	1132.19	0.00	0.00	0.00	0.00	1132.19	6015.09	- 2,084.91 €	- 1,851.34 €	-503.56	-159.74	- 663.30 €	- 3,417.11 €	1795.487	- 9,578.01 €	
2027	7	2603.99	2396.01	3993.36	1597.34	0.172	0.204	0.376	687.30	489.49	1176.80	0.00	0.00	0.00	0.00	1176.80	7191.89	- 908.11 €	- 790.57 €	-531.98	-173.26	- 705.23 €	- 4,122.35 €	1882.03	- 11,460.04 €	
<b>2028</b>	<b>8</b>	<b>2624.27</b>	<b>2375.73</b>	<b>3959.55</b>	<b>1583.82</b>	<b>0.180</b>	<b>0.214</b>	<b>0.395</b>	<b>714.33</b>	<b>508.74</b>	<b>1223.07</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1223.07</b>	<b>8414.96</b>	<b>314.96 €</b>	<b>268.82 €</b>	<b>-561.96</b>	<b>-187.71</b>	<b>- 749.67 €</b>	<b>- 4,872.02 €</b>	<b>1972.744</b>	<b>- 13,432.78 €</b>	
2029	9	2644.55	2355.45	3925.74	1570.30	0.189	0.224	0.414	742.37	528.71	1271.08	0.00	0.00	0.00	0.00	1271.08	9686.04	1,586.04 €	1,327.13 €	-593.60	-203.15	- 796.75 €	- 5,668.77 €	2067.83	- 15,500.61 €	
2030	10	2664.84	2335.16	3891.94	1556.78	0.198	0.235	0.433	771.45	549.42	1320.87	0.00	0.00	0.00	0.00	1320.87	11006.92	2,906.92 €	2,384.68 €	-626.99	-219.64	- 846.63 €	- 6,515.39 €	2167.499	- 17,668.11 €	
2031	11	2685.12	2314.88	3858.13	1543.25	0.208	0.247	0.454	801.61	570.90	1372.51	0.00	0.00	0.00	0.00	1372.51	12379.43	4,279.43 €	3,441.79 €	-662.21	-237.25	- 899.46 €	- 7,414.85 €	2271.973	- 19,940.08 €	
2032	12	2705.40	2294.60	3824.33	1529.73	0.218	0.259	0.476	832.89	593.17	1426.06	0.00	0.00	0.00	0.00	1426.06	13805.49	5,705.49 €	4,498.74 €	-699.37	-256.05	- 955.42 €	- 8,370.27 €	2381.482	- 22,321.56 €	
2033	13	2725.69	2274.31	3790.52	1516.21	0.228	0.271	0.499	865.32	616.27	1481.59	0.00	0.00	0.00	0.00	1481.59	15287.08	7,187.08 €	5,555.85 €	-738.58	-276.11	- 1,014.68 €	- 9,384.95 €	2496.269	- 24,817.83 €	
2034	14	2745.97	2254.03	3756.71	1502.69	0.239	0.284	0.523	898.93	640.21	1539.15	0.00	0.00	0.00	0.00	1539.15	16826.23	8,726.23 €	6,613.39 €	-779.94	-297.50	- 1,077.44 €	- 10,462.40 €	2616.59	- 27,434.42 €	
2035	15	2766.26	2233.74	3722.91	1489.16	0.251	0.298	0.549	933.78	665.03	1598.82	0.00	0.00	0.00	0.00	1598.82	18425.04	10,325.04 €	7,671.66 €	-823.57	-320.32	- 1,143.89 €	- 11,606.29 €	2742.709	- 30,177.13 €	
2036	16	2786.54	2213.46	3689.10	1475.64	0.263	0.312	0.575	969.90	690.76	1660.66	0.00	0.00	-1170.00	0.00	490.66	18915.70	10,815.70 €	7,878.65 €	-869.60	-344.65	- 1,214.25 €	- 12,820.54 €	2874.908	- 33,052.04 €	
2037	17	2806.82	2193.18	3655.30	1462.12	0.276	0.327	0.603	1007.34	717.42	1724.75	0.00	0.00	0.00	0.00	1724.75	20640.46	12,540.46 €	8,955.93 €	-918.15	-370.58	- 1,288.72 €	- 14,109.26 €	3013.478	- 36,065.52 €	
2038	18	2827.11	2172.89	3621.49	1448.60	0.289	0.343	0.632	1046.13	745.04	1791.17	0.00	0.00	0.00	0.00	1791.17	22431.62	14,331.62 €	10,034.42 €	-969.36	-398.21	- 1,367.56 €	- 15,476.82 €	3158.728	- 39,224.25 €	
2039	19	2847.39	2152.61	3587.68	1435.07	0.303	0.359	0.662	1086.31	773.66	1859.97	0.00	0.00	0.00	0.00	1859.97	24291.60	16,191.60 €	11,114.41 €	-1023.37	-427.63	- 1,451.00 €	- 16,927.83 €	3310.979	- 42,535.23 €	
2040	20	2867.67	2132.33	3553.88	1421.55	0.317	0.377	0.694	1127.94	803.31	1931.25	0.00	0.00	0.00	0.00	1931.25	26222.85	18,122.85 €	12,196.16 €	-1080.34	-458.98	- 1,539.31 €	- 18,467.14 €	3470.568	- 46,005.79 €	
2041	21	2887.96	2112.04	3520.07	1408.03	0.333	0.395	0.728	1171.06	834.02	2005.08	0.00	0.00	0.00	0.00	2005.08	28227.94	20,127.94 €	13,279.93 €	-1140.42	-492.35	- 1,632.77 €	- 20,099.91 €	3637.849	- 49,643.64 €	
2042	22	2908.24	2091.76	3486.26	1394.51	0.349	0.414	0.763	1215.72	865.82	2081.54	0.00	0.00	0.00	0.00	2081.54	30309.48	22,209.48 €	14,365.96 €	-1203.78	-527.87	- 1,731.65 €	- 21,831.56 €	3813.194	- 53,456.84 €	
2043	23	2928.53	2071.47	3452.46	1380.98	0.366	0.434	0.799	1261.96	898.76	2160.72	0.00	0.00	0.00	0.00	2160.72	32470.20	24,370.20 €	15,454.51 €	-1270.61	-565.67	- 1,836.27 €	- 23,667.83 €	3996.99	- 57,453.83 €	
2044	24	2948.81	2051.19	3418.65	1367.46	0.383	0.455	0.838	1309.83	932.85	2242.69	0.00	0.00	0.00	0.00	2242.69	34712.88	26,612.88 €	16,545.80 €	-1341.07	-605.88	- 1,946.96 €	- 25,614.79 €	4189.645	- 61,643.47 €	
2045	25	2969.09	2030.91	3384.85	1353.94	0.402	0.477	0.878	1359.39	968.15	2327.54	0.00	0.00	0.00	0.00	2327.54	37040.42	28,940.42 €	17,640.08 €	-1415.38	-648.66	- 2,064.05 €	- 27,678.83 €	4391.585	- 66,035.06 €	
<b>Total</b>			<b>56878.08</b>	<b>94796.80</b>	<b>37918.72</b>				<b>22391.35</b>	<b>15964.87</b>	<b>38356.22</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-1170.00</b>	<b>-145.80</b>	<b>37040.42</b>										<b>66035.06</b>

