

Université Libre de Bruxelles

Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire

Faculté des Sciences

Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

**"Autoconsommation collective d'électricité photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale. Une solution pour davantage d'électricité verte"**

Mémoire de Fin d'Etudes présenté par

MOREAU, Hélié

en vue de l'obtention du grade académique de

Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

Finalité Gestion de l'Environnement M-ENVIG

Année Académique : 2017-2018

Directeur : HUART, Michel

Co-directeur : WALLENBORN, Grégoire

UNIVERSITÉ LIBRE DE BRUXELLES



ULB



*En préambule à ce mémoire, je tiens à remercier chaleureusement mes promoteurs, Michel Huart et Grégoire Walleborn, qui, par leur disponibilité, leur bienveillance et leurs précieux conseils, m'ont permis de construire et de réaliser ce travail.*

*J'exprime également ma reconnaissance à toutes les personnes qui ont, si aimablement, accepté de participer aux entretiens et de m'apporter leurs points de vue indispensables à l'approfondissement de ma propre réflexion.*

*Merci à l'APERe pour m'avoir permis de présenter une première partie de mes recherches devant un public attentif.*

*Merci aux membres du CEE&T qui ont contribué à faire de cette période de mes études un moment si agréable.*

*Merci à tous mes proches, famille et amis pour leur constant soutien et particulièrement à ma mère pour son aide précieuse au travers de ses relectures et de ses conseils.*

*Enfin merci à Éva pour ces belles années.*



## RESUME

---

Ce travail porte sur les conditions de mise en place d'une réglementation permettant l'autoconsommation collective d'électricité photovoltaïque en Région de Bruxelles Capitale. Il s'inscrit dans le contexte de la fin du mécanisme de compensation qui permettait aux installations photovoltaïques d'être financièrement rentables à Bruxelles. L'autoconsommation collective est une solution avancée par nombre d'acteurs et d'instances pour combler ce manque de rentabilité lié à la fin du mécanisme de compensation. Nous recherchons les conditions qui permettront son développement juste et optimum. Pour cela nous commençons par analyser les formes d'autoconsommation collective qui existent principalement en France et en Allemagne. Nous retenons un certain nombre de paramètres qui diffèrent d'un cas à l'autre. Cette analyse nous permet de proposer une grille de paramètres qui regroupe des questions par thème. Pour chaque paramètre mis en évidence nous proposons des réponses issues des schémas d'autoconsommation analysés. Cette grille des paramètres a ensuite été soumise sous forme de questionnaires à huit acteurs du réseau bruxellois sélectionnés pour le rôle que joue l'entité dans laquelle ils travaillent. Les huit acteurs représentent la chaîne d'approvisionnement de l'électricité photovoltaïque en RBC. Nous réalisons ensuite une analyse AFOM qui met en évidence les principaux éléments positifs et négatifs influant sur le développement de l'autoconsommation collective en RBC. Ainsi, l'autoconsommation collective réduit le pic d'injection d'électricité, soulage le réseau, permet de créer un lien entre producteurs et consommateurs, met fin aux problèmes rencontrés quant à l'installation de panneaux photovoltaïque (moyens financiers et techniques), ne nuit pas à la sécurité d'approvisionnement, est soutenue au niveau européen et national. Par contre certains aspects de l'autoconsommation collective sont négatifs, comme la faible réduction du pic de soutirage, le besoin de gestion, la complexité de la tarification et notamment la crainte de remettre en cause le principe de solidarité, la limitation du périmètre, l'absence de réseau privé en RBC, la libéralisation de la fourniture d'électricité. Nous regroupons tous ces éléments à la fin de la partie 2 dans le graphique de l'analyse AFOM. Dans la partie 3 nous analysons les réponses recueillies lors des entretiens pour chaque question posée et proposons une solution qui nous semble juste et qui vise à faire consensus. La question de la nécessité des compteurs communicants a donné lieu à controverse et fait débat actuellement en Belgique. Nous présentons donc, au final, deux schémas d'autoconsommation collective, l'un avec compteur communicant et l'autre sans. Nous proposons une tarification qui différencie les consommations autoproduites des consommations alloproduites (qui proviennent du réseau haute tension). Dans le cas des consommations autoproduites, nous proposons que la composante finançant l'utilisation rationnelle de l'énergie et la gestion des certificats verts disparaisse et que la composante transport soit adaptée à l'utilisation du réseau de transport. Nous proposons que les opérations d'autoconsommations aient lieu à l'intérieur d'une poche de réseau basse tension, ce qui représente 300 à 400 consommateurs. Ce travail, qui est principalement destiné aux décideurs politiques, aux lobbyistes des énergies renouvelables et au régulateur bruxellois apporte des propositions concrètes et propose des éléments pour analyser ces propositions. Il permet donc à chacun de construire son point de vue sur l'autoconsommation collective.

## TABLE DES MATIERES

Résumé.....	5
Table des figures.....	8
Liste des acronymes .....	9
1 Introduction.....	11
2 Partie 1 : Les différents modèles d’autoconsommation collective.....	15
2.1 Introduction.....	15
2.2 Méthodologie.....	15
2.3 L’analyse des différentes formes d’autoconsommation par l’Agence Internationale de l’énergie.....	16
2.4 Analyse des schémas d’autoconsommation dans cinq pays.....	17
2.4.1 En France .....	17
2.4.2 En Allemagne.....	22
2.4.3 En Italie .....	26
2.4.4 Au Danemark.....	26
2.4.5 Au Mexique .....	28
2.5 Grille des paramètres .....	29
3 Partie 2 : Les enjeux d’un développement de l’autoconsommation collective en Région de Bruxelles-Capitale.....	33
3.1 Introduction.....	33
3.2 Méthodologie.....	33
3.2.1 Cartographie des acteurs .....	34
3.3 Diagramme de boucles causales pour dégager les principaux enjeux.....	34
3.4 Analyse AFOM .....	36
3.4.1 Atouts inhérents à une opération d’autoconsommation collective .....	37
3.4.2 Faiblesses de l’autoconsommation collective.....	40
3.4.3 Opportunités ou Leviers en faveur de l’Acc .....	44
3.4.4 Freins au développement de l’autoconsommation collective .....	51
3.4.5 Récapitulatif graphique .....	57
3.5 Conclusion .....	57
4 Partie 3 : Conditions de mise en œuvre de l’autoconsommation collective en Région de Bruxelles-Capitale.....	59
4.1 Introduction.....	59

4.2	Analyse des entretiens .....	59
4.2.1	Les acteurs interrogés .....	59
4.2.2	Récapitulatif des entretiens .....	60
4.2.3	Compteur communicant .....	62
4.2.4	Conditions réglementaires .....	63
4.2.5	Conditions techniques .....	64
4.2.6	Conditions tarifaires .....	67
4.2.7	Réseaux privés .....	71
4.3	Propositions .....	72
4.3.1	Autoconsommation collective avec compteur communicant .....	73
4.3.2	Autoconsommation collective sans compteur communicant .....	74
4.4	Conclusion .....	75
5	Conclusion .....	77
6	Glossaire .....	80
7	Bibliographie .....	81
8	Annexes .....	87
8.1	Annexe 1 : Revue de la littérature .....	87
8.1.1	Quelques notions sur le réseau électrique .....	87
8.1.2	La filière photovoltaïque .....	89
8.1.3	Mécanisme d’aide pour les « prossommateurs » .....	92
8.2	Annexe 2 : Retranscription des entretiens .....	96
8.2.1	Entretien Annabelle Jacquet .....	96
8.2.2	Entretien Arnaud Latiers .....	102
8.2.3	Entretien Patrick Claessens .....	108
8.2.4	Entretien Philippe Devuyst .....	115
8.2.5	Entretien Dominique Woitrin .....	120
8.2.6	Entretien Manoël Rekingier .....	125
8.2.7	Entretien Thomas Geury .....	132
8.2.8	Entretien Benjamin Wilkin .....	136
8.3	Annexe 3 : Méthodologie de recherche bibliographique .....	142

## TABLE DES FIGURES

Figure 1: Critères de caractérisation des schémas d'autoconsommation proposés par l'AIE (Masson & al, 2016, p.8).....	16
Figure 2: Evolution des tarifs d'achats de l'électricité PV en France (photovoltaïque.info) .....	18
Figure 3: Schéma de raccordement électrique d'un projet d'Acc à l'échelle d'un quartier (réalisé d'après, Ademe, 2017, p.21).....	19
Figure 4: Schéma de raccordement électrique en autoconsommation collective dans un immeuble (Réalisé d'après, Ademe, 2017, p.20) .....	20
Figure 5: Présentation d'un exemple de réparation d'autoconsommation dans le cas français (CRE, 2018a, p.9). .....	21
Figure 6: schéma de livraison directe telle qu'elle est possible en Allemagne Source : Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG), traduction de l'OFAEnR de juin 2015. ....	23
Figure 7: Pour l'Allemagne : « Schémas de valorisation de l'électricité produite par rapport au tarif résidentiel moyen d'électricité (3 500 kWh) au 1 <sup>er</sup> avril 2015 pour une installation PV de 10 à 40 kW mise en service avant fin 2015 » (Boyette & Chapon, 2016, p.7).....	24
Figure 8: schéma explicatif des relations entre acteurs d'une opération d'Acc selon le Mieterstrom (Ducros & al, 2018, p.4). ....	26
Figure 9: "Evolution du nombre d'installations photovoltaïques par segment en kW au Danemark (données IEA PVPS)" (Rebenaque, 2017, p.11). ....	28
Figure 10: Grille des paramètres utilisée lors des entretiens .....	32
Figure 11: Cartographie des acteurs du réseau électrique ayant participé aux entretiens. (Illustration originale de www.energuide.be) .....	34
Figure 12: Comparaison européenne et régional de la densité du nombre d'installation PV par 1000 habitants (Brugel, 2018, p.10).....	38
Figure 13: Distribution des installations photovoltaïques en fonction de leur taux d'autoconsommation (Brugel, 2017, p.52). ....	40
Figure 14: Schéma présentant les différences entre injection simple, Ac simple et Acc (CRE, 2018, p.2) .....	42
Figure 15: évolution du prix moyen des installations PV entre 2012 et 2015 en €/kWc (Brugel, 2018, pp36). ...	49
Figure 16: Évolution du prix de l'électricité toute taxes comprises pour le consommateur résidentiel en Belgique se fournissant chez ENGIE-Electrabel entre 2007 et 2017 .....	50
Figure 17: Les 5 schémas de tarifications de l'autoconsommation identifiés par l'AIE (Masson & al, 2016, p.35) .....	52
Figure 18: Analyse AFOM du développement de l'autoconsommation collective en RBC.....	57
Figure 19: Quote-part de chaque autoconsommateur en fonction de la clef de répartition (Enedis, 2017). ....	65
Figure 20: Les acteurs du réseau électrique Bruxellois. (Illustration originale de Resa.be).....	87
Figure 21: Répartition par type de source de la production électrique Belge en 2017 (febeg.be).....	89
Figure 22: Profil de consommation et de production d'un ménage français moyen sur 24h (Rebenaque, 2017, p.4). ....	91
Figure 23: Schéma de production et consommation du prosumer APERe (APERe, 2017) .....	92
Figure 24: Graphique de l'évolution du prix des CV en RBC depuis 2014 (Brugel, 2018c).....	94

## LISTE DES ACRONYMES

---

Ac	Autoconsommation
Acc	Autoconsommation collective
CC	Compteur communicant
CV	Certificats Verts
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
PV	Photovoltaïque
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
RF	Région flamande
RW	Région wallonne
SER	Source(s) d'énergie renouvelable.
TAc	Taux d'autoconsommation
TAp	Taux d'autoproduction



# 1 INTRODUCTION

---

Sous l'impulsion du régulateur bruxellois Brugel et du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) Sibelga, le parlement bruxellois a décidé de mettre un terme au mécanisme de compensation pour les installations photovoltaïques en Région de Bruxelles-Capitale (RBC). La fin de ce mécanisme initialement prévue pour janvier 2018 a finalement été reportée à 2020. Ce mécanisme permet donc toujours aux prosummateurs photovoltaïques (PV) de déduire de leur facture d'électricité les kWh qu'ils injectent sur le réseau. Or, si les producteurs ont suffisamment bien dimensionné leur installation, ils peuvent produire autant qu'ils consomment et donc finalement ne rien payer de leur facture d'électricité. De ce fait, ils ne participent pas au financement du réseau de distribution et de transport, pas plus qu'ils ne paient les différentes taxes auxquelles est assujettie la facture d'électricité. C'est pour cette raison que ce mécanisme a été jugé inégalitaire et qu'il va être supprimé. Ne jouissant plus du mécanisme de compensation, le rendement financier des installations photovoltaïques va inexorablement diminuer. La presse a d'abord évoqué un manque à gagner de 400€/an/installation, Brugel, le régulateur bruxellois de l'énergie, retient, quant à lui, un manque à gagner moyen de 162€/an pour une installation de 3kWc ayant un taux d'autoconsommation de 50% (Brugel.brussels). Quoi qu'il en soit, ce manque à gagner pour les prosummateurs photovoltaïques ouvre un large champ d'investigations, en obligeant à rechercher de nouvelles méthodes pour rendre les installations PV rentables.

De manière générale, en RBC ou ailleurs, pour permettre le lancement de la filière, les producteurs photovoltaïques ont été largement subventionnés. Si nous observons la diminution du prix de l'électricité photovoltaïque nous réalisons que ces nombreux subsides ont eu l'effet escompté, ce qui est, bien entendu, très positif. Néanmoins, avec la baisse du coût des installations PV, la dynamique va s'orienter vers une baisse des subsides, les gouvernements ne voulant pas développer une filière ultra rentable pour ceux qui peuvent se permettre d'investir au détriment de ceux qui ne le peuvent pas. La filière photovoltaïque doit donc trouver de nouveaux modèles économiques rentables dans un futur post subsides. Bien sûr ces subsides ne vont pas disparaître du jour au lendemain. Il s'agira d'une diminution progressive. Néanmoins il convient de réfléchir dès maintenant aux solutions à venir, qui permettront aux générations futures de continuer à investir dans le photovoltaïque.

C'est dans un contexte similaire de baisse des aides publiques et de recherche de nouvelles solutions de rentabilité, qu'en France, l'ordonnance du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité ratifiée en février 2017, a permis la mise en place de projets d'autoconsommation collective (Acc) d'électricité dans un cadre légal. L'autoconsommation collective est définie comme « 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). Cela concerne par exemple un bâtiment regroupant plusieurs logements, un quartier résidentiel ou un centre commercial utilisant sa toiture pour alimenter plusieurs boutiques. » (Ademe, 2018, pp.8). A l'heure actuelle, des projets de ce type sont en préparation et les premières réalisations commencent tout juste à voir le jour. Cela ouvre donc un panel de perspectives intéressantes pour les différents secteurs d'activités mais également pour les particuliers. C'est dans cette dynamique récente que

s'inscrit ce mémoire dont l'idée vient de Michel Huart qui, en tant que chargé de cours à l'université Libre de Bruxelles et en tant que conseiller scientifique et technique à l'APERe, souhaite analyser les possibilités de développement de l'autoconsommation collective en Belgique. Ce mémoire a donc pour but de formuler des recommandations afin d'accompagner le développement de l'autoconsommation collective en RBC et de permettre que ce développement puisse se faire dans les conditions optimales. Nous avons choisi de nous focaliser sur la RBC pour les raisons suivantes : Les acteurs sont différents dans chaque régions et ces intervenants, qu'il s'agisse des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), des régulateurs, ou des décideurs, sont particulièrement nombreux. Faire cette étude sur une seule région réduit donc considérablement le nombre d'interlocuteurs. De plus la RBC présente l'avantage de n'avoir qu'un seul GRD, à savoir Sibelga, alors qu'il y en a, par exemple, six en Wallonie. Et, bien entendu, le fait que notre mémoire soit effectué dans une université Bruxelloise, nous sensibilise particulièrement à la situation de cette région.

Concernant la question énergétique (question fondamentale dans la gestion de l'environnement), le solaire photovoltaïque apporte des solutions en termes de production d'électricité de manière renouvelable. Son développement répond aux enjeux environnementaux actuels et notamment aux objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre. En effet, la directive européenne 20-20-20, qui prévoit 20% d'énergies renouvelables, 20% de CO<sub>2</sub> en moins et 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique (Bal et Philibert, 2013), pousse au développement massif du solaire photovoltaïque. En Belgique, cette directive se traduit dans la consommation finale brute par un objectif de 13% d'énergies renouvelables (Screve, 2017) à l'horizon 2020. C'est pourquoi nous argumenterons en faveur du développement de projets d'énergies renouvelables et plus précisément pour le solaire photovoltaïque. En effet, à l'heure actuelle la Belgique est toujours en retard sur ses objectifs de production d'électricité renouvelable qui sont eux-mêmes considérés comme insuffisants pour limiter le réchauffement climatique. Nous considérons donc qu'aider au développement du solaire photovoltaïque va dans le sens d'une amélioration de l'environnement ou du moins dans le sens d'une limitation de sa détérioration. Ainsi, plaider en faveur de l'autoconsommation collective est en congruence avec la réalisation d'un mémoire de gestion de l'environnement. Par ailleurs, Il nous paraît indispensable de rappeler, dans cette introduction, qu'avant tout projet photovoltaïque il convient au porteur de projet de s'assurer qu'il a tout fait pour réduire ses consommations électriques. Comme le dit l'Ademe : « On ne pourrait en effet justifier un investissement photovoltaïque, non négligeable, qui viserait à produire une énergie gaspillée aussitôt produite » (Ademe, 2017, p12). En effet il est clair qu'en termes d'économie d'énergie et d'énergie verte, « la meilleure énergie est celle que l'on ne consomme pas ». En allant dans le même sens nous pouvons par exemple citer Sun for Schools, entreprise de gestion de projets photovoltaïques pour les écoles bruxelloise, qui refuse la pose de panneaux PV sur les toitures non isolées. Cette initiative va dans le bon sens car avant de penser à produire plus d'énergie il convient d'essayer d'en dépenser moins.

Dans ce travail nous allons donc tenter de définir quelle seraient les conditions optimales pour mettre en œuvre l'autoconsommation collective d'électricité photovoltaïque en RBC afin que son développement soit positif à la fois pour le producteur, le consommateur, la société et l'environnement. Pour cela nous allons tenter de répondre à des questions préalables, nécessaires pour se prononcer par la suite, telles que : Quels sont les schémas d'autoconsommation collective

qui existent dans le monde ? Quels sont les paramètres qui varient d'un schéma à un autre ? Les acteurs du réseau électrique et photovoltaïque bruxellois sont-ils favorables à la mise en place de l'Acc ? Selon quels paramètres désirent-ils sa mise en œuvre en RBC ? Quels sont les principaux avantages et les principaux inconvénients d'un éventuel développement de l'Acc en RBC ? Afin de répondre à ces nombreuses questions, nous proposons en annexe 1 un bref état de l'art présentant le réseau électrique, le rôle de chacun de ces acteurs, le photovoltaïque et le modèle économique des prosummateurs en RBC. Après ce préliminaire, dans la première partie de notre mémoire, nous analyserons des schémas d'autoconsommation collective tels qu'il en existe principalement en France et en Allemagne, mais également certains points intéressants concernant les cas d'autoconsommation italiens, danois ou encore mexicains. Dans cette partie nous mettrons en évidence un certain nombre de paramètres qui diffèrent d'un cas d'Acc à un autre. Ces paramètres seront repris dans la fin de la première partie pour créer un questionnaire à l'attention des acteurs du réseau bruxellois afin de connaître la manière dont ils mettraient en œuvre l'Acc. Par la suite, les parties 2 et 3 reposeront en grande partie sur les réponses apportées à ce questionnaire au cours des entretiens que nous avons eus avec les acteurs. La deuxième partie commencera donc par une présentation des acteurs interviewés dans le cadre de notre étude. Suite à cela nous présenterons un diagramme de boucles causales sur le développement de l'Acc en RBC, ce diagramme mettra en évidence des interactions qui auront lieu si l'Acc vient à se développer ainsi que les variables qui agissent sur ces interactions. Nous reprendrons par la suite ces éléments afin de mettre en évidence, d'un côté les éléments qui présentent un avantage pour le développement de l'Acc et de l'autre côté les éléments qui présentent un inconvénient. Cela nous permettra de réaliser une analyse AFOM (Atouts, Faiblesses, Opportunités, Menaces) pour bien cerner les enjeux de l'Acc et ainsi faire des propositions qui répondent à ces enjeux. La troisième partie consistera en une analyse des résultats des interviews par type de sujets abordés et formulera pour chaque question une proposition à la fois pertinente par rapport aux enjeux mentionnés dans l'analyse AFOM mais, également, tentant de faire consensus par rapport aux avis des acteurs interviewés. Nous pourrons alors faire des propositions précises de conditions de mise en œuvre de l'Acc en RBC. Nous conclurons l'étude en mettant en évidence les résultats et les limites de celle-ci et en indiquant des pistes d'approfondissement.

Notre méthodologie est basée à la fois sur une étude de la littérature et sur la réalisation puis l'analyse qualitative d'entretiens semi directifs. Ces entretiens ont eu lieu dans la région bruxelloise entre avril et juin 2018. Les entretiens sont tous retranscrits en annexe du mémoire. La méthodologie propre à chaque partie est détaillée en début de celles-ci.



## 2 Partie 1 : Les différents modèles d'autoconsommation collective

---

### 2.1 INTRODUCTION

Nous exposons dans la revue de la littérature (annexe 1) les bases nécessaires pour comprendre le sujet du photovoltaïque dans le cas de la Belgique et plus précisément de la Région Bruxelles-Capitale (réseau électrique, mécanisme de soutien, etc.). Nous allons maintenant étudier les différentes formes d'autoconsommation collective. Pour cela nous allons partir de la définition la plus large possible de l'autoconsommation, soit celle de l'Agence Internationale pour l'Énergie (AIE). Ensuite, nous nous intéresserons aux différentes formes que peut prendre l'Acc, concrètement, dans des pays où elle est mise en œuvre. Ce mémoire étant inspiré du nouveau cadre législatif français, nous commencerons donc par analyser le schéma d'autoconsommation collective français puis enchaînerons avec l'exemple allemand. Par la suite nous élargirons notre propos avec les modèles Danois et Italien et enfin, nous examinerons les particularités présentées par le système mexicain.

### 2.2 METHODOLOGIE

Une opération d'autoconsommation collective comporte, par définition, des paramètres incontournables tels que : la possibilité de consommer sur place l'électricité produite à base d'énergie solaire PV (autoconsommation) ou le fait que ces opérations rassemblent plusieurs personnes en leur sein (collective). En revanche, les conditions de mises en œuvre varient largement d'un pays à un autre. Ces variations sont liées, notamment, aux objectifs politiques et au réseau en place. Nous allons donc nous attacher, dans cette partie, à mettre en évidence les différences existantes en comparant les schémas d'autoconsommation collective, ceci afin de proposer une grille de paramètres tenant compte des différents schémas d'autoconsommation collective. Cette grille de paramètres fera ressortir les paramètres importants attendants à un schéma d'Acc et proposera l'amplitude ou les limites que peuvent avoir chacun de ces paramètres. Par exemple un paramètre sera la puissance de l'installation PV. Nous proposerons donc comme amplitude de 1kWc à ∞kWc. Cette grille de paramètres sera ensuite proposée aux personnes interviewées afin de savoir où elles placeraient le curseur pour chaque paramètre afin de développer l'Acc harmonieusement en RBC selon leur point de vue.

Cette partie repose sur l'analyse de la littérature. Nous avons débuté par l'analyse menée par l'IAE (Masson & al, 2016) présentant les différents schémas d'autoconsommation à travers le monde et avons sélectionné les pays dans lesquels la pratique de l'autoconsommation se rapproche d'une autoconsommation que l'on peut qualifier de collective. Ensuite, nous avons approfondi les différents schémas en récoltant les données nécessaires à la compréhension du mécanisme propre à la partie collective de l'autoconsommation. Nos données sont issues d'articles scientifiques mais également de la littérature grise, notamment de rapports et articles de revues traitant de différentes problématiques concernant l'énergie photovoltaïque. La méthode consiste pour chaque schéma d'autoconsommation présenté à en extraire un ou plusieurs paramètres qui se distinguent des autres schémas analysés. Enfin, nous avons repris tous les paramètres mis en évidence au cours de cette analyse dans la dernière sous-partie récapitulative.

## 2.3 L’ANALYSE DES DIFFÉRENTES FORMES D’AUTOCONSOMMATION PAR L’AGENCE INTERNATIONALE DE L’ÉNERGIE

L’Agence Internationale de l’Énergie est favorable au développement de l’autoconsommation dans le monde. Elle a à ce sujet publié en 2016 un rapport sur l’autoconsommation (Masson & al, 2016). Dans ce rapport, l’AIE ne donne pas de définition de l’autoconsommation collective, mais donne néanmoins une définition assez générale de ce qu’est l’autoconsommation. Cette définition est la suivante : « l’usage local de l’électricité photovoltaïque dans le but de réduire l’achat d’électricité auprès d’autres producteurs » (traduit de l’anglais de Masson & al, 2016, p.7). Ce rapport présente les schémas de fonctionnement de l’autoconsommation dans 20 pays et propose 13 critères permettant de trier les différents schémas d’autoconsommation. Les 13 critères sont présentés dans le tableau ci-dessous.

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

Figure 1: Critères de caractérisation des schémas d’autoconsommation proposés par l’AIE (Masson & al, 2016, p.8).

Ces critères permettent de caractériser chaque schéma d’autoconsommation et la politique qui va avec. Nous allons ici les préciser brièvement. Nous avons sélectionné les paramètres qui nous intéressent pour notre étude et les avons séparés en deux parties. Il y a d’un côté des critères d’ordre économique qui sont les critères 2, 3, 4 et 9. D’un autre côté des critères d’ordre technique, ce sont les 5, 6, 8 et 11. En ce qui concerne les critères économiques, le critère numéro 2 porte sur la manière dont est valorisée l’électricité autoconsommée. C’est donc un critère très important pour comprendre le modèle économique. Le critère 3 indique si le propriétaire de l’installation doit payer les charges du réseau sur l’électricité autoconsommée. C’est une question cruciale pour savoir si les autoconsommateurs doivent participer au financement du réseau. Le critère 4 concerne les revenus issus de l’électricité excédentaire injectée sur le réseau. Le critère 9 porte sur d’éventuelles taxes supplémentaires. Quant aux critères techniques, Le critère 5 considère le pas de temps retenu pour calculer la compensation entre électricité soutirée et injectée. Les critères particulièrement intéressants pour savoir s’il peut s’agir d’une forme d’autoconsommation collective sont d’une part le 6: « Compensation géographique » qui donne le périmètre de l’opération d’autoconsommation et d’autre part le 8: « propriété par une tierce personne acceptée » qui précise si l’installation

photovoltaïque peut être détenue par une ou plusieurs autres personnes que le ou les consommateurs. Enfin le 11 indique la puissance maximum des installations pouvant pratiquer l'autoconsommation.

Sur la base de l'analyse de ce document et des paramètres propres à chaque schéma d'autoconsommation, nous avons choisi d'analyser les cas de la France, de l'Allemagne, du Danemark, de l'Italie et enfin du Mexique. De plus, l'analyse de ce document met en évidence un certain nombre de paramètres que nous prendrons en compte dans notre grille de paramètre après les avoir explicités pour l'autoconsommation collective.

## 2.4 ANALYSE DES SCHEMAS D'AUTOCONSOMMATION DANS CINQ PAYS

Dans cette partie, nous allons donc présenter des formes d'autoconsommation de différents pays qui peuvent se rapprocher de l'autoconsommation collective. Le but est de mettre en évidence d'une part des paramètres identiques d'une forme d'autoconsommation à une autre, et d'autre part des spécificités. Cette partie repose dans son entièreté sur l'analyse de la littérature. Nous allons commencer par évoquer les pays voisins de la Belgique que sont la France et l'Allemagne, puis nous élargirons notre propos avec le Danemark, l'Italie et enfin le Mexique.

### 2.4.1 En France

Le prix des technologies photovoltaïques diminuant continuellement, le coût des installations PV est lui aussi en constante diminution depuis quelques années. En France, les prix de rachat de l'électricité photovoltaïque baissent également avec le temps. Ainsi, vendre l'électricité produite à EDF qui a une obligation d'achat va être de moins en moins rentable. De la sorte, l'autoconsommation a de plus en plus le vent en poupe, la parité réseau commençant à être atteinte pour certaines installations en France, et notamment en PACA pour les installations neuves entre 3 et 9kWc (Rebenaque, 2017, p.12). L'ADME annonce la parité réseau pour toute la région PACA « aux alentours de 2020 pour toutes les nouvelles installations même les plus coûteuses » (Rebenaque, 2017, p.6) et la parité réseau finira par être atteinte à terme partout en France. Comme expliqué en annexe 1, la parité réseau est l'une des conditions pour que l'autoconsommation collective (ou individuelle) soit rentable. Cependant, la parité réseau ne suffit pas à rendre une installation PV rentable en autoconsommation. Il faut également que les surplus soient valorisés à un tarif supérieur au LCOE (prix complet de l'énergie) ou alors que le taux d'autoconsommation soit de 100% (Rebenaque, 2017, p.12). Comme indiqué précédemment et tel que montré dans le schéma ci-dessous, l'état a donc diminué depuis 2009, chaque année, le prix de rachat de l'électricité PV.

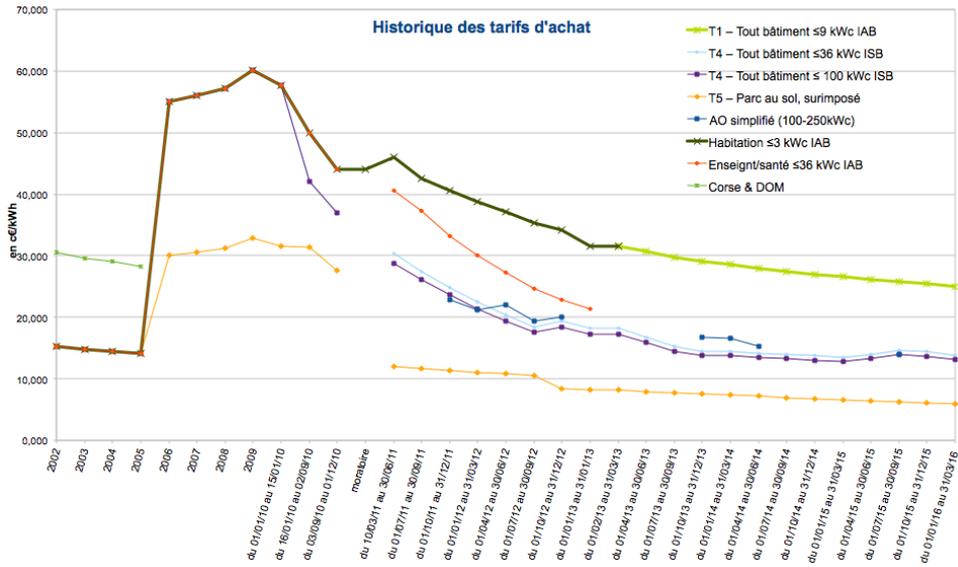


Figure 2: Evolution des tarifs d'achats de l'électricité PV en France (photovoltaïque.info)

L'état souhaitant continuer à promouvoir les projets solaires PV mais aussi à limiter les dépenses publiques, a finalement décidé de rendre possible l'autoconsommation collective afin que les nouveaux projets restent rentables sans pour autant qu'ils soient subsidiés.