Figure 3:Tableau Cas 4 appliqué en Région Wallonne sans valorisation surplus mais compensation sur la commodity

Pour la région Wallonne, au vu du prix de l'énergie supérieur à la Région Bruxelloise (+5 à 7 c€/kWh), la période de retour sur investissement peut être atteinte après la 8<sup>ième</sup> année sans subsides. Ce temps est supérieur aux différents modèles survolés récemment mais ce qui est intéressant en comparant l'évolution du coût d'énergie avec ou sans PV, le gain sur 25 ans reste tout à fait intéressant.

### Cas 4.1 : Prosumer 2021-2045 / Valorisation surplus par la vente / pas de CV

Pour la RBC, la rentabilité d'une vente de surplus à 90% en quantité à une communauté locale (10c€/kWh) et 10% à un fournisseur (3c€/kWh) permet d'atteindre une rentabilité à l'année 12. Si les subsides existant encore à Bruxelles sont pris en compte, nous retombons à 7 ans. Sachant que nous cherchons à remplacer les CV par un rachat de l'énergie par d'autres organes pour un prix avantageux, nous chercherons à déterminer un prix de vente qui permettrait d'atteindre une meilleure période de retour sur investissement.

Panneaux				Financial			
Puissance crête de l'installation		4.5	kWc	Emprunt à la banque	100%	année	3
Coefficient correction Co <sub>i</sub>	orientation	Sud	3 Co <sub>i</sub> =	Fond propre	0%		
	inclinaison	35	4	Taux emprunt	2%	intérêt/an	48.60 €
Productible		940	kWh/kWc.an	Récupération fond propre	0%		
Production annuelle		4230	kWh/an	Inflation monétaire	2%		
Perte de production annuelle		0.799	%/an	Remboursement annuelle	2,748.60 €		
Durée de vie		25	an	Montant de l'emprunt	8,245.80 €	36 mensualités	229.05
Rendement fin de vie		80.02	%				
Prix de l'installation (TVAC)		1,800.0 €	€/kWc				
CAPEX TVAC		8,100.00 €					
Auto-consommation		60%	37.76				

Mécanisme de soutien	Energie	Réseau	
Compensation	non	non	2021-2031
Compensation	non	non	2031-2045
CV ( voir Feuille 1)	oui		65 €/cv
Régime d'octroi CWAPE	0-5 kW	2.5 cv	
Production/1000*7 = Nb CV	5-10kW		
Gain Cv annuel	10.575	687.38 €	10 an
Vente d'énergie		0.03 €	0.07 0%
Vente d'électricité au fournisseur	oui	0.03 €/kWh	augmentation prix 3%
Vente d'électricité à la Codac	oui	0.10 €/kWh	Acc 0.9

Taxe prosumer ( si en RW )			
Tarif capacitaire	non	0	augmentation prix 2%
Tarif proportionnel	oui	369.3 €	0 €/kWe/an
Operating cost			
Changement Onduleur sur la vie de l'installation	1	1,170.00 €	