La légalisation de l'Acc s'inscrit également dans une longue réflexion initiée par la loi sur la transition énergétique, l'une des lois les plus emblématiques de la présidence Hollande (Chanteguet & al, 2016, p.13). Cette loi fixe les bases d'un grand nombre de mesures censées permettre la transition, en France, vers un système énergétique bas carbone basé sur les énergies renouvelables. En effet, comme la Belgique, la France s'est fixée des objectifs dans le cadre de la directive européenne « 20-20-20 » Ces objectifs se traduisent en France par « 27 %, voire à 28 % de la consommation d'électricité renouvelable » (Bal & Philibert, 2013, p.8). On peut lire dans le rapport d'information sur l'application de la loi que « La loi repose sur un postulat : la nécessité d'accroître la liberté de choix du consommateur, non seulement sur les sources d'énergie, en développant les énergies renouvelables, non seulement sur ses fournisseurs, mais également sur la connaissance et la maîtrise de sa consommation. » (Chanteguet & al, 2016, p.13). L'Acc va donc dans le sens de la loi sur la transition énergétique puisqu'elle offre un choix de plus aux producteurs et aux consommateurs quant à leur lien avec le système énergétique.

C'est ainsi que l'ordonnance du 27 juillet 2016 a officiellement rendu l'autoconsommation collective légale. L'ordonnance n°2016-1019 a modifié le code de l'énergie. L'article L.315-2 définit l'autoconsommation collective comme suit : « L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution. » (Ordonnance 2016-1019). Néanmoins, cette loi a été modifiée fin juillet 2018 par le sénat, ainsi, « les mots : « en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension » sont remplacés par les mots : « dans un périmètre fixé par arrêté ». » (Tecsol, 2018). Le périmètre peut donc être déterminé par arrêté. En l'état, nous ne savons pas quelles limites seront

fixées. Mi 2018, le Ministre de la transition écologique annonçait dans son plan solaire que le périmètre d'une opération d'autoconsommation collective serait élargi à un rayon de 1km dans lequel se trouvent producteurs et consommateurs. Néanmoins, cela n'a pas été retenu dans l'amendement. Peut-être que cela fera partie d'un nouvel amendement. A l'heure actuelle, n'ayant pas plus de précisions quant aux limites de ce « périmètre fixé par arrêté », nous retiendrons le périmètre en aval du poste de transformation.

L'autoconsommation collective en France est donc limitée à un espace géographique déterminé par une zone desservie après un transformateur fournissant une électricité basse tension, c'est le cas dans le premier schéma ci-dessous.

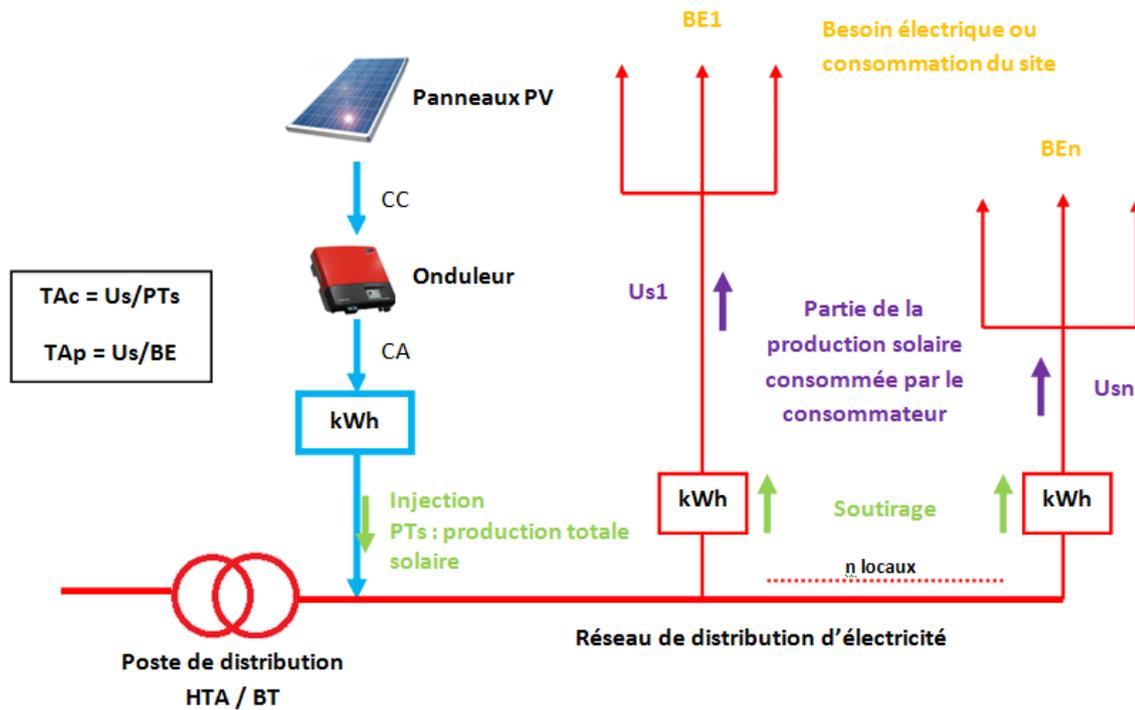


Figure 3: Schéma de raccordement électrique d'un projet d'Acc à l'échelle d'un quartier (réalisé d'après, Ademe, 2017, p.21).

Le schéma de raccordement ci-dessus peut donc correspondre par exemple à un lotissement dans lequel chaque compteur correspond à une habitation individuelle. Il peut également s'agir d'une petite zone d'activité tertiaire, dans ce cas-là, les compteurs peuvent correspondre à une PME. Cependant, l'Acc peut également se faire au sein d'un même bâtiment. Un cas typique est par exemple un centre commercial qui dispose de panneaux PV sur son toit ou encore en ombrelle sur le parking et qui revend l'électricité produite aux différentes boutiques à l'intérieur. Un autre cas peut être celui d'un bailleur social qui pose des panneaux PV sur le toit de l'immeuble et qui vend l'électricité aux différents locataires et/ou propriétaires d'appartements au sein de la résidence. Dans ce cas-là, le schéma de raccordement électrique est présenté ci-dessous.

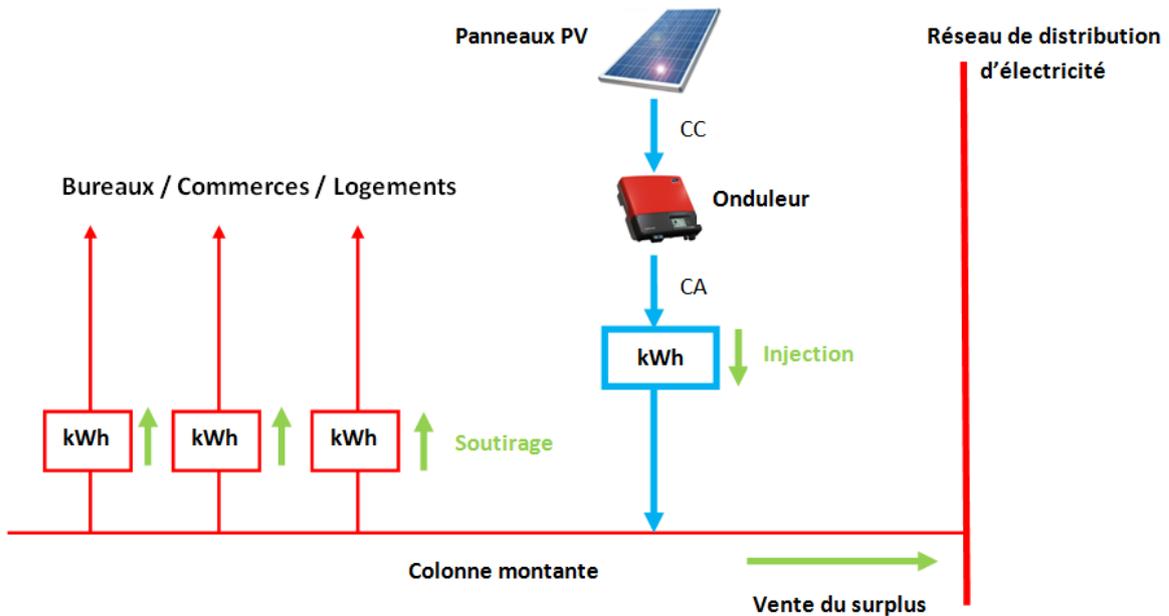


Figure 4: Schéma de raccordement électrique en autoconsommation collective dans un immeuble (Réalisé d'après, Ademe, 2017, p.20)

Tel que prévu par la loi, au sein d'une opération d'Acc, producteurs et consommateurs sont réunis au sein d'une entité morale. Dans l'article L.315-4 il est précisé que c'est cette entité qui décide de la clef de répartition de l'électricité fournie : « La personne morale [...] indique au gestionnaire de réseau public de distribution compétent la répartition de la production autoconsommée entre les consommateurs finals concernés. » (Ordonnance 2016-1019). Pour mener notre analyse, nous choisissons donc que l'union du producteur et des consommateurs au sein d'une personne morale est l'un des paramètres. La clef de répartition doit indiquer à quel pourcentage de la production a droit chacun des consommateurs. Le schéma ci-dessous présente un exemple de cas d'Acc dans lequel trois consommateurs se répartissent la production photovoltaïque selon une clef de répartition bien précise : le premier client autoconsomme 25% de l'électricité produite, le second 35% et le troisième client a lui droit à 40% de la production. Ici, le paramètre mis en avant est la répartition de la consommation PV entre les différents consommateurs participant à l'opération d'Acc. Dans le cas français, la clef de répartition est décidée d'un commun accord, mais l'on peut imaginer d'autres manières de répartir comme une répartition proportionnelle à la consommation ou simplement une répartition égale entre les différents consommateurs.

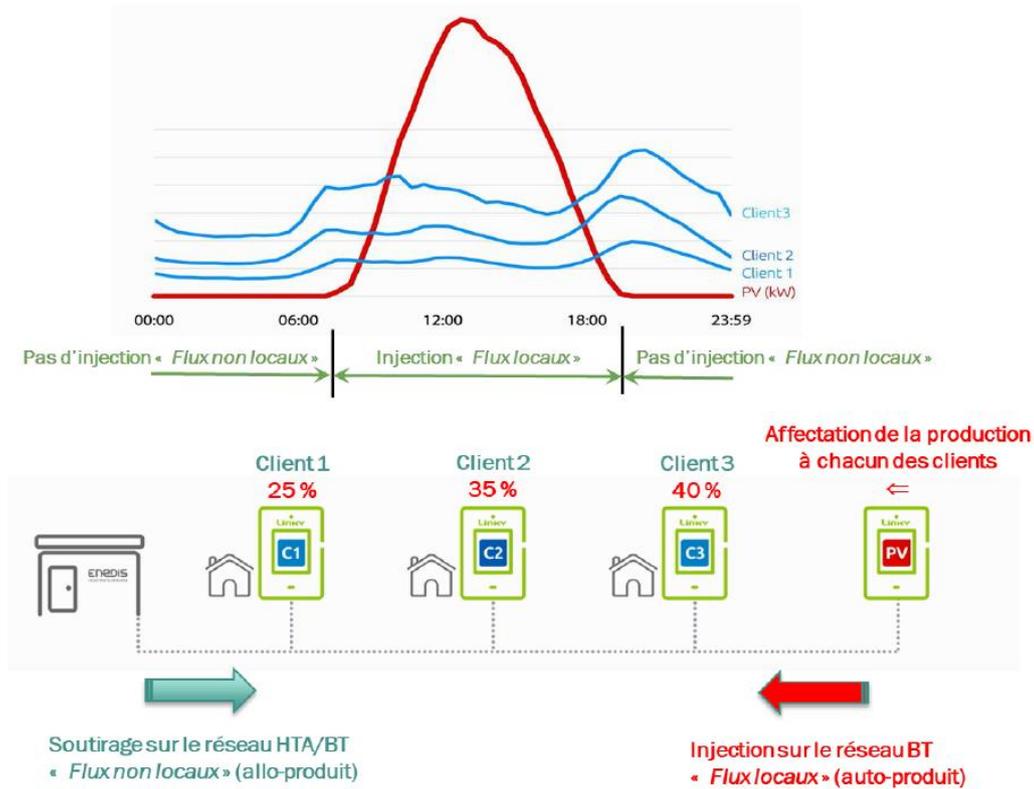


Figure 5: Présentation d'un exemple de répartition d'autoconsommation dans le cas français (CRE, 2018a, p.9).

Les consommateurs consomment l'électricité issue de l'installation photovoltaïque mais également l'électricité issue du réseau pour combler le manque. Or, les compteurs ne permettent pas de différencier d'où vient l'électricité. « Il faut donc établir une clef de répartition statique ou dynamique, entre producteurs et consommateurs. » (Ademe, 2017, p.21). Dans le cas où la somme des consommations serait inférieure à la production sur un pas de temps, alors le surplus est un surplus qui peut être injecté et vendu au fournisseur. Le surplus est alors également réparti entre les participants de l'Acc selon une clef de répartition similaire ou différente de la première, mais décidée également au sein de la personne morale (ibid.). La clé de répartition est donnée pour un pas de temps d'une demi-heure afin que l'électricité produite soit consommée sur le moment. Ce pas de temps signifie que l'électricité produite chaque trente minutes doit être consommée au cours de ces mêmes trente minutes. Dans le cas contraire, cette électricité n'est pas considérée comme autoconsommée. Cela est vu comme un problème pour certains comme Mélodie de l'Espine, « coordinatrice du pôle photovoltaïque de l'association HESPUL » (Haveaux & al, 2017b) qui milite pour le développement du solaire PV. Elle milite pour que la consommation puisse avoir lieu dans son entièreté, mais sur une période plus longue, car il est plus contraignant d'être restreint par le temps (ibid.). 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. La durée du pas de temps sur lequel est calculé l'autoconsommation est donc un des critères de notre grille.

Concernant l'utilisation du réseau, l'article L315-3 stipule que « La commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts. ». Comme la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) le dit dans un rapport début 2018 : « l'autoconsommation n'en est encore qu'à ses débuts en France, voire, pour l'autoconsommation collective, à un stade expérimental. » (Carenco & al, 2018, pp5). Néanmoins, après avoir réalisé une enquête publique sur le sujet, la CRE a proposé mi 2018 des tarifs spéciaux d'utilisation du réseau pour les autoconsommateurs participant à une opération d'Acc. Ces tarifs sont détaillés et expliqués dans la partie 3 de ce travail. Pour l'instant il convient de retenir que la CRE a mis en place deux tarifs différents, l'un pour les consommations autoproduites (qui viennent du PV) et l'autre pour les consommations alloproduites (qui viennent du réseau de transport). Le tarif autoproduit est inférieur au tarif normal car il prend en compte le fait que cette électricité ne transite que très peu sur le réseau HT. A l'inverse, le tarif alloproduit est supérieur au tarif normal car il prend en compte le fait que toute l'électricité alloproduite transite sur le réseau HT. Cela a été décidé afin de rémunérer à leur juste valeur les réseaux de distribution et de transport, mais également afin d'encourager les participants aux opérations d'Acc à maximiser le taux d'autoconsommation pour soulager le réseau. Puisque la question fait largement débat en France, l'un des paramètres consistera à décider si dans le cas où les kWh transitent par le réseau, ils doivent ou non être soumis au tarif d'utilisation du réseau de distribution et de transport.

Enfin, concernant la puissance, les projets en Autoconsommation collective sont limités à 100kWc par producteurs (Ademe, 2017, p.21).

#### 2.4.2 En Allemagne

L'Allemagne permet aux producteurs de vendre l'électricité qu'ils produisent à d'autres consommateurs. En ce sens, nous pouvons dire que cela se rapproche de l'Acc. En Europe, l'Allemagne est d'ailleurs largement devant les autres pays en termes de nombre d'autoconsommateurs. En effet, il y a 1,5 millions d'autoconsommateurs en Allemagne (Carenco & al, 2018, p.5) quand on en dénombre seulement la moitié dans le second pays en terme d'autoconsommation, le Royaume-Uni avec 750 000 autoconsommateurs (ibid.). En Allemagne, cette autoconsommation PV représentait en 2014, 5.6% de la production photovoltaïque du pays soit 2TWh (Boyette & Chapon, 2016, p.3). L'autoconsommation est donc fortement développée en Allemagne et cela est principalement dû au fait que la parité réseau a eu lieu en 2012 et que les tarifs d'achat de l'électricité injectée sont en baisse constante (Boyette & Chapon, 2016, p.3). C'est pour cette raison que nous nous intéressons à la situation allemande.

Concernant l'autoconsommation au sens large, c'est-à-dire simple comme multiple, l'Allemagne a dans un premier temps largement subventionné l'autoconsommation puisqu'elle octroyait un bonus pour chaque kWh autoconsommé. Cela faisait partie de son Renewable Energy Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz abrégé en EEG). Ainsi, de 2009 à 2012, les autoconsommateurs étaient subventionnés entre 0.03 et 0.06 €/kWh autoconsommé (Boyette & Chapon, 2016, p.4). En revanche, suite à la parité réseau en 2012, le plan EEG a été modifié et l'électricité autoconsommée n'est désormais plus subventionnée. L'électricité en surplus injectée sur le réseau est, quant à elle, simplement rachetée au prix du marché ce qui pousse donc les prosumers à autoconsommer pour

rendre leur installation rentable (Masson & al, 2016, p.21). En effet, le prix de l'électricité du marché est inférieur au prix d'achat de l'électricité, qui lui, comprend les taxes, la TVA et la part de distribution et de transport. Concernant la taille de l'installation, la loi impose que 10% de l'électricité produite soit autoconsommée, ce qui limite donc la puissance des installations en fonction des consommations sur place. Nous considérons donc la taille des installations soumises à l'autoconsommation comme un des paramètres. Depuis 2014, les autoconsommateurs participent également au financement du plan EEG avec une participation obligatoire pour les nouvelles installations photovoltaïques. Cette participation s'élève à 40% de la contribution EEG pour les installations supérieures à 10kWc depuis 2017 (Boyette & Chapon, 2016, p.4). En revanche les installations inférieures à 10kW restent exemptées de cette participation (Masson & al, 2016, p.21).

Concernant la vente d'électricité à un tiers, deux possibilités s'offrent aux allemands. Ils peuvent vendre leur électricité en passant par le réseau, on parle dans ce cas de « commercialisation directe » (Direktvermarktung). Ce faisant, le vendeur doit s'acquitter de la contribution EEG ainsi que du tarif d'utilisation du réseau (Boyette & Chapon, 2016, p.6). L'autre possibilité est la vente à un consommateur sans passer par le réseau public comme cela peut-être en vigueur dans le cas de panneaux situés sur le toit d'un immeuble contenant plus d'un foyer. On parle alors de « livraison directe » (Direktlieferung). Dans le cas de la livraison directe, le producteur ne doit s'acquitter que de la contribution EEG. Nous identifions ici un nouveau paramètre qui est la possibilité de vendre l'électricité à un consommateur sans passer par le réseau. Ci-dessous nous pouvons voir un schéma d'exemple de livraison directe.

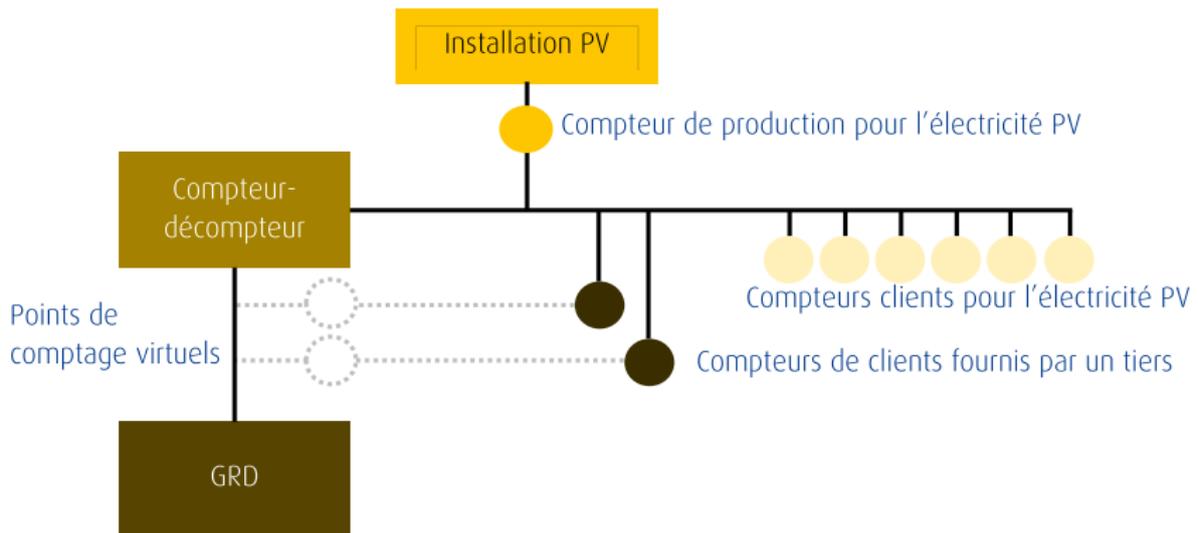


Figure 6: schéma de livraison directe telle qu'elle est possible en Allemagne Source : Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG), traduction de l'OFAEnR de juin 2015.

Ce schéma représente le cas du compteur-totalisateur qui consiste en la pose d'un compteur-décompteur (ou compteur double-flux) à l'endroit de la jonction entre le réseau interne et le réseau de distribution. Ainsi via de simples calculs on peut connaître la consommation d'électricité PV de chacun des participants à l'opération d'Acc (Boyette & Chapon, 2016, p.6). Ce système permet également de se passer des compteurs communicants. Ainsi en Allemagne ceux-ci ne sont pas systématiquement déployés dans le cas d'un projet d'autoconsommation comme c'est le cas en

France. Nous choisissons donc que l'installation ou non d'un compteur communicant soit l'un des paramètres à prendre en compte.

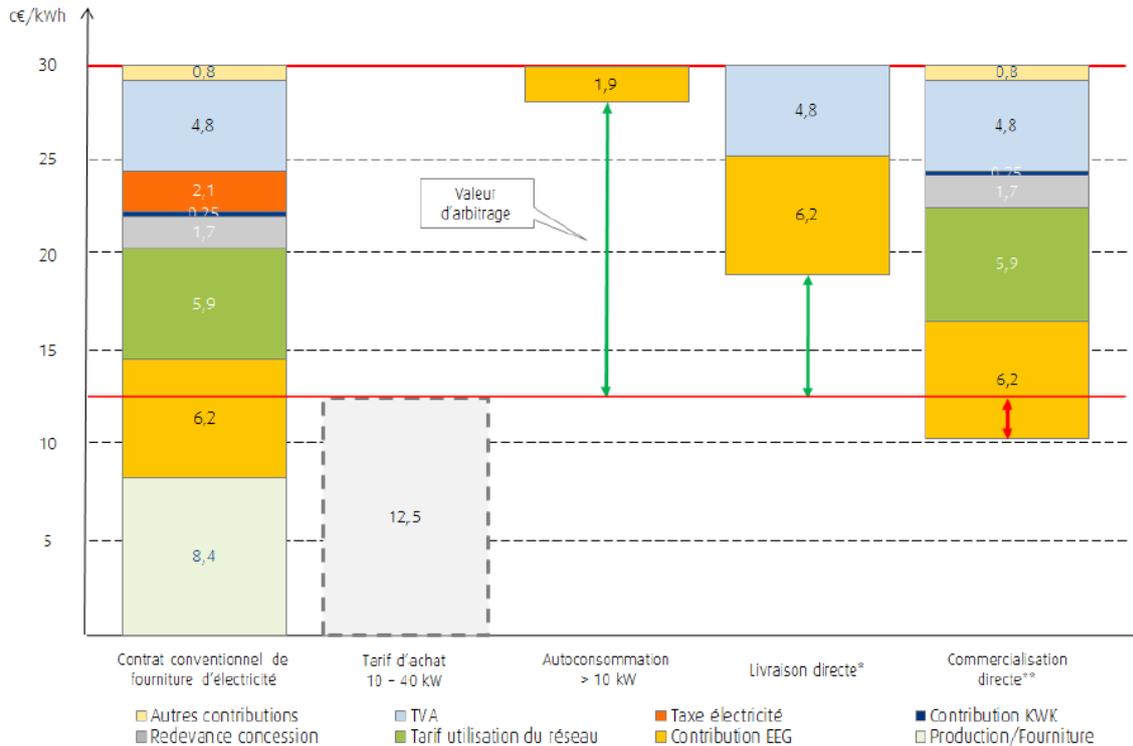


Figure 7: Pour l'Allemagne : « Schémas de valorisation de l'électricité produite par rapport au tarif résidentiel moyen d'électricité (3 500 kWh) au 1<sup>er</sup> avril 2015 pour une installation PV de 10 à 40 kW mise en service avant fin 2015 » (Boyette & Chapon, 2016, p.7)

Nous pouvons voir dans le graphique ci-dessus que le schéma de valorisation le plus rentable est le schéma de « livraison directe » car, ne passant pas par le réseau, ce schéma évite de nombreux frais. Ce schéma est également intéressant pour se rendre compte à quel point il est plus avantageux d'autoconsommer que d'injecter et de profiter du tarif d'achat. Nous pouvons d'ailleurs voir que l'autoconsommateur paye 1,9ct€/kWh de contribution EEG car il s'agit là du cas d'une installation comprise entre 10 et 40kWc. Ce graphique met en évidence un paramètre qui est le financement de la transition. En Belgique une partie de la facture d'électricité est la « redevance régionale art.26 » qui sert à financer la transition. Il convient donc de savoir si les autoconsommateurs doivent ou non participer à cette contribution. Enfin, concernant le tarif d'achat pour les surplus injectés durant les opérations d'Acc dans les immeubles d'habitations pour des installations allant jusqu'à 100kWc, ceux-ci sont recalculés tous les mois et dépendent du type d'installations. Au cours du dernier trimestre de 2017, ce tarif se situait entre 8,44 et 12,20 ct€/kWh (Bellefleur, 2018, p. 4).

En juillet 2017 le parlement allemand a voté une nouvelle loi, la loi « Gesetz zur Förderung von Mieterstrom » (Loi pour la promotion de l'électricité des locataires), dite loi « Mieterstrom » pour augmenter l'Acc dans les immeubles résidentiels. Cette loi crée une prime que l'on peut décrire comme prime à l'autoconsommation collective locative. Cette prime d'une valeur de 2,11 à 3,7 ct€/kWh (3,7 pour les installations jusqu'à 10kWc puis progressivement jusqu'à 2,11 pour les

installations de 100kWc) attribuée au producteur, subventionne l’électricité autoconsommée par les locataires dans les immeubles résidentiels comportant une installation dont la puissance est inférieure à 100kWc (OFATE, 2017, p.3). Cette prime permet à ce système d’être rentable pour le propriétaire mais également de couvrir le risque que ses locataires refusent d’autoconsommer son électricité (Ducros & al, 2018, p.4). En effet, la loi Mieterstrom se focalise sur les locataires et particulièrement, sur ceux de logements sociaux. Le but est de les faire participer à la transition énergétique (OFATE, 2017, p.3) sachant que, dans un premier temps, les lois sur la transition énergétique étaient surtout destinées aux propriétaires. En intégrant les locataires à la transition, l’Allemagne souhaite également les sensibiliser aux économies d’énergies qui sont souvent présentées comme allant de pair avec l’Acc. Il s’agit aussi d’une loi à vocation sociale puisqu’elle vise à stabiliser voire à diminuer le coût de l’électricité pour les locataires (Ducros & al, 2018, pp3). Pour être éligible à cette prime, il faut que l’électricité vendue au consommateur le soit à un prix au moins 10% inférieur au prix de vente des fournisseurs d’électricité. Il faut également que l’électricité ne transite que sur le réseau privé de l’immeuble, elle ne peut pas transiter sur le réseau public (OFATE, 2017, p.7). Le prix de vente ne contient pas de charges liées à l’utilisation du réseau puisque que l’électricité n’y transite pas. En revanche, ce prix de vente est soumis à la TVA et également à la contribution EEG qui dans le cas présent s’élève à 7ct€/kWh (L’écho du solaire, 2017). Pour que cette prime soit valable il faut également que l’opération ait lieu dans un immeuble contenant au minimum 40% de surfaces résidentielles louées. De ce fait, ces opérations d’Acc peuvent avoir lieu dans des immeubles mixtes contenant également, par exemple, des bureaux et des commerces. La prime est octroyée pour une durée de 20ans (OAFTE, 2018, p.8). Comme dans les autres cas d’Acc les surplus peuvent être soit stockés soit injectés sur le réseau. De plus, la loi permet la vente de l’électricité dans des immeubles voisins mais à la condition (très restrictive) qu’il existe une liaison électrique directe entre les deux immeubles et que donc l’électricité ne passe pas par le réseau. On comprend donc que le but de cette loi est de diminuer au maximum le flux d’électricité transitant par le réseau électrique public à l’inverse du cas français dans lequel l’électricité peut quand même passer par le réseau public. Nous retiendrons donc comme paramètre la possibilité ou non d’inclure un transit par le réseau dans les projets d’Acc. Dans « le cadre de la réglementation sur les aides publiques » (op.cit. p.3), cette loi devait recevoir l’approbation de la commission européenne pour entrer en vigueur. Cela a été le cas en novembre 2017 et semble donc être un signal fort de l’envie de l’Union Européenne de pousser au développement de l’Acc. De cette loi nous retenons également le paramètre « subventionner le producteur pour qu’il vende son électricité moins chère que les fournisseurs aux consommateurs ».

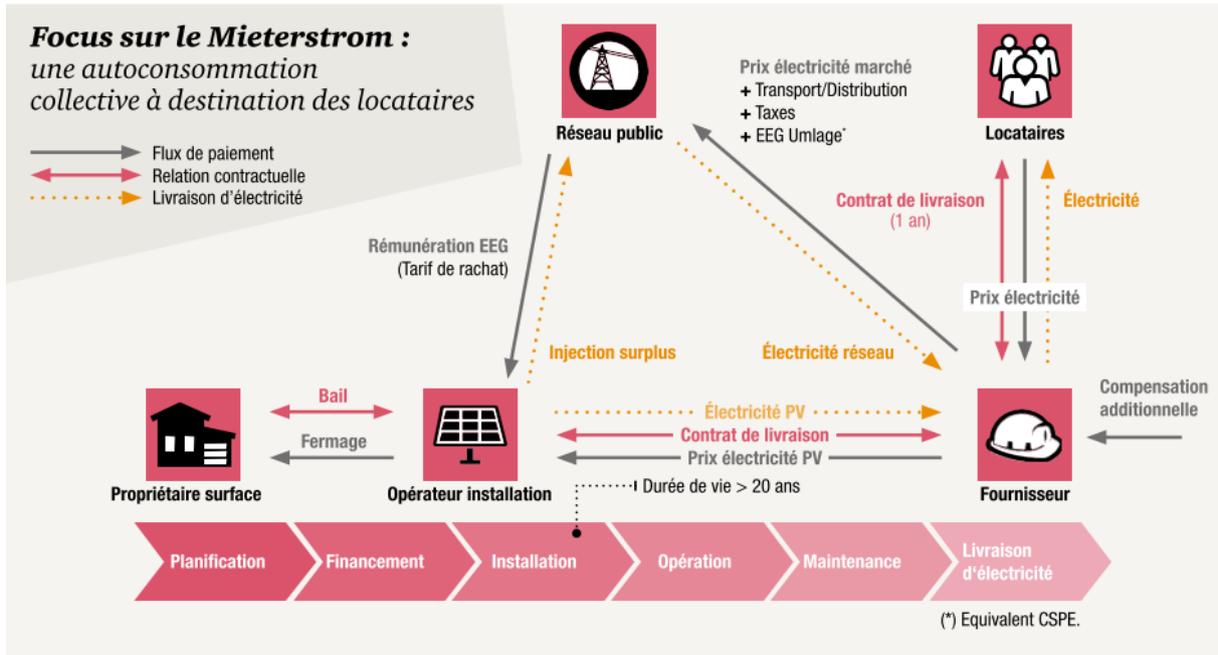


Figure 8: schéma explicatif des relations entre acteurs d'une opération d'Acc selon le Mieterstrom (Ducros & al, 2018, p.4).