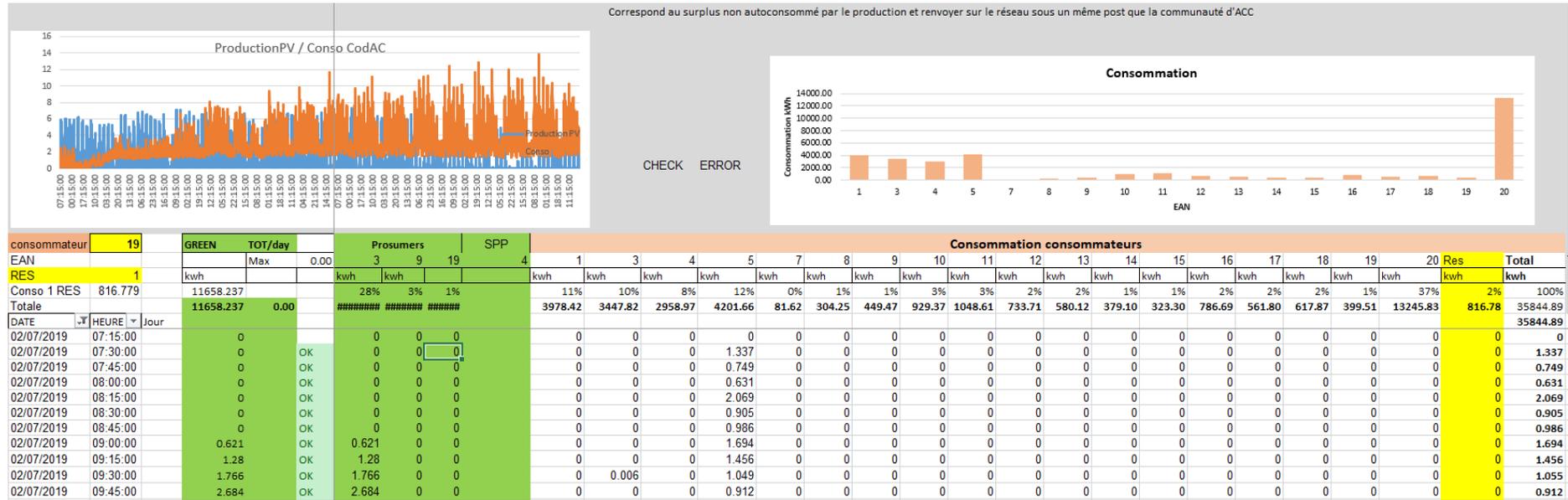
Année	Energie bilan annuel				Tarif électricité réseau			Economie sur la compensation			Subside		Vente surplus		OPEX		Bilan Economique ( Energie économie+Frais+Gain)				Coût énergie complémentaire				Coût énergie sans PV			
	Conso réseau	Auto-conso	Production	Surplus	Energy	Grid fee	E+G	Energie	Cost Grid	E+G	CV	CodAC	Marché	Frais	Intérêts	CASH FLOW	CF Cumulé	Bilan	Bilan (VAN)	Grid fee	Energy	Annuel	Cumulée	Annuel	Cumulée			
	kWh/an	kWh/an	kWh/an	kWh/an	€/kWh	€/kWh		€/an	€/an	€/an	Nb	€/an	€/an	€/an	€/an	€	€	€	€	€/an								
0																												
2021	1	2462.00	2538.00	4230.00	1692.00	0.102	0.121	0.223	259.75	305.90	565.65	11	687.38	152.28	5.08	0.00	-48.60	1361.78	1361.78	- 6,738.22 €	- 8,100.00 €	- 8,100.00 €	-374.75	-327.77	- 702.52 €	- 4,394.86 €	1348.932	- 8,641.00 €
2022	2	2502.57	2497.43	4162.39	1664.96	0.109	0.124	0.233	271.17	310.04	581.20	10	676.39	154.34	5.14	0.00	-48.60	1368.48	2730.26	- 5,369.74 €	- 5,161.23 €	-310.67	-271.72	- 582.40 €	- 1,131.11 €	1163.6	- 2,277.96 €	
2023	3	2522.85	2477.15	4128.58	1651.43	0.112	0.128	0.240	277.03	316.74	593.78	10	670.89	157.68	5.26	0.00	-48.60	1379.01	4109.26	- 3,990.74 €	- 3,760.56 €	-322.59	-282.14	- 604.73 €	- 1,735.84 €	1198.508	- 3,476.47 €	
2024	4	2543.13	2456.87	4094.78	1637.91	0.115	0.132	0.247	283.01	323.57	606.58	10	665.40	161.08	5.37	0.00	0.00	1438.43	5547.70	- 2,552.30 €	- 2,357.93 €	-334.94	-292.95	- 627.88 €	- 2,363.72 €	1234.464	- 4,710.93 €	
2025	5	2563.42	2436.58	4060.97	1624.39	0.119	0.136	0.254	289.09	330.53	619.62	10	659.91	164.54	5.48	0.00	0.00	1449.56	6997.25	- 1,102.75 €	- 998.79 €	-347.74	-304.14	- 651.88 €	- 3,015.60 €	1271.498	- 5,982.43 €	
<b>2026</b>	<b>6</b>	<b>2583.70</b>	<b>2416.30</b>	<b>4027.16</b>	<b>1610.87</b>	<b>0.122</b>	<b>0.140</b>	<b>0.262</b>	<b>295.29</b>	<b>337.61</b>	<b>632.90</b>	<b>10</b>	<b>654.41</b>	<b>168.07</b>	<b>5.60</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1460.98</b>	<b>8458.24</b>	<b>358.24 €</b>	<b>318.10 €</b>	<b>-361.00</b>	<b>-315.74</b>	<b>- 676.75 €</b>	<b>- 3,692.34 €</b>	<b>1309.642</b>	<b>- 7,292.07 €</b>	
2027	7	2603.99	2396.01	3993.36	1597.34	0.126	0.144	0.270	301.59	344.82	646.41	10	648.92	171.66	5.72	0.00	0.00	1472.71	9930.95	1,830.95 €	1,593.95 €	-374.75	-327.77	- 702.52 €	- 4,394.86 €	1348.932	- 8,641.00 €	
2028	8	2624.27	2375.73	3959.55	1583.82	0.130	0.148	0.278	308.01	352.16	660.17	10	643.43	175.31	5.84	0.00	0.00	1484.75	11415.70	3,315.70 €	2,829.92 €	-389.00	-340.23	- 729.23 €	- 5,124.09 €	1389.4	- 10,030.40 €	
2029	9	2644.55	2355.45	3925.74	1570.30	0.134	0.153	0.286	314.54	359.63	674.17	10	637.93	179.03	5.97	0.00	0.00	1497.10	12912.80	4,812.80 €	4,027.13 €	-403.77	-353.15	- 756.91 €	- 5,881.01 €	1431.082	- 11,461.48 €	
2030	10	2664.84	2335.16	3891.94	1556.78	0.138	0.157	0.295	321.19	367.23	688.41	10	632.44	182.81	6.09	0.00	0.00	1509.76	14422.55	6,322.55 €	5,186.70 €	-419.07	-366.53	- 785.60 €	- 6,666.61 €	1474.014	- 12,935.50 €	
2031	11	2685.12	2314.88	3858.13	1543.25	0.142	0.162	0.304	327.95	374.96	702.91	10	627.44	186.66	6.22	0.00	0.00	1522.42	15945.97	7,739.97 €	6,453.70 €	-434.93	-380.40	- 815.33 €	- 7,481.94 €	1518.235	- 14,453.73 €	