### 2.4.3 En Italie

Il y avait en 2017, 750 000 autoconsommateurs en Italie (Bortoni, 2017). En effet, l'Italie autorise l'autoconsommation et l'a même subventionnée jusqu'en 2013 en accordant une prime à l'autoconsommation. En 2013, quand le budget alloué à cette politique (Conto Energia) fut atteint, cette subvention fut stoppée et depuis lors cette politique a été remplacée par le « Scambio Sul Posto » (SSP) qui met en place un mécanisme de type facturation nette, similaire au principe du compteur qui tourne l'envers. Ce schéma de facturation nette n'est possible que dans le cas où le producteur et le consommateur sont la même personne physique ou morale. En ce sens il ne s'agit pas d'Acc. Ce schéma SSP prend également en compte la diminution des revenus pour le gestionnaire de réseau. En effet, des frais supplémentaires sont ajoutés pour les autoconsommateurs dont l'installation est supérieure à 20kWc. En revanche, il est possible, dans les secteurs résidentiel et tertiaire, de vendre l'électricité produite directement à un consommateur (Masson & al, 2014, p.3). Ce nouveau système appelé "Sistema Efficiente di Utenza" (SEU) autorise un producteur à vendre son électricité à un consommateur unique connecté au système photovoltaïque via un réseau privé. Ce schéma se rapproche un peu plus de l'autoconsommation collective (Masson & al, 2016, p.23). Le schéma italien nous permet de mettre en avant un paramètre : Autoriser les réseaux privés afin de relier producteurs et consommateurs quand un réseau public existe déjà ?

### 2.4.4 Au Danemark

Au Danemark, l'autoconsommation est autorisée et on y dénombre environ 90 000 autoconsommateurs (Carenco & al, 2018, p.5). Jusqu'en novembre 2012, le système en place était le système de compensation avec compensation sur l'année entière pour les installations allant jusqu'à 6kWc. Ce système étant très avantageux, il a dopé les installations de centrales photovoltaïques. Puis

en 2012, le gouvernement a voulu limiter les pertes de revenus relatives aux taxes sur l'électricité et à l'utilisation du réseau public (Masson & al, 2016, p.18). En effet, le coût du développement des énergies renouvelables est payé grâce à une taxe sur l'électricité appelée « public service obligation » (PSO) et qui était donc payée en grande partie par les consommateurs non dotés de systèmes photovoltaïques. (Rebenaque, 2017, p.10). Cette contribution PSO comprend donc les charges de développement des énergies renouvelables mais également les charges relatives aux « dépenses environnementales de recherche et développement et d'autres dépenses » (Ibid.) Le gouvernement a donc décidé de rester sur un système de compensation, mais en le faisant passer sur un système de compensation recalculé toutes les heures. Ainsi l'énergie injectée sur le réseau en journée ne compense que l'énergie consommée en journée (en période d'injection) et non plus l'énergie consommée tout au long de l'année. Cela amène la question du pas de temps sur lequel doit être calculée l'autoconsommation. Trente minutes en France, une heure au Danemark. Quelle est donc le pas de temps le plus efficient ? L'électricité en surplus (non compensée par les consommations dans l'heure) est injectée sur le réseau et achetée par le fournisseur public à un prix inférieur au prix de vente de l'électricité (Masson & al, 2016, pp18). Ceci nous permet de mettre en évidence le critère du prix auquel doit être rachetée l'électricité excédentaire. Ce schéma a donc pour but de pousser au développement de l'autoconsommation et d'encourager les prosumers à augmenter leurs taux d'autoconsommation. Concernant la taxation, les installations inférieures à 50kWc ne paient pas la contribution PSO sur l'électricité autoconsommée, mais la paye normalement pour l'électricité soutirée auprès d'un fournisseur. Les installations qui dépassent 50kWc ne sont exemptées que de la contribution au développement des énergies renouvelables pour l'électricité autoconsommée. Elles doivent payer les autres charges sur l'électricité autoconsommée.

Le prix de l'électricité est très élevé au Danemark. En effet, il était de 0,29€/kWh en 2011, ce qui a engendré la parité réseau dès 2012 (Rebenaque, 2017, p.10).

Le graphique suivant montre l'évolution du nombre d'installations photovoltaïques au Danemark. On y voit nettement les effets de la fin du mécanisme de compensation calculé sur l'année. Cela est à mettre en perspective avec la situation actuelle de la Région Bruxelles-Capitale. En effet, il semble exister un rush vers les installations PV qui pourrait être dû à l'anticipation de la fin du mécanisme de compensation. Cela permet de présumer une chute des installations PV dès que la fin du mécanisme de compensation sera mise en œuvre et nous rappelle la nécessité de trouver des mécanismes qui permettront d'assurer la rentabilité des installations PV et donc de maintenir leur mise en place.

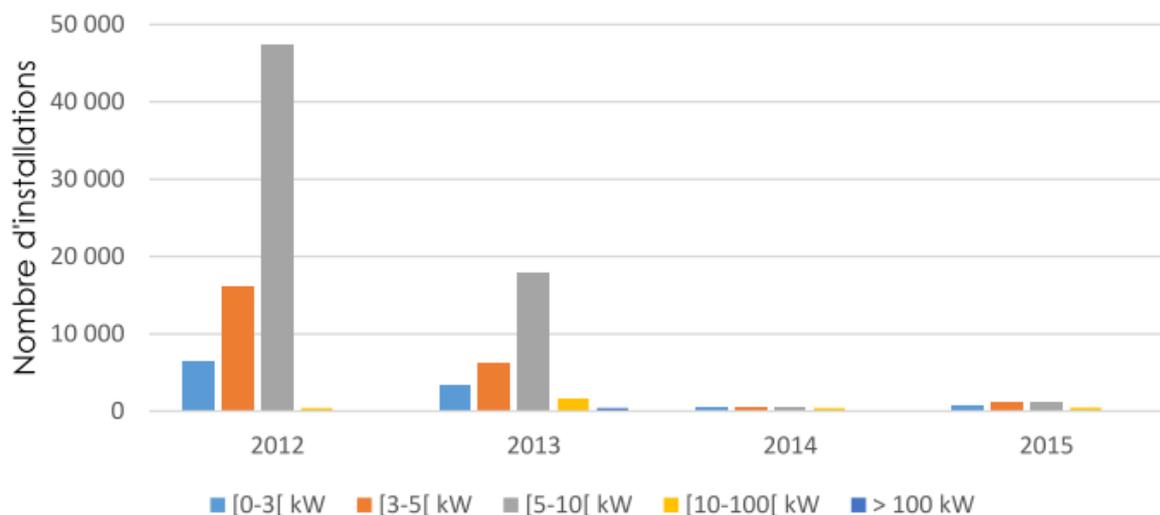


Figure 9: "Evolution du nombre d'installations photovoltaïques par segment en kW au Danemark (données IEA PVPS)" (Rebenaque, 2017, p.11).

#### 2.4.5 Au Mexique

Au Mexique, l'autoconsommation est permise depuis 2007 pour toute installation dont la puissance ne dépasse pas 500kW. Le système à l'œuvre est celui de la compensation dans le secteur résidentiel pour des installations inférieures à 10kW, dans le secteur commercial pour des installations ne dépassant pas 30kW et enfin dans le secteur industriel pour des installations inférieures à 500kW. Depuis 2012, celui-ci se rapproche de l'autoconsommation collective, car il permet un système de compensation pour des ensembles en copropriété. Les consommateurs décident entre eux de la manière de partager l'électricité produite. Ils payent ensuite chacun leur électricité soutirée sur le réseau moins leur part d'électricité produite et injectée sur le réseau par le système photovoltaïque dans lequel ils se sont regroupés (Masson & al, 2014, p.3). Concernant la partie sur le calcul de la production et des consommations, le système est proche du modèle allemand, dans la mesure où un seul compteur bidirectionnel est installé à la jonction entre le réseau de distribution et le groupement résidentiel participant à l'autoconsommation collective. Le compteur appartient à la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (Sanchez, 2014).

Un point intéressant du mécanisme d'autoconsommation mexicain est le fait que l'autoconsommation peut se faire entre un producteur et un consommateur très éloignés. En effet, il existe un mécanisme de très faible coût d'utilisation du réseau pour permettre à une installation PV de grande taille, de vendre son électricité à un consommateur éloigné de celle-ci, même de plusieurs milliers de kilomètres en passant par le réseau public (Ibid.). Dans ce cas-là, on parle plutôt d'auto-alimentation. Le coût d'utilisation du réseau est largement subsidié et n'est pas proportionnel à la distance entre le producteur et le consommateur, ce qui pousse au développement de ces contrats privés d'achat d'électricité (PPA). Cependant, le consommateur doit détenir une partie de la production pour que ce schéma d'autoconsommation (ou auto-alimentation) soit validé avec les bénéfices qui en découlent. Le fait que le Mexique autorise l'autoconsommation sur de très grandes distances nous apporte un nouveau paramètre pour notre analyse qui est donc le périmètre sur lequel peut avoir lieu une opération d'autoconsommation collective.

## 2.5 GRILLE DES PARAMETRES

A partir de l'analyse des schémas des différentes formes d'autoconsommation en vigueur dans les cinq pays étudiés nous avons extraits 11 paramètres permettant de caractériser un schéma d'autoconsommation. Nous avons décidé de classer ces paramètres dans 6 points d'analyse. Les paramètres sont classés, présentés et discutés ci-dessous :

### **Cadre réglementaire**

- *Le périmètre sur lequel peut avoir lieu une opération d'autoconsommation collective.*

En France une opération d'autoconsommation collective ne peut avoir lieu qu'entre des personnes étant situées en aval d'un même poste de transformation moyenne à basse tension. Cela limite donc grandement le périmètre par exemple à un immeuble, un supermarché, un lotissement ou encore une rue. À l'inverse, au Mexique la vente de l'électricité peut se faire d'un bout à l'autre du pays, le périmètre est donc le périmètre national. Concernant le périmètre nous choisissons que le paramètre peut aller du périmètre d'un bâtiment à celui de la région. Car dans notre cas nous nous focalisons sur la RBC.

- *L'union du producteur et des consommateurs au sein d'une personne morale.*

Faut-il, oui ou non, que les producteurs et les consommateurs soient liés au sein d'une personne morale ? Rappelons que dans le cas de la France cette entité sert entre autre à déterminer la clef de répartition de l'électricité autoconsommée. Elle peut également servir à organiser les consommations en fonction des productions pour optimiser le taux d'autoconsommation. Mais, le travail généré par la création d'une entité juridique, qui augmente la charge administrative, peut aussi être considérée comme inutilement contraignante.

- *La puissance des installations soumises à l'autoconsommation.*

En Allemagne, la puissance de l'installation est limitée dans la mesure où il doit y avoir au minimum 10% d'autoconsommation. Cela autorise, néanmoins, la création de très grandes installations. Ce paramètre tend donc également à s'interroger sur l'utilité de limiter ou non la taille des installations. Une limitation peut être nécessaire, notamment, dans le cas où l'électricité autoconsommée est subsidiée afin de limiter le montant des subsides par installations. Quoi qu'il en soit nous décidons de proposer une puissance entre 1kWc et ∞kWc afin de laisser libre choix aux interviewés.

### **Cadre tarifaire spécifique**

- *Le financement de la transition.*

Il existe dans chaque pays une taxe sur l'électricité dont les fonds récoltés servent à financer la transition énergétique. À Bruxelles il s'agit de la redevance régionale – Art.26 qui correspond à 3,2% de la facture d'électricité (Sibelga, 2015). Ce paramètre pose la question de savoir si les kWh autoconsommés doivent être soumis ou non à la redevance régionale et plus largement si les autoconsommateurs doivent participer au financement de la transition. Rappelons qu'en Allemagne les installations pratiquant l'autoconsommation dont la puissance est inférieure à 10kWc sont

exemptées de cotisation EEG alors que les plus grandes y participent. On peut donc proposer un palier à partir duquel les opérations d'Acc devront participer au financement de la transition.

- *Subventionner le producteur pour qu'il vende son électricité moins chère que les fournisseurs traditionnels, au consommateur.*

Ce paramètre vient du cas allemand dans lequel les producteurs sont subventionnés pour chaque kWh vendu aux consommateurs locaux. Nous voulons donc savoir si les autorités doivent subventionner l'électricité vendue par le producteur aux consommateurs afin que ceux-ci jouissent d'une électricité meilleure marché que celle des fournisseurs institutionnels? Dans le cas d'une réponse positive quelle devrait être la forme et la mesure de cette subvention ?

- *Dans le cas où les kWh transitent par le réseau, doivent-ils être soumis au tarif d'utilisation du réseau de distribution et de transport.*

Ce paramètre a pour but de déterminer si oui ou non les kWh autoconsommés ayant transité par le réseau doivent être soumis au tarif d'utilisation du réseau de distribution et si oui dans quelle mesure. La même question se pose pour le réseau de transport.

- *Le prix auquel doit être racheté l'électricité excédentaire.*

Dans tous les schémas étudiés, il y a toujours la possibilité d'injecter l'électricité excédentaire sur le réseau et de la vendre à un fournisseur. La question est de savoir dans quelles conditions et à quel tarif doit être achetée cette électricité. Un prix de rachat inférieur au prix de vente de l'électricité pousse à améliorer son taux d'autoconsommation, un prix de rachat supérieur au prix de vente pousse à une injection maximum et un prix équivalent incite à ne pas s'en soucier.

### **Répartition de l'autoproduction**

- *la répartition de l'autoproduction PV entre les différents consommateurs participant à l'opération d'Acc.*

Dans le schéma français la répartition de l'électricité produite par l'installation PV entre les différents consommateurs se fait selon une clef de répartition décidée d'un commun accord au sein de la personne morale réunissant producteurs et consommateurs. En revanche, nous pouvons imaginer d'autres formes de répartition. En France encore, dans le cas où les participants à l'opération d'Acc ne se mettent pas d'accord sur une clef de répartition, la répartition se fait par défaut au prorata des consommations. On peut également imaginer une répartition égale entre les différents consommateurs. Nous proposerons donc les trois choix de répartition suivants : clef de répartition décidée ensemble ou proportionnelle à la consommation ou encore égale.

### **Système de comptage**

- *La durée du pas de temps sur lequel est calculée l'autoconsommation*

En France, le pas de temps est de 30 minutes, au Danemark il est d'une heure, en Belgique, actuellement, avec le système du compteur qui tourne à l'envers il est d'un an. Sachant que les compteurs communicants permettent d'envoyer des relevés en permanence, nous décidons de

choisir 1 minute comme pas de temps le plus faible et 1 an comme plus long. Nous évoquerons également la possibilité de faire de l'instantané.

### **Réseau public et réseau privé**

- *La possibilité de vendre l'électricité à un consommateur sans passer par le réseau public.*

Faut-il oui ou non autoriser l'autoconsommation sans passer par le réseau public, en passant uniquement par le réseau public ou autoriser l'Acc à la fois via le réseau public et le réseau privé ? On peut vouloir que l'électricité soit obligée de transiter par le réseau public afin de ne pas laisser la porte ouverte aux réseaux privés, séparés et autonomes. D'un autre côté on peut vouloir que l'électricité transite sur les réseaux privés afin de soulager le réseau public.

- *Autoriser les réseaux privés pour relier producteurs et consommateurs quand un réseau public existe déjà*

Dans le système d'autoconsommation italien, le transit de l'électricité entre le site de production et celui de consommation ne peut se faire qu'au travers d'un réseau privé. Ce paramètre pose donc la question de savoir s'il doit être possible de créer son propre réseau privé quand bien même il existe un réseau public reliant les deux entités ?

### **Compteurs communicants**

- *L'installation ou non d'un compteur communicant*

La France oblige l'installation d'un compteur communicant chez tous les nouveaux participants à des opérations d'autoconsommations collectives. En revanche, en Allemagne, la pose d'un seul compteur communicant est obligatoire, non pas chez les consommateurs finaux, mais à la jonction entre l'opération d'Acc et le réseau public.

Finalement nous pouvons voir ci-dessous la grille des paramètres telle qu'elle a été utilisée lors des entretiens que nous avons réalisés.

<b>Cadre réglementaire</b>									
Les producteurs et les consommateurs doivent-ils s'unir au sein d'une personne morale ?									
Oui			Non			Sans avis			
Sur quel périmètre une opération d'autoconsommation collective peut avoir lieu ?									
Bâtiment	Aval d'un poste de transformation			Commune	RBC	Autre	Sans avis		
Faut-il limiter la puissance des installations PV pratiquant l'autoconsommation collective ? Si oui, à quelle puissance ?									
Oui		Non				Sans avis			
1kWc	10kWc	50kWc	100kWc	500kWc	1GWc	10GWc	Sans avis		
<b>Cadre tarifaire spécifique</b>									
Les kWh autoconsommés doivent-ils être soumis à la redevance régionale –art.26 (primes d'énergie, gestion certificats verts, etc.)?									
Non		Oui	Oui à partir d'une certaine puissance :				Sans avis		
Quelles redevances/taxes/contributions doivent-elles être payées sur les kWh autoconsommés									
La Région doit-elle subventionner le producteur pour qu'il vende son électricité moins chère que les fournisseurs traditionnels, au consommateur ?									
Oui			Non			Sans avis			
Si oui, quelle forme et quelle mesure pour la subvention :									
Dans le cas où les kWh transitent par le réseau, doivent-ils être soumis à la tarification d'utilisation du réseau de distribution et de transport ?									
Oui	Non		Sans avis		Oui à une tarification spécifique, préciser :				
A quel prix doit être rachetée l'électricité excédentaire injectée sur le réseau ?									
< au prix de vente			= au prix de vente			> au prix de vente		Sans avis	
<b>Répartition de l'autoproduction &amp; Système de comptage</b>									
Selon quelle méthode doit être répartie l'autoproduction entre les différents consommateurs participant à l'opération d'autoconsommation collective ?									
Clef de répartition			Proportionnelle			Égale		Sans avis	
Quelle doit être la durée du pas de temps sur lequel est calculée l'autoconsommation ?									
Instantané	1 min	15min	30min	24h	1mois	1ans	Sans avis		autre proposition
Est-il souhaitable de mettre en place une synchronisation instantanée ? Comment ?									
<b>Réseau public et réseau privé</b>									
Doit-il être possible de vendre l'électricité d'un point de vue physique à un consommateur sans passer par le réseau public ?									
Oui			Non			Sans avis			
Si oui à la question précédente, doit-on autoriser les réseaux privés pour relier producteurs et consommateurs quand un réseau public existe déjà ?									
Oui			Non			Sans avis			
<b>Compteurs communicants</b>									
L'installation d'un compteur communicant chez les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective doit-elle être obligatoire ?									
Obligatoire			Facultatif			Sans avis			

Figure 10: Grille des paramètres utilisée lors des entretiens

## 3 PARTIE 2 : LES ENJEUX D'UN DEVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

---

### 3.1 INTRODUCTION

Dans la première partie nous avons mis en évidence un certain nombre de facteurs qui peuvent varier d'une forme d'autoconsommation collective à une autre. Nous allons maintenant analyser les enjeux concernant l'autoconsommation collective et également ceux relatifs à l'opération d'autoconsommation collective, elle-même. Pour ce faire nous analyserons la situation à partir d'un diagramme de boucles causales permettant de mettre en évidence des relations de causes à effets. Ensuite, nous réaliserons une analyse AFOM, Atouts Faiblesses Opportunités Menaces (généralement connue sous son nom anglais SWOT) grâce à laquelle nous détaillerons chacun des éléments favorables ou défavorables au développement de l'Acc en RBC. Cela nous permettra de bien cerner les enjeux relatifs à une législation favorable à l'Acc. Cette partie est donc la base de notre dernière partie dans laquelle seront proposées des solutions.

Comme le rappelle Klinger (2017, p.1560) l'autoconsommation est à l'heure actuelle sujette à controverse dans le monde scientifique. D'un côté, certains auteurs y voient une opportunité pour le développement du solaire photovoltaïque et de la transition énergétique alors que d'un autre côté, certains auteurs alertent sur le risque de faire augmenter le prix du réseau pour ceux qui ne sauraient faire de l'autoconsommation. L'Ademe (2018, p.6) dans le cadre de ses avis mensuels avançait en Février 2018 les avantages suivants pour la collectivité concernant le développement de l'autoconsommation: Limitation des conflits d'usage au sol (puisque le PV est principalement en toiture), Facilitation de la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique (les émissions liées au photovoltaïque se situent entre 30 et 80 gCO<sub>2</sub>eq/kWh dans le sud de l'Europe, bien en dessous de l'électricité produite à partir des énergies fossiles), sensibilisation du producteur à la gestion de sa consommation électrique (Ibid.). Nous allons voir qu'il est possible d'ajouter d'autres avantages à l'Acc.

### 3.2 METHODOLOGIE

Cette partie repose autant sur une analyse de la littérature, tant scientifique que grise (essentiellement les rapports de différents acteurs du réseau électrique belge ou français), que sur des entretiens. En effet, nous avons mené d'avril à mai 2018 huit entretiens avec des acteurs du réseau bruxellois. Nous leur avons soumis des questions relatives aux paramètres mis en évidence dans la partie 1 de ce travail et avons également laissé le champ libre à l'expression de toute idée relative à l'autoconsommation collective. Il s'agissait donc d'entretiens semi-directifs s'inscrivant dans l'esprit d'une méthode qualitative. Les acteurs interrogés ont été choisis sur la base de leur expertise et de l'entreprise (ou du moins l'entité) pour laquelle ils travaillent. Les acteurs ne sont pas venus avec un mandat de représentation de leur employeur, leurs avis n'engagent donc qu'eux.

Toutefois, ces points de vue sont, évidemment, empreints par les environnements de travail. Les entretiens (tous présentés et retranscrits en annexe) nous ont permis de faire ressortir un certain nombre d'atouts, de faiblesses, d'opportunités et de menaces au développement de l'Acc en RBC que nous allons présenter dans cette partie. Nous avons complété ces enjeux par ceux que nous avons préalablement repérés, souvent de manière implicite, dans la littérature.

### 3.2.1 Cartographie des acteurs

Ci-dessous nous pouvons voir de quelles entités font partie les personnes interviewées et quel est leur rôle dans le réseau électrique Belge et plus précisément Bruxellois. Une présentation plus détaillée des acteurs est disponible au début de chaque entretien en annexe et un récapitulatif des réponses des acteurs interviewés se trouve dans le partie 3.

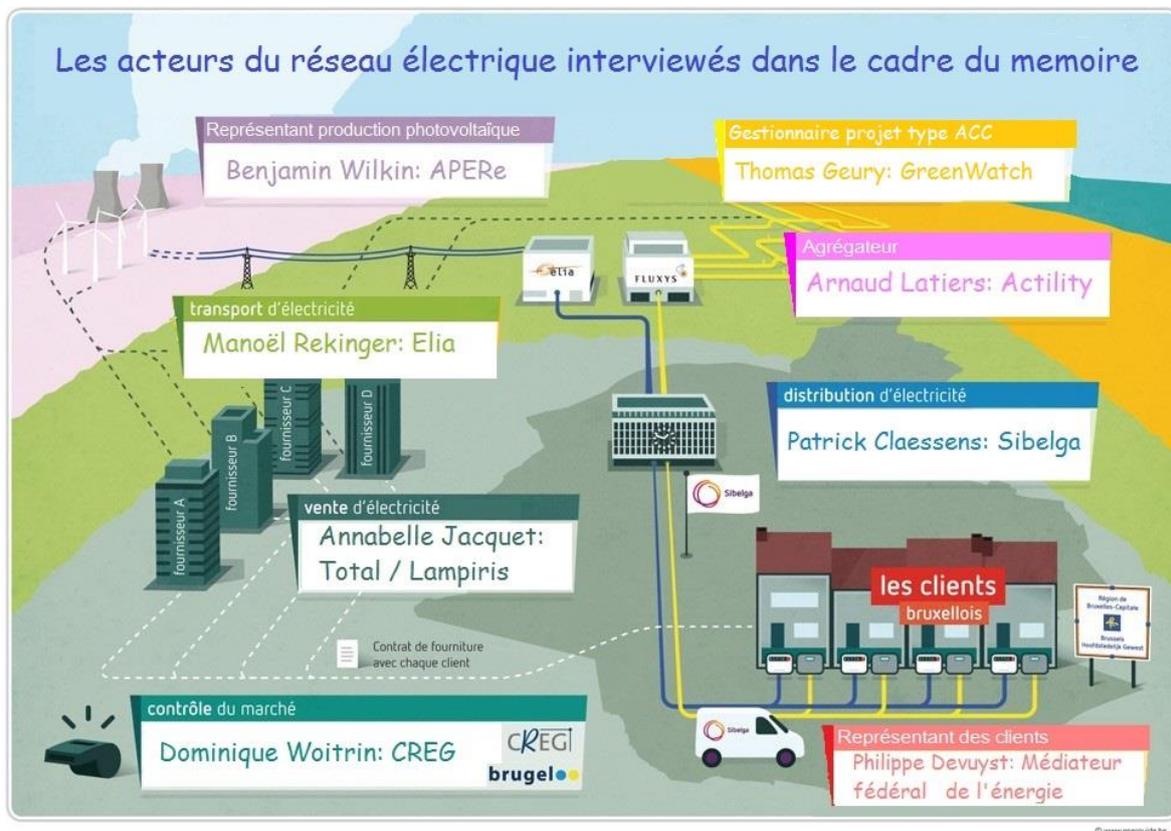


Figure 11: Cartographie des acteurs du réseau électrique ayant participé aux entretiens. (Illustration originale de [www.energuide.be](http://www.energuide.be))

### 3.3 DIAGRAMME DE BOUCLES CAUSALES POUR DEGAGER LES PRINCIPAUX ENJEUX

Un diagramme de boucles causales est un outil d'analyse qui permet de mettre en avant des variables qui interagissent les unes avec les autres. L'interaction est soit positive soit négative. Dans le cas où elle est négative cela veut dire que l'accroissement de la première variable engendre l'accroissement de la seconde (celle visée par la flèche). Si elle est négative (signe moins à côté de la flèche) l'accroissement de la première variable engendre la diminution de la seconde. Ainsi en reliant les variables qui s'influencent entre elles, on finit par obtenir des boucles de rétroaction qui sont,

elles-mêmes, soit positives, soit négatives. Une boucle de rétroaction positive veut dire que le phénomène aura tendance à s'amplifier alors qu'une boucle de rétroaction négative tend à stabiliser le phénomène. Ce qui nous intéresse principalement dans le cas de notre étude est de mettre en évidence des variables qui vont avoir un effet de frein et celles qui vont avoir un effet de levier sur le développement de l'autoconsommation collective. Le développement de l'Acc étant le sujet qui nous intéresse, nous l'avons placé comme variable centrale et avons organisé les autres variables en relation avec celle-ci.

Le développement de l'Acc soulève de nombreux questionnements, notamment concernant la valeur de la connexion au réseau. Ducros & al (2018, p.7) suggère que l'Acc va engendrer un changement dans la valeur du fournisseur. La valeur du fournisseur résidera en grande partie dans la connexion qu'il permet au réseau qui permettra de combler les manques en cas de faible production ou en cas de défaillance du système d'autoproduction. Les prosumers vont s'agréger au sein de "communautés énergétiques" (Ibid.) car ils se rendront compte des bénéfices de la mutualisation des productions et des consommations. Ducros & al (Ibid.) imaginent que le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) en France va sûrement évoluer. En effet, à l'heure actuelle ce tarif est principalement basé sur l'électricité consommée puisqu'il est proportionnel à la consommation. Or, ces auteurs pensent qu'il va évoluer vers un tarif principalement basé sur la puissance. Cela a du sens étant donné que la valeur de la connexion au réseau va évoluer d'une valeur liée à l'énergie soutirée à une valeur liée au fait d'être connecté (valeur assurantielle) (Ibid.).

Nous avons donc tenté de faire apparaître ces variables et les relations qui en découlent dans le diagramme de boucles causales ci-dessous et d'y ajouter des variables déduites des entretiens.

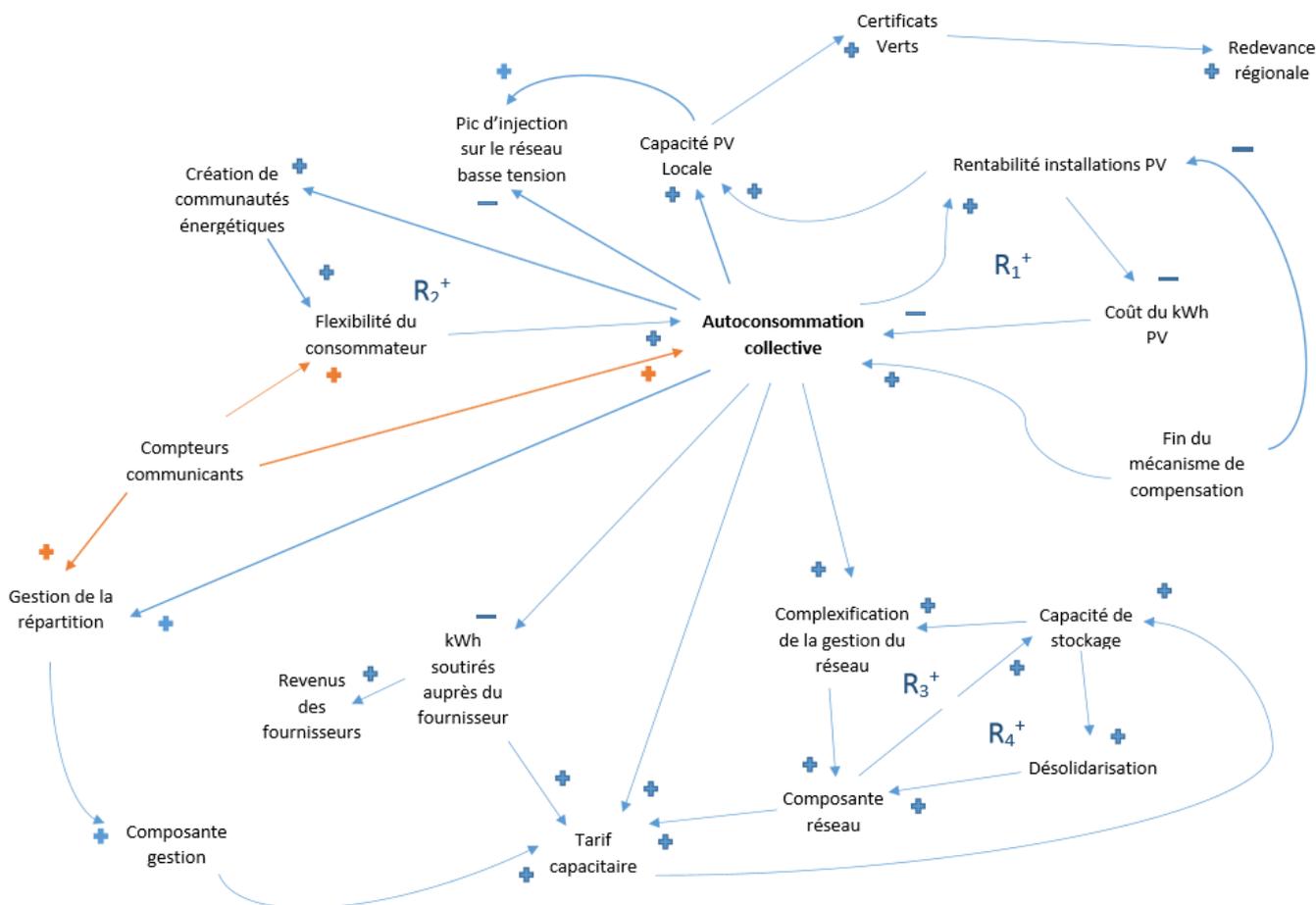


Figure 11: Diagramme de boucles causales du développement de l'autoconsommation collective en RBC.

Les flèches partant de la variable « compteurs communicants » sont en orange dans la mesure où nous ne savons pas si ces derniers seront obligatoires. Ainsi, le diagramme peut être lu avec ou sans cette variable.