2032	12	2705.40	2294.60	3824.33	1529.73	0.146	0.167	0.313	334.83	382.82	717.65	10	622.44	190.58	6.35	0.00	0.00	1535.99	17481.96	8,866.66 €	7,481.94 €	-451.36	-394.77	- 846.13 €	- 8,328.07 €	1563.782	- 16,017.51 €	
2033	13	2725.69	2274.31	3790.52	1516.21	0.150	0.172	0.322	341.82	390.82	732.64	10	617.44	194.56	6.49	0.00	0.00	1549.55	19026.51	9,966.61 €	7,008.78 €	-468.39	-409.66	- 878.05 €	- 9,206.12 €	1610.695	- 17,628.21 €	
2034	14	2745.97	2254.03	3756.71	1502.69	0.155	0.177	0.332	348.94	398.96	747.89	10	612.44	198.61	6.62	0.00	0.00	1563.11	20590.62	10,111.11 €	7,593.70 €	-486.03	-425.09	- 911.12 €	- 10,117.24 €	1659.016	- 19,287.22 €	
2035	15	2766.26	2233.74	3722.91	1489.16	0.159	0.182	0.342	356.17	407.23	763.40	10	607.44	202.72	6.76	0.00	0.00	1576.68	22167.30	10,992.61 €	8,167.67 €	-504.31	-441.08	- 945.39 €	- 11,062.63 €	1708.786	- 20,996.01 €	
2036	16	2786.54	2213.46	3689.10	1475.64	0.164	0.188	0.352	363.53	415.63	779.16	10	602.44	206.91	6.90	-1170.00	0.00	-177.03	18915.57	10,815.57 €	7,878.56 €	-523.24	-457.65	- 980.89 €	- 12,043.52 €	1760.05	- 22,756.06 €	
2037	17	2806.82	2193.18	3655.30	1462.12	0.169	0.193	0.363	371.00	424.18	795.18	10	597.44	211.16	7.04	0.00	0.00	1013.38	19928.96	11,828.96 €	8,447.80 €	-542.86	-474.81	- 1,017.67 €	- 13,061.19 €	1812.851	- 24,568.91 €	
2038	18	2827.11	2172.89	3621.49	1448.60	0.174	0.199	0.373	378.60	432.86	811.46	10	592.44	215.49	7.18	0.00	0.00	1034.13	20963.09	12,863.09 €	9,006.21 €	-563.19	-492.58	- 1,055.78 €	- 14,116.97 €	1867.237	- 26,436.15 €	
2039	19	2847.39	2152.61	3587.68	1435.07	0.179	0.205	0.385	386.31	441.69	828.00	10	587.44	219.88	7.33	0.00	0.00	1055.21	22018.30	13,918.30 €	9,553.95 €	-584.25	-511.00	- 1,095.25 €	- 15,212.22 €	1923.254	- 28,359.40 €	
2040	20	2867.67	2132.33	3553.88	1421.55	0.185	0.211	0.396	394.15	450.65	844.81	10	582.44	224.34	7.48	0.00	0.00	1076.63	23094.93	14,994.93 €	10,091.16 €	-606.06	-530.08	- 1,136.14 €	- 16,348.36 €	1980.952	- 30,340.35 €	
2041	21	2887.96	2112.04	3520.07	1408.03	0.190	0.218	0.408	402.12	459.76	861.87	10	577.44	228.88	7.63	0.00	0.00	1098.38	24193.31	16,093.31 €	10,617.98 €	-628.66	-549.85	- 1,178.51 €	- 17,526.87 €	2040.38	- 32,380.73 €	
2042	22	2908.24	2091.76	3486.26	1394.51	0.196	0.224	0.420	410.20	469.00	879.20	10	572.44	233.48	7.78	0.00	0.00	1120.46	25313.77	17,213.77 €	11,134.54 €	-652.07	-570.32	- 1,222.39 €	- 18,749.26 €	2101.592	- 34,482.33 €	
2043	23	2928.53	2071.47	3452.46	1380.98	0.202	0.231	0.433	418.41	478.39	896.80	10	567.44	238.15	7.94	0.00	0.00	1142.89	26456.66	18,356.66 €	11,640.99 €	-676.32	-591.53	- 1,267.84 €	- 20,017.10 €	2164.639	- 36,646.97 €	
2044	24	2948.81	2051.19	3418.65	1367.46	0.208	0.238	0.446	426.74	487.91	914.66	10	562.44	242.89	8.10	0.00	0.00	1165.65	27622.31	19,522.31 €	12,137.44 €	-701.43	-613.49	- 1,314.92 €	- 21,332.02 €	2229.579	- 38,876.54 €	
2045	25	2969.09	2030.91	3384.85	1353.94	0.214	0.245	0.459	435.20	497.58	932.78	10	557.44	247.71	8.26	0.00	0.00	1188.74	28811.05	20,711.05 €	12,624.03 €	-727.44	-636.24	- 1,363.68 €	- 22,695.70 €	2296.466	- 41,173.01 €	
<b>Total</b>		<b>5678.08</b>	<b>94796.80</b>	<b>37918.72</b>					<b>8616.64</b>	<b>9860.67</b>	<b>18477.31</b>	<b>101</b>	<b>6577.10</b>	<b>4908.81</b>	<b>163.63</b>	<b>-1170.00</b>	<b>-145.80</b>	<b>28811.05</b>										<b>41173.01</b>

Figure 4:Tableau Cas 4 appliqué en RBC Avec valorisation du surplus par la vente sans compensation 2021-2045

Année	Energie bilan annuel				Tarif électricité réseau			Economie sur la compensation			Vente surplus		OPEX		Bilan Economique (Energie économie+Frais+Gain)				Coût énergie complémentaire				Coût énergie sans PV		
	Conso réseau	Auto-conso	Production	Surplus	Energy	Grid fee	E+G	Energie	Cost Grid	E+G	CodAC	Marché	Frais	Intérêts	CASH FLOW	CF Cumulé	Bilan	Bilan (VAN)	Grid fee	Energy	Annuel	Cumulée	Annuel	Cumulée	
	kWh/an	kWh/an	kWh/an	kWh/an	€/kWh	€/kWh		€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€/an	€	€	€	€	€/an						
0																									
2021	1	2462.00	2538.00	4230.00	1692.00	0.124	0.154	0.278	314.19	390.92	705.11	152.28	5.08	0.00	-48.60	813.86	813.86	-7,286.14 €	-7,143.27 €	-379.21	-304.78	-683.99 €	-683.99 €	1389.098	-1389.09755
2022	2	2502.57	2497.43	4162.39	1664.96	0.136	0.161	0.297	339.69	403.21	742.90	154.34	5.14	0.00	-48.60	853.78	1667.65	-6,432.35 €	-6,182.58 €	-404.04	-340.39	-744.43 €	-1,428.42 €	1487.325	-2,876.42 €
2023	3	2522.85	2477.15	4128.58	1651.43	0.143	0.169	0.312	353.17	419.21	772.38	157.68	5.26	0.00	-48.60	886.72	2554.36	-5,545.64 €	-5,225.78 €	-426.94	-359.69	-786.63 €	-2,215.05 €	1559.014	-4,435.44 €
2024	4	2543.13	2456.87	4094.78	1637.91	0.149	0.177	0.327	367.16	435.82	802.98	161.08	5.37	0.00	0.00	969.43	3523.80	-4,576.20 €	-4,227.70 €	-451.12	-380.06	-831.18 €	-3,046.23 €	1634.158	-6,069.59 €
2025	5	2563.42	2436.58	4060.97	1624.39	0.157	0.186	0.343	381.68	453.05	834.74	164.54	5.48	0.00	0.00	1004.76	4528.56	-3,571.44 €	-3,234.76 €	-476.64	-401.55	-878.19 €	-3,924.41 €	1712.925	-7,782.52 €
2026	6	2583.70	2416.30	4027.16	1610.87	0.164	0.195	0.359	396.75	470.94	867.69	168.07	5.60	0.00	0.00	1041.36	5569.92	-2,530.08 €	-2,246.64 €	-503.56	-424.24	-927.80 €	-4,852.22 €	1795.487	-9,578.01 €
2027	7	2603.99	2396.01	3993.36	1597.34	0.172	0.204	0.376	412.38	489.49	901.87	171.66	5.72	0.00	0.00	1079.25	6649.17	-1,450.83 €	-1,263.03 €	-531.98	-448.18	-980.16 €	-5,832.37 €	1882.03	-11,460.04 €
2028	8	2624.27	2375.73	3959.55	1583.82	0.180	0.214	0.395	428.60	508.74	937.34	175.31	5.84	0.00	0.00	1118.50	7767.67	-332.33 €	-283.64 €	-561.96	-473.44	-1,035.40 €	-6,867.77 €	1972.744	-13,432.78 €
<b>2029</b>	<b>9</b>	<b>2644.55</b>	<b>2355.45</b>	<b>3925.74</b>	<b>1570.30</b>	<b>0.189</b>	<b>0.224</b>	<b>0.414</b>	<b>445.42</b>	<b>528.71</b>	<b>974.13</b>	<b>179.03</b>	<b>5.97</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1159.13</b>	<b>8926.80</b>	<b>826.80 €</b>	<b>691.83 €</b>	<b>-593.60</b>	<b>-500.09</b>	<b>-1,093.70 €</b>	<b>-7,961.47 €</b>	<b>2067.83</b>	<b>-15,500.61 €</b>
2030	10	2664.84	2335.16	3891.94	1556.78	0.198	0.235	0.433	462.87	549.42	1012.29	182.81	6.09	0.00	0.00	1201.20	10128.00	2,028.00 €	1,663.66 €	-626.99	-528.22	-1,155.21 €	-9,116.68 €	2167.499	-17,668.11 €
2031	11	2685.12	2314.88	3858.13	1543.25	0.208	0.247	0.454	480.97	570.90	1051.87	186.66	6.22	0.00	0.00	1244.75	11372.75	3,272.75 €	2,632.15 €	-662.21	-557.89	-1,220.10 €	-10,336.78 €	2271.973	-19,940.08 €