### 3.4 ANALYSE AFOM

L'analyse AFOM que nous réalisons consiste à relever tous les éléments impactant le développement de l'autoconsommation collective. Certains éléments l'impactent de manière positive et d'autres de manière négative constituant ainsi un premier élément de caractérisation. Ces éléments sont soit externes à l'autoconsommation collective soit internes. Ceci constitue le deuxième élément de caractérisation. Un élément interne et positif est un atout ou une force alors qu'un élément interne et négatif est une faiblesse aux opérations d'autoconsommation collective elle-même. Ensuite, un élément positif et externe est une opportunité ou un levier alors qu'un élément négatif et externe est une menace ou plus simplement un

	Atouts	Handicaps
Interne	Forces <b>S</b> Strengths	Faiblesses <b>W</b> Weaknesses
Marché	Opportunités <b>O</b> Opportunities	Menaces <b>T</b> Threats

Figure 12: Analyse AFOM (piloter.org)

frein au développement de l'autoconsommation collective. Le schéma ci-dessus permet de clarifier ces explications.

### 3.4.1 Atouts inhérents à une opération d'autoconsommation collective

Nous commençons par présenter les éléments internes impactant de manière positive la mise en place d'une législation permettant des opérations d'autoconsommation collectives.

#### 3.4.1.1 *Lien entre producteurs et consommateurs*

La mise en place d'une opération d'autoconsommation collective nécessite de mettre en relation le ou les producteurs avec le ou les consommateurs. Cette mise en relation peut avoir lieu au sein d'une personne morale comme c'est le cas dans le schéma d'Acc français. Ce lien est un atout pour plusieurs raisons. Premièrement car il permet simplement de recréer du lien social, qui a tendance à disparaître dans une société de plus en plus individualiste. M. Devuyt, au cours de son entretien, rappelle l'importance de ce lien et ajoute un autre avantage à créer du lien social dans ce genre d'opération : « Le lien social permet aussi de créer cette obligation de paiement ». (Devuyt, 2018, ligne. 139-140). En effet, en tant que médiateur fédéral de l'énergie, largement habitué aux problèmes de non-paiement des factures énergétiques, il considère qu'en ayant du lien social, on crée une forme d'autocontrôle qui pourrait limiter les mauvais payeurs. Un autre avantage à ce lien est de permettre aux producteurs et aux consommateurs de s'entendre sur la meilleure manière de consommer l'électricité au moment où celle-ci est produite. A ce sujet, Galey (2018) rappelle que la réussite d'une opération d'Acc réside dans la capacité de la personne morale (au sein de laquelle vit le lien) à adapter les consommations à la production pour réduire au maximum le soutirage et l'injection sur le réseau de distribution.

#### 3.4.1.2 *Réduction du pic d'injection*

Actuellement, dans la majorité des cas, le dimensionnement des réseaux basse tension est calculé en fonction des pics de soutirage, pics qui ont lieu dans le résidentiel en soirée en hiver. Cependant, les réseaux basse tension doivent être, de plus en plus souvent, agrandis pour pouvoir absorber les pics d'injection de l'électricité issue des installations PV. C'est, par exemple, le cas dans certains lotissements en Flandre comme l'a souligné M. Woitrin au cours de son entretien. Or, l'autoconsommation collective réduit le pic d'injection dans la mesure où elle pousse les autoconsommateurs à consommer l'électricité au moment où elle est produite. L'Acc, qu'elle soit collective ou individuelle, ne permet donc effectivement pas de réduire les coûts d'investissement dans les réseaux (à moins d'être couplé avec du stockage) mais permet en revanche d'empêcher des coûts supplémentaires d'agrandissement du réseau qui vont de pair avec le développement du PV. La CRE recommande d'ailleurs que les GRD, dans le cas d'un double raccordement pour production et soutirage, calculent les deux raccordements de manière indissociée car la production peut mener à une baisse de la consommation et l'autoconsommation peut mener à une baisse de l'injection. Ainsi, en calculant les besoins de raccordement en prenant en compte ces deux éléments, le besoin en terme de puissance de soutirage est moindre, ce qui fait diminuer les frais de raccordement à la charge du consommateur (Carenco & al, 2018, p.6).

### 3.4.1.3 Développement des ER grâce à une rentabilité sans subsides

Le développement du photovoltaïque à Bruxelles est accompagné depuis ses débuts par beaucoup de subsides et par des mécanismes, tels que le compteur qui tourne à l’envers, qui sont en fait des subsides déguisés. Ces aides au développement du PV ont permis à la filière de se lancer dans la région avec ce que cela implique de développement économique. En revanche, la filière ne peut être pérenne si elle repose en majorité sur des subsides (déguisés ou non) comme c’est le cas encore à l’heure actuelle. L’autoconsommation collective permet, dans une certaine mesure, aux installations PV de devenir rentables sans le mécanisme de compensation. C’est donc là l’un des principaux atouts de l’autoconsommation collective. Effectivement, le système de la compensation, bien que régulièrement repoussé, finira normalement par être arrêté. Le système des certificats verts, a lui déjà provoqué des mini-crisis dans les régions Flamandes et Wallonnes et ne manquera pas non plus d’être arrêté dans les années à venir en RBC. L’autoconsommation collective se positionne donc comme une alternative convaincante pour proposer un modèle financier rentable sans ou avec peu de subsides (il faudra quand même quelques aides pour le démarrage) et c’est là une des grande forces de l’autoconsommation collective. Il faut également souligner que cette rentabilité va aller en s’améliorant avec d’une part (comme nous allons le voir par la suite) la parité réseau et d’autre part, le fait que, plus ces opérations se développeront, plus des mécanismes concurrentiels s’amplifieront et viendront diminuer les coûts de mise en œuvre et donc augmenter leur rentabilité.

Monsieur Fourcade, consultant en énergie, prédit que l’autoconsommation collective sera bientôt en France la principale forme d’autoconsommation. Cela sera dû, selon lui, aux avantages économiques qu’elle va apporter, notamment aux entreprises (Fourcade, 2018). Il y a fort à parier, si l’Acc devient possible, que cette supposition soit valable pour la RBC. Or, comme nous pouvons le voir dans le graphique ci-dessous, comparativement aux deux autres régions et aux autres pays de l’Union européenne, la RBC est en retard en terme d’installations photovoltaïques par habitant. L’Acc apparaît donc comme une solution pour lui permettre de combler son retard.

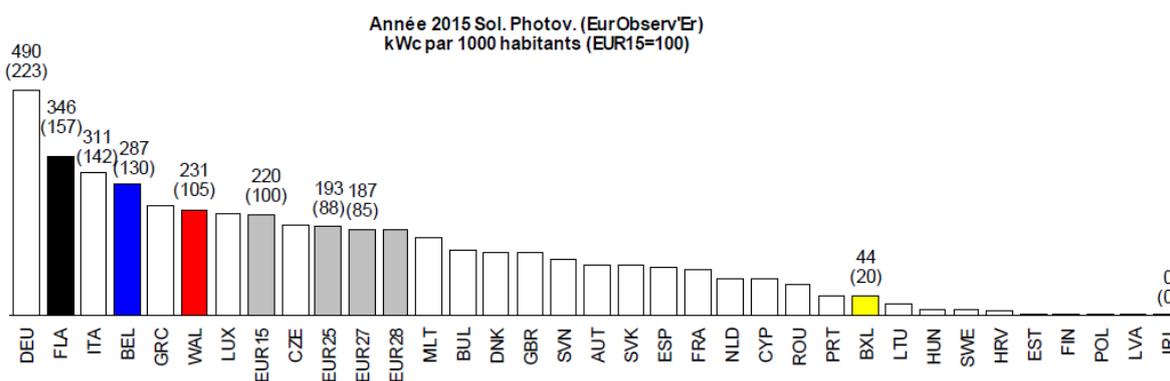


Figure 12: Comparaison européenne et régionale de la densité du nombre d’installation PV par 1000 habitants (Brugel, 2018, p.10)

### 3.4.1.4 Mettre fin aux barrières classiques (locataires, pas de toitures, peu de moyens)

Les principales barrières qui empêchent les personnes physiques ou morales de se lancer dans la mise en place d’installations photovoltaïques sont de trois ordres comme le dit M. Wilkin : «Il

Il y a trois raisons pour lesquelles tu n'investis pas. La première c'est que tu n'as pas l'argent. L'Acc fait sauter ce frein-là. La deuxième c'est que tu n'as pas de toiture et l'Acc peut faire sauter ce frein-là parce que tu trouves dans le voisinage des toitures. Et la troisième c'est que tu n'es pas propriétaire, et tu ne vas pas investir à 25-30 ans pour un truc sur lequel tu n'es pas propriétaire. Mais les coopératives peuvent investir. Tout ça pour dire que finalement ce n'est pas un frein financier ni technique, c'est pour ça qu'il faut le faire, parce que du coup tout le monde va s'équiper. » (Wilkin, 2018, ligne. 159-163). Un sondage réalisé par l'institut Opinionway en France en 2016 vient confirmer les propos de Monsieur Wilkin. En effet, dans ce sondage qui porte sur « Les français et l'autoconsommation photovoltaïque. » (2016), à la question : « Pour quelles raisons ne souhaitez-vous pas investir dans une installation d'électricité solaire en autoconsommation ? » (op.cit. p.10), 37% des sondés répondent que c'est trop cher, 29% que leur logement n'est pas adapté et 23% qu'ils ne sont pas propriétaire de leur logement. Le reste des réponses se partagent entre le manque de garantie de performance (20%), le défaut de confiance dans les entreprises d'installation (19%) et enfin le manque de confiance dans ce type d'équipement (14%). L'autoconsommation collective permet donc de faire sauter les 3 principales barrières généralement rencontrées par les personnes qui souhaitent développer le PV mais n'en ont pas les moyens financiers ou techniques. M. Claessens nous explique également que le gouvernement wallon commence à être réticent à offrir des aides aux personnes qui peuvent, déjà, financer des installations PV, mais que justement l'autoconsommation collective ferait sauter cette barrière-là, si elle était mise en œuvre. Ses mots sont les suivants : « Il faut savoir qu'à Bruxelles il y a quelque chose qui fait que les autorités sont assez, entre guillemets, réticentes, à promouvoir la production décentralisée domestique qui est la chose suivante : c'est que ceux qui en profitent sont ceux qui peuvent aujourd'hui se payer une maison unifamiliale à Bruxelles. Qui peut se payer une maison unifamiliale à Bruxelles ? Evidemment le constat étant qu'aujourd'hui il y a des subsidiations croisées. Et donc pour revenir à la question. Pour favoriser la production décentralisée en région de Bruxelles-Capitale, il faut favoriser d'autres incitations (incitant) et l'autoconsommation collective en est une. » (Claessens, 2018, ligne.28-34). De plus, même dans les zones géographiques où aucun foyer ou aucune entreprise ne serait en mesure d'investir, des entités extérieures au périmètre pourraient venir proposer leur service. Cela prendrait alors la forme de l'installation d'une centrale photovoltaïque en échange d'un engagement de l'achat de l'électricité produite par la centrale. M. Wilkin imagine donc que des entités telles que des fournisseurs d'électricité ou bien des coopératives citoyennes énergétiques seront les premières à venir proposer leur service voyant l'opportunité d'un nouveau marché ou de nouvelles solutions.

#### 3.4.1.5 *Maximise le taux d'autoconsommation*

L'Ademe (2018, p.2) résume bien l'un des principaux enjeux, lié au développement de l'Acc et de l'autoconsommation de manière générale. L'Acc est bénéfique pour la collectivité si elle permet de réduire ou de stabiliser l'utilisation du réseau afin que cela n'engendre pas de frais supplémentaires ou de renforcement du réseau. Pour cela il ne faut pas sur-dimensionner l'installation car il faut chercher à maximiser le taux d'autoconsommation. A l'inverse, il ne faut pas sous-dimensionner, non plus, l'installation car celle-ci pourrait ne pas être rentable et aurait un impact bénéfique plus faible (Ibid.). Il est donc essentiel pour la société que les installations PV ne créent pas de nouveaux frais à la collectivité en n'engendrant pas de besoins supplémentaires en câble. Pour cela, la solution est de maximiser le taux d'autoconsommation. Le Brugel a analysé le taux d'autoconsommation pour les installations photovoltaïques en RBC (Brugel, 2017, p.51).

L'analyse publiée en 2017 porte sur des données extraites de l'année 2014. Les résultats sont relativement surprenants et encourageants. En effet, le taux d'autoconsommation moyen pour l'ensemble des installations PV en autoconsommation en RBC est de 54.8%. Concernant les installations de moins de 5kWc qui appartiennent à 92% à des particuliers, le taux est de 53,8%. Pour les installations de 5 à 100kWc il atteint 61.5%. Cela s'explique car ces installations ne profitent pas du mécanisme de compensation et ont donc tout intérêt à maximiser leur Tac pour en retirer un plus grand avantage financier (ibid.). Ci-dessous, la répartition des installations en fonction de leur taux d'autoconsommation en RBC.

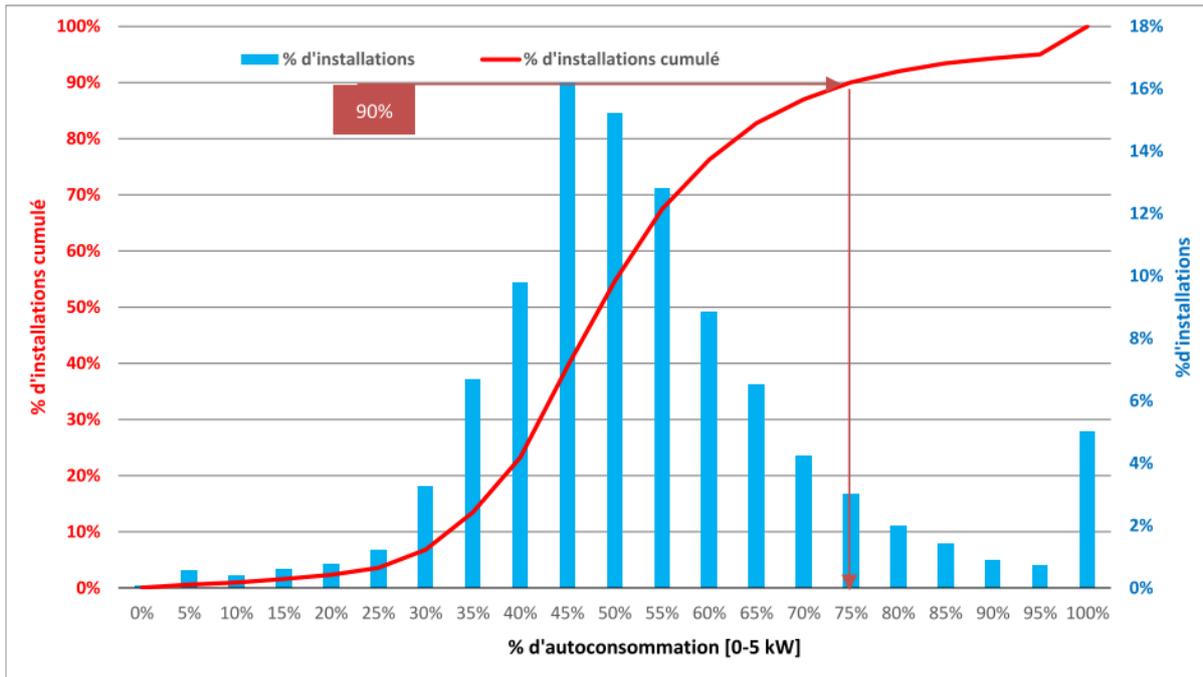


Figure 13: Distribution des installations photovoltaïques en fonction de leur taux d'autoconsommation (Brugel, 2017, p.52).

Le taux d'autoconsommation pour les installations inférieures à 5kWc est donc étonnamment élevé en comparaison du taux moyen de 30% annoncé par la commission européenne (Commission Européenne, 2015, p.4). Le Brugel n'explique pas ce taux d'Ac élevé. En revanche, cela est de bon augure pour le développement de projet d'Acc. En effet, le fait de permettre à un plus grand nombre de consommateurs de consommer l'autoproduction, augmente conséquemment le taux d'autoconsommation. Dans le cas de la RBC où ce taux de base est élevé, on peut s'attendre à avoir des taux en Acc vraiment très élevés. Il s'agit donc là d'un atout non négligeable plaidant en faveur du développement de l'autoconsommation collective en RBC.