2032	12	2705.40	2294.60	3824.33	1529.73	0.218	0.259	0.476	499.73	593.17	1092.91	190.58	6.35	0.00	0.00	1289.84	12662.58	4,562.58 €	3,597.57 €	-699.37	-589.20	-1,288.57 €	-11,625.36 €	2381.482	-22,321.56 €
2033	13	2725.69	2274.31	3790.52	1516.21	0.228	0.271	0.499	519.19	616.27	1135.46	194.56	6.49	0.00	0.00	1336.50	13999.08	5,899.08 €	4,560.18 €	-738.58	-622.23	-1,360.81 €	-12,986.17 €	2496.269	-24,817.83 €
2034	14	2745.97	2254.03	3756.71	1502.69	0.239	0.284	0.523	539.36	640.21	1179.57	198.61	6.62	0.00	0.00	1384.80	15383.88	7,283.88 €	5,520.27 €	-779.94	-657.08	-1,437.02 €	-14,423.18 €	2616.59	-27,434.42 €
2035	15	2766.26	2233.74	3722.91	1489.16	0.251	0.298	0.549	560.27	665.03	1225.30	202.72	6.76	0.00	0.00	1434.78	16818.67	8,718.67 €	6,478.10 €	-823.57	-693.84	-1,517.41 €	-15,940.59 €	2742.709	-30,177.13 €
2036	16	2786.54	2213.46	3689.10	1475.64	0.263	0.312	0.575	581.94	690.76	1272.70	206.91	6.90	0.00	-1170.00	1484.78	17135.18	9,035.18 €	6,581.64 €	-869.60	-732.61	-1,602.21 €	-17,542.80 €	2874.908	-33,052.04 €
2037	17	2806.82	2193.18	3655.30	1462.12	0.276	0.327	0.603	604.40	717.42	1321.82	211.16	7.04	0.00	0.00	1540.02	18675.20	10,575.20 €	7,552.41 €	-918.15	-773.51	-1,691.66 €	-19,234.46 €	3013.478	-36,065.52 €
2038	18	2827.11	2172.89	3621.49	1448.60	0.289	0.343	0.632	627.68	745.04	1372.72	215.49	7.18	0.00	0.00	1595.39	20270.58	12,170.58 €	8,521.35 €	-969.36	-816.66	-1,786.01 €	-21,020.47 €	3158.728	-39,224.25 €
2039	19	2847.39	2152.61	3587.68	1435.07	0.303	0.359	0.662	651.79	773.66	1425.45	219.88	7.33	0.00	0.00	1652.66	21923.24	13,823.24 €	9,488.70 €	-1023.37	-862.16	-1,885.53 €	-22,906.00 €	3310.979	-42,553.23 €
2040	20	2867.67	2132.33	3553.88	1421.55	0.317	0.377	0.694	676.77	803.31	1480.08	224.34	7.48	0.00	0.00	1711.90	23635.14	15,535.14 €	10,454.70 €	-1080.34	-910.15	-1,990.49 €	-24,896.49 €	3470.568	-46,005.79 €
2041	21	2887.96	2112.04	3520.07	1408.03	0.333	0.395	0.728	702.64	834.02	1536.66	228.88	7.63	0.00	0.00	1773.16	25408.30	17,308.30 €	11,419.60 €	-1140.42	-960.77	-2,101.19 €	-26,997.68 €	3637.849	-49,643.64 €
2042	22	2908.24	2091.76	3486.26	1394.51	0.349	0.414	0.763	729.43	865.82	1595.26	233.48	7.78	0.00	0.00	1836.52	27244.82	19,144.82 €	12,383.62 €	-1203.78	-1014.15	-2,217.94 €	-29,215.62 €	3813.194	-53,456.84 €
2043	23	2928.53	2071.47	3452.46	1380.98	0.366	0.434	0.799	757.18	898.76	1655.93	238.15	7.94	0.00	0.00	1902.02	29146.84	21,046.84 €	13,346.98 €	-1270.61	-1070.45	-2,341.06 €	-31,556.68 €	3996.99	-57,453.83 €
2044	24	2948.81	2051.19	3418.65	1367.46	0.383	0.455	0.838	785.90	932.85	1718.75	242.89	8.10	0.00	0.00	1969.74	31116.58	23,016.58 €	14,309.90 €	-1341.07	-1129.82	-2,470.89 €	-34,027.57 €	4189.645	-61,643.47 €
2045	25	2969.09	2030.91	3384.85	1353.94	0.402	0.477	0.878	815.64	968.15	1783.78	247.71	8.26	0.00	0.00	2039.74	33156.32	25,056.32 €	15,272.60 €	-1415.38	-1192.42	-2,607.80 €	-36,635.37 €	4391.585	-66,035.06 €
<b>Total</b>		<b>56878.08</b>	<b>94796.80</b>	<b>37918.72</b>					<b>13434.81</b>	<b>15964.87</b>	<b>29399.68</b>	<b>4908.81</b>	<b>163.63</b>	<b>-1170.00</b>	<b>-145.80</b>	<b>33156.32</b>				<b>-19891.79</b>	<b>-16743.58</b>	<b>-36635.37</b>		<b>66035.06</b>	

Figure 5:Figure 4: Tableau Cas 4 appliqué en RW Avec valorisation du surplus par la vente sans compensation 2021-2045

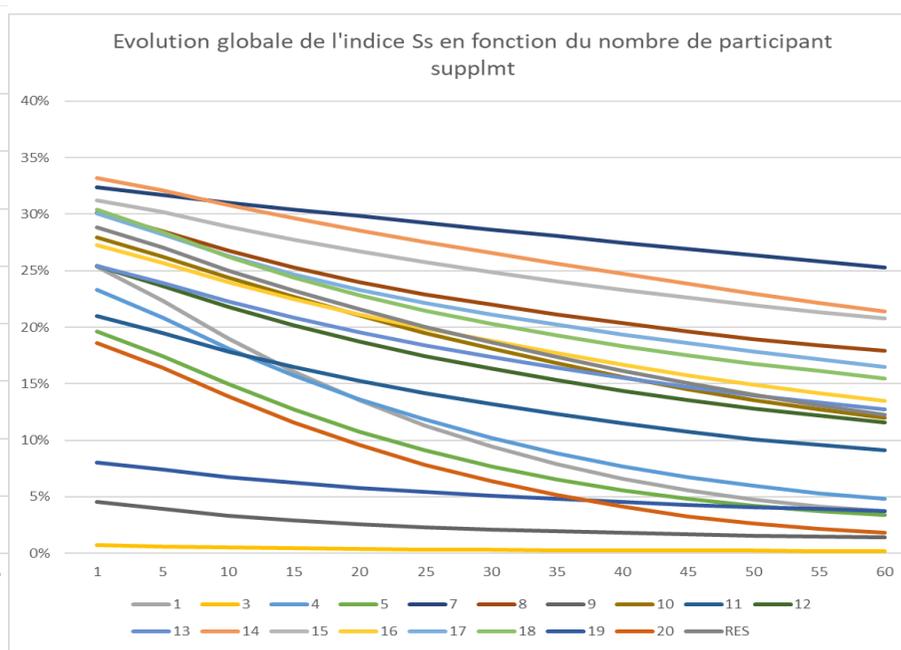
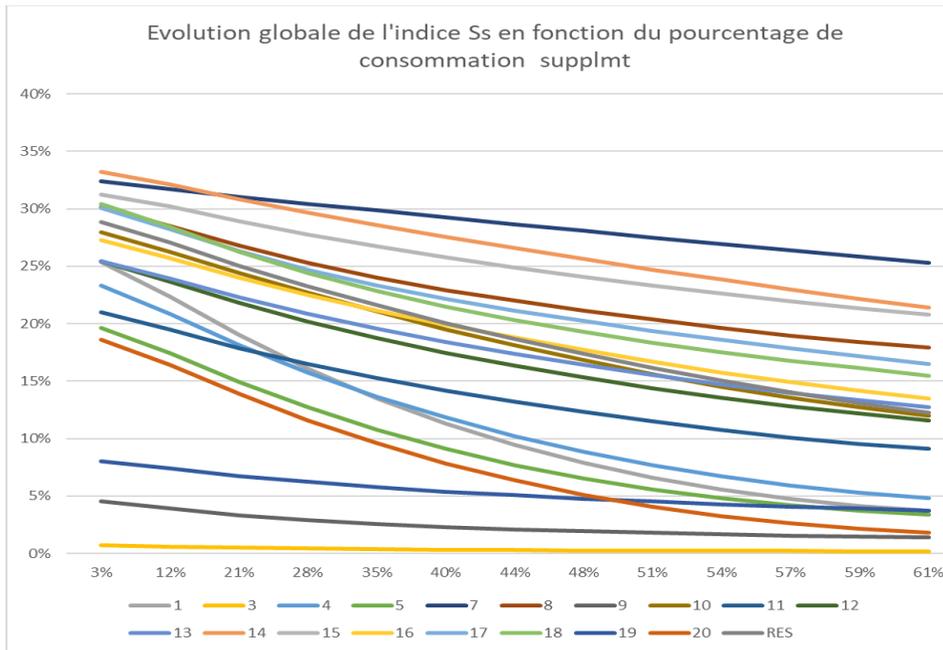
## 16.17 Analyse sensibilité de la CodAC



Ci-dessus est représenté l'outil Excel créé pour évaluer la sensibilité du nombre de participant au projet. En jaune se situe l'endroit où la modification à l'outil initiale fut nécessaire pour ajouter une consommation complémentaire. L'exemple ici montre l'ajout d'un consommateur (3500 kWh/an) représentant 2% de la consommation globale et portant le nombre total de consommateur à 19.

# Hybride

Participants supplmt	Self-sufficiency		Hybride																	RES	CodAC	Moyenne	Ss min <>pros	Ss min <>pros+EAN20
	% Conso supplmt		1	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
1	3%	25%	1%	23%	20%	32%	30%	5%	28%	21%	25%	25%	33%	31%	27%	30%	30%	8%	19%	29%	19%	23%	19%	20%
5	12%	22%	1%	21%	17%	32%	29%	4%	26%	19%	24%	24%	32%	30%	26%	28%	28%	7%	16%	27%	18%	22%	16%	17%
10	21%	19%	0%	18%	15%	31%	27%	3%	24%	18%	22%	22%	31%	29%	24%	26%	26%	7%	14%	25%	17%	20%	14%	15%
15	28%	16%	0%	16%	13%	30%	25%	3%	23%	16%	20%	21%	30%	28%	22%	25%	24%	6%	12%	23%	16%	19%	12%	13%
20	35%	14%	0%	14%	11%	30%	24%	3%	21%	15%	19%	20%	29%	27%	21%	23%	23%	6%	10%	22%	15%	17%	10%	11%
25	40%	11%	0%	12%	9%	29%	23%	2%	20%	14%	17%	18%	28%	26%	20%	22%	21%	5%	8%	20%	14%	16%	8%	9%
30	44%	9%	0%	10%	8%	29%	22%	2%	18%	13%	16%	17%	27%	25%	19%	21%	20%	5%	6%	19%	13%	15%	6%	8%
35	48%	8%	0%	9%	7%	28%	21%	2%	17%	12%	15%	16%	26%	24%	18%	20%	19%	5%	5%	17%	12%	14%	5%	7%
40	51%	7%	0%	8%	6%	27%	20%	2%	16%	11%	14%	16%	25%	23%	17%	19%	18%	5%	4%	16%	12%	13%	4%	6%
45	54%	6%	0%	7%	5%	27%	20%	2%	14%	11%	14%	15%	24%	23%	16%	19%	18%	4%	3%	15%	11%	13%	3%	5%
50	57%	5%	0%	6%	4%	26%	19%	2%	14%	10%	13%	14%	23%	22%	15%	18%	17%	4%	3%	14%	10%	12%	3%	4%
55	59%	4%	0%	5%	4%	26%	18%	1%	13%	10%	12%	13%	22%	21%	14%	17%	16%	4%	2%	13%	10%	11%	2%	4%
60	61%	4%	0%	5%	3%	25%	18%	1%	12%	9%	12%	13%	21%	21%	14%	17%	15%	4%	2%	12%	9%	11%	2%	3%



# Cascade

Participants supplmt	Self-sufficiency		Cascade																				RES	CodAC	Moyenne	Ss min <->pros	Ss min <->pros+EAN20
	% Conso supplmt		1	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20							
1	3%	26%	1%	28%	21%	33%	32%	5%	30%	23%	27%	27%	34%	32%	29%	31%	33%	8%	16%	31%	19%	25%	16%	21%			
5	12%	23%	1%	25%	18%	32%	30%	4%	28%	21%	25%	25%	33%	31%	27%	29%	31%	8%	14%	29%	18%	23%	14%	18%			
10	21%	19%	1%	22%	15%	31%	28%	4%	26%	19%	23%	23%	32%	30%	25%	27%	28%	7%	12%	26%	17%	21%	12%	15%			
15	28%	16%	0%	19%	13%	31%	26%	3%	24%	17%	21%	22%	30%	28%	23%	25%	26%	7%	9%	24%	16%	19%	9%	13%			
20	35%	13%	0%	16%	11%	30%	24%	3%	22%	16%	19%	20%	29%	27%	22%	24%	24%	6%	7%	23%	15%	18%	7%	11%			
25	40%	11%	0%	14%	9%	29%	23%	2%	20%	15%	18%	19%	28%	26%	21%	23%	22%	6%	6%	21%	14%	16%	6%	9%			
30	44%	9%	0%	12%	8%	29%	22%	2%	19%	14%	17%	18%	27%	25%	19%	21%	21%	5%	4%	19%	13%	15%	4%	8%			
35	48%	7%	0%	10%	6%	28%	21%	2%	18%	13%	16%	17%	26%	25%	18%	20%	20%	5%	3%	18%	12%	14%	3%	6%			
40	51%	6%	0%	8%	5%	28%	20%	2%	16%	12%	15%	16%	25%	24%	17%	20%	19%	5%	3%	17%	12%	13%	3%	5%			
45	54%	4%	0%	7%	4%	27%	20%	2%	15%	11%	14%	15%	24%	23%	16%	19%	18%	4%	2%	16%	11%	13%	1%	4%			
50	57%	4%	0%	6%	4%	27%	19%	2%	14%	10%	13%	14%	23%	22%	15%	18%	17%	4%	1%	15%	10%	12%	1%	4%			
55	59%	3%	0%	5%	3%	26%	18%	1%	13%	10%	12%	13%	22%	21%	14%	17%	16%	4%	1%	13%	10%	11%	1%	3%			
60	61%	3%	0%	4%	3%	25%	18%	1%	12%	9%	12%	13%	22%	21%	14%	17%	16%	4%	1%	13%	9%	11%	1%	3%			