### 3.4.2 Faiblesses de l'autoconsommation collective

Voyons maintenant quelles sont les faiblesses que l'on peut reprocher à l'autoconsommation collective.

#### 3.4.2.1 Non réduction du pic de soutirage en hiver

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) souligne début 2018 qu'il n'y a pas d'étude ayant "analysé et quantifié précisément les éventuels bénéfices ou risques de l'autoconsommation

pour le réseau" (CRE, 2018a, p.6). Elle fait néanmoins l'hypothèse que l'autoconsommation ne permettra pas de faire diminuer la pointe de soutirage puisque celle-ci se trouve en début de soirée en hiver, période à laquelle les panneaux PV ne génèrent pas d'électricité. Elle dit, par ailleurs, qu'un système de stockage ou de pilotage pourrait réduire le pic. Or, il se trouve que c'est cette pointe de soutirage qui détermine le dimensionnement du réseau basse tension. Dans cette mesure, elle ne préconise donc pas que la part de la facture concernant l'utilisation du réseau basse tension soit plus faible pour les autoconsommateurs. Il s'agit là d'une des principales faiblesses de l'autoconsommation collective. Cependant, il est bon de rappeler qu'il s'agit d'une faiblesse dans le cas où l'Acc n'est pas couplée à un système de stockage. Dans le cas contraire, l'Acc permettrait de réduire ce pic de soutirage. Or, vu le développement récent des batteries et l'explosion de leur vente, nous pouvons envisager qu'à terme les opérations d'Acc seront systématiquement couplées à des systèmes de stockage. Il n'existe d'ailleurs pas que des batteries pour stocker l'électricité produite. Cette électricité peut en effet être stockée sous forme d'eau chaude dans les ballons d'eau chaude. Les gouvernements Belges prévoient d'ailleurs d'augmenter la capacité de stockage en Belgique à 3,5GW en 2030 (Pacte interfédérale). Il est donc envisageable qu'à terme l'Acc permette également une réduction des pics de soutirage mais dans la conjoncture actuelle c'est une faiblesse à prendre en compte.

Pour aller plus loin dans cette « faiblesse » M. Wilkin évoque la possibilité qu'un trop gros déplacement de charges de consommations motivé par un désir d'économie rendu possible par une électricité autoproduite moins chère que l'électricité alloproduite, pourrait engendrer un nouveau pic de consommation en après-midi. Ce pic de consommation ne constituerait pas un pic de soutirage tant qu'il y a de l'autoproduction puisqu'il ne ferait qu'augmenter le taux d'autoconsommation. En revanche dans le cas d'une longue période sans ensoleillement, ce pic de consommation pourrait se transformer en pic de soutirage et même éventuellement dépasser le pic habituel en début de soirée, dans le cas où il y aurait un très gros déplacement de charges (Wilkin, 2018, ligne.177-181). D'un autre côté, nous pouvons également envisager que le déplacement de charges fasse diminuer le pic de soutirage puisque, ce que les gens consomment habituellement en soirée pourrait avoir été consommé en partie dans la journée. Cependant, ceci ne semble malheureusement pas pris en compte actuellement par les instances régulatrices.

### 3.4.2.2 Entrées / Sorties des consommateurs

Une faiblesse soulevée par M. Devuyst est la rotation locative qu'il exprime de la manière suivante : « Dans le schéma de l'autoconsommation collective, les aléas de l'existant sont quelque chose d'important. Si vous n'avez que des propriétaires qui consomment l'énergie verte, vous avez une stabilité, grande, des participants. Si maintenant vous avez des locataires, 25% des locataires bruxellois, le quartile inférieur reste en moyenne 1an et 2mois dans leur logement. La rotation locative est aussi un élément qui doit intervenir dans la définition juridique. Parce qu'il faut savoir rentrer et sortir. Dans les coopératives énergétiques, ils sont confrontés à la mort de centaines de leurs collaborateurs sans avoir pensé un jour que les collaborateurs allaient mourir. C'est des part de collaborateurs qui ne valent pas grand choses, mais même pour 200€ ils doivent se coltiner des héritiers... Donc la dynamique il faut la mettre dans un axe temporel aussi. » (Devuyst, 2018, ligne. 162-170). Il est vrai que ces opérations sont censées rassembler de nombreux consommateurs afin d'avoir assez de foisonnement pour que les courbes de consommation ressemblent à celles de production. De plus, l'un des buts de l'autoconsommation collective est de faire participer les

locataires à la transition énergétique. Il est donc souhaitable que beaucoup de locataires participent aux opérations d'autoconsommation collective, mais dès lors, cela implique qu'il y aura une rotation importante des locataires et que cela affaiblit le schéma d'autoconsommation collective.

### 3.4.2.3 Utilisation du réseau de distribution

Comme nous pouvons le voir dans le schéma ci-dessous, proposé par la CRE et représentant le schéma d'Acc français, les participants à une opération d'Acc utilisent le réseau de distribution en basse tension pour obtenir l'électricité qu'ils consomment. Cela est l'une des différences avec un schéma d'autoconsommation individuelle.

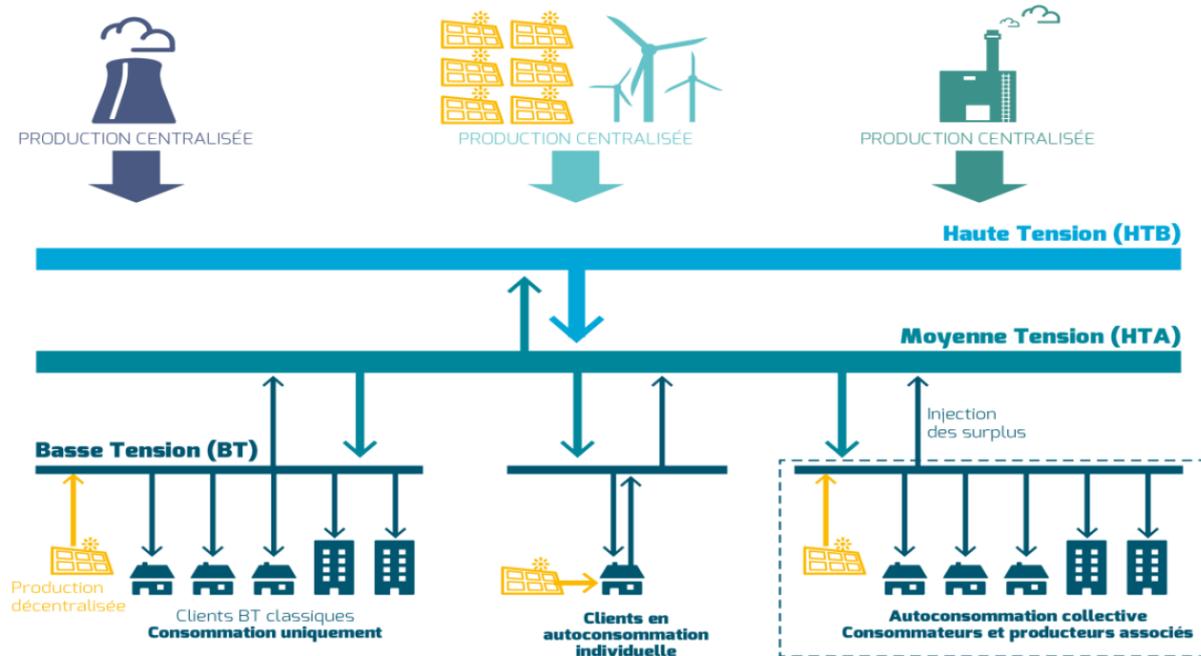


Figure 14: Schéma présentant les différences entre injection simple, Ac simple et Acc (CRE, 2018, p.2)

Le fait d'utiliser le réseau de distribution n'est pas en soi une faiblesse. En revanche, les conséquences de cette utilisation représentent une légère faiblesse au développement de l'autoconsommation collective. En effet comme l'exprime bien la CRE : « La problématique est différente pour l'autoconsommation individuelle et l'autoconsommation collective. Il existe en effet du point de vue du réseau, une différence fondamentale entre ces types d'opérations : dans le cas d'une opération d'autoconsommation individuelle le réseau ne « voit » pas l'énergie autoconsommée, alors que dans le cas d'opérations d'autoconsommation collective les flux autoproduits transitent bien par une partie du réseau public. » (CRE, 2018a, p.2). 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 chère 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.

Nous pouvons également mettre en avant l'incompréhension que cela peut générer dans un premier temps quand l'on aborde le sujet de l'Acc. En effet, quand on parle d'autoconsommation on n'imagine pas qu'il y ait des taxes sur ce que l'on « produit soi-même ». Mais cela est ignorer le fait que l'on a besoin d'un réseau basse tension pour réaliser ces opérations. Le réseau basse tension n'est d'ailleurs pas le seul sollicité. En effet, Comme l'explique la CRE, étant donné qu'une plage horaire de trente minutes est utilisée pour la comptabilisation (schéma français), il se peut, en réalité, qu'un fort soutirage soit réalisé sur une partie de la demi-heure et que celui-ci soit ensuite compensé par une injection dans une autre partie de la demi-heure. Le moment de fort soutirage aura donc engendré du transit sur le réseau HT. En somme, on applique le phénomène du compteur qui tourne à l'envers par « pas de temps ». Ceci étant dit, la CRE précise qu'il n'est, à l'heure actuelle, pas possible de quantifier ce phénomène et qu'il faudra donc analyser les données sur les premiers projets d'Acc pour mieux comprendre ce qui se passe (CRE, 2018a, p.10). Nous pouvons également préciser que plus il y aura de participants dans une opération, plus il y aura de foisonnement des consommations et donc, moins on sollicitera le réseau HT.

#### 3.4.2.4 *Besoin de gestion*

Il y a dans les projets d'autoconsommation collective une composante de gestion des données très importante à la réalisation des opérations d'Acc. En effet, il faut pouvoir connaître ce qui a été produit, par quelles installations, combien a été consommé sur place, combien a été consommé par les autres autoconsommateurs mais également à quel moment si l'on est dans une logique de facturation. Dans cette logique de facturation, il faut également pouvoir faire la différence entre les consommations autoproduites d'une part et les consommations alloproduites d'autre part. Or, ces agrégations de données et les nombreux calculs nécessaires pour obtenir des résultats chiffrés par « pas de temps » choisis, vont nécessiter un gros travail de gestion de l'une des parties de l'opération d'Acc. Peu importe la personne en charge de ce traitement, celui-ci va engendrer des frais qu'il convient donc de répartir entre les différents participants aux opérations d'Acc. Dans le schéma français, c'est le GRD, soit Enedis qui a en charge cette gestion. Concernant la part de la facture allouée à la composante de gestion, la CRE indique qu'il y aura des surcoûts pour les GRD. En effet, c'est à eux qu'incombe le rôle de répartition des consommations en fonction de la clef de répartition choisie. Cela nécessitera la mise en place d'un système d'information qui lui-même engendrera de la maintenance. Enedis a été consulté à ce sujet et indique que ces coûts varieront énormément en fonction du nombre de clients pratiquant l'Acc. En effet 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 indus 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 et leurs coûts diminués, ce qui présenterait un avantage pour les projets d'Acc et pour leurs participants.

La CRE propose donc dans un premier temps (avant de recalculer en fonction du retour sur expérience) de majorer la part de la composante de gestion de la facture de 50% pour les clients participant à une opération d'Acc. Cela représente en moyenne +3,5€/an/autoconsommateur résidentiel. (CRE, 2018a, p.13). Ce montant peut paraître faible mais il s'agit bien là d'une augmentation de l'une des composantes de la facture d'électricité pour les français participant à une opération d'Acc. Il s'agit donc bien d'une petite faiblesse des projets d'Acc. Fourcade explique

qu'avec le développement de l'Acc le rôle des fournisseurs va évoluer car l'Acc va engendrer une baisse des quantités soutirées. Les fournisseurs fourniront d'avantage des "services énergétiques à haute valeur ajoutée" (Fourcade, 2018). Il faut donc comprendre que la valeur du fournisseur résidera dans la connexion qu'il permet au réseau, mais également dans la gestion des données et de l'interface client. On peut donc également envisager que, dans la mesure où le fournisseur apportera un nouveau service, il augmentera sa part de la facture.

La deuxième faiblesse des projets liée à la gestion de la répartition est le fait qu'ils nécessitent pour beaucoup l'installation de compteurs communicants. Nous précisons par ailleurs que les compteurs communicants sont présentés par la suite comme une opportunité aux opérations d'Acc. Mais ici nous nous intéressons aux faiblesses qu'ils engendrent. La plupart des acteurs interviewés (Wilkin, Woitrin, Claessens, Guery, Rekinger) sont d'accord pour dire que l'installation de compteurs communicants est nécessaire pour mettre en place les opérations d'Acc. Mais, si la pose de tels compteurs est obligatoire pour participer aux opérations d'Acc, le fait que beaucoup de gens soient hostiles à leur pose (principalement par crainte concernant la protection des données et le respect de la vie privée), constitue une véritable faiblesse. En effet, il est probable que ces personnes s'opposeront à la mise en place d'une législation actant une telle obligation ou à minima, refuseront de participer à des projets d'autoconsommation collective. Parmi les reproches faits aux compteurs communicants, nous pouvons citer qu'ils apportent peu d'avantage aux usagers (Wallenborn, 2017, p.3), que leur déploiement massif engendrerait une diminution de la consommation électrique de seulement 0.2 à 0.4% (op.cit. p.4), une vulnérabilité aux attaques informatiques (Ibid.) et un épuisement des ressources « (terres rares, cuivres, etc.) » (op.cit. p.5).

### 3.4.3 Opportunités ou Leviers en faveur de l'Acc

Intéressons-nous maintenant aux éléments extérieurs aux opérations d'autoconsommation collective qui vont dans le sens de son développement.

#### 3.4.3.1 *Ne nuit pas à la sécurité d'approvisionnement*

Quand on parle de production électrique et de réseau électrique, l'un des points fondamentaux est la sécurité d'approvisionnement. En effet, les états s'assurent d'avoir assez de production, d'interconnexion et de réserves pour pouvoir combler en permanence les besoins en électricité des différents secteurs. Cela se nomme la sécurité d'approvisionnement. Elle est primordiale pour ne pas entraîner de chute de tension qui pourrait, elle, dans le pire des cas, engendrer un black-out généralisé ou, à minima, une coupure du réseau.

Si l'on en réfère à la législation française qui exonère les opérations d'Acc de "la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité" (Galey, 2018), les opérations d'Acc ne devraient pas avoir la moindre conséquence sur la sécurité d'approvisionnement. Cela est d'ailleurs confirmé par Monsieur Rekinger de Elia et Monsieur Claessens de Sibelga. En effet, la consommation locale d'électricité n'a pas de conséquence sur la sécurité d'approvisionnement et le rajout d'installations PV n'en a pas non plus. Il est parfois avancé que le développement du PV amène plus d'intermittence dans la production électrique (ce qui est vrai) et que cela pourrait conduire à des problèmes d'approvisionnement quand les installations ne produisent pas et que les consommations ne diminuent pas. Or ce n'est pas la présence de ces nouvelles installations qui pourrait poser des problèmes d'approvisionnement, mais plutôt l'arrêt d'autres systèmes de production et notamment le nucléaire dont l'arrêt est programmé en Belgique pour 2025. La

conversion des moteurs thermiques en moteurs électriques, notamment dans le parc automobile belge va engendrer une augmentation des consommations électriques. Cela pourrait également être l'une des causes menant à un souci d'approvisionnement. Permettre l'autoconsommation collective, qui engendrerait la mise en place de nouvelles installations PV ne ferait qu'augmenter la capacité de production et n'aurait donc pas d'effet négatif sur la sécurité d'approvisionnement, mais plutôt au contraire un effet positif. Le fait que l'Acc ne nuise pas à la sécurité d'approvisionnement est donc un élément positif à considérer comme une opportunité pour le système électrique Belge et Bruxellois.

### 3.4.3.2 *Compteurs communicants*

Les compteurs communicants permettent de mesurer, d'une part, les flux injectés et, d'autre part, les flux soutirés sur le réseau par un foyer, une installation, un consommateur ou de manière générale toute personne physique ou morale connectée au réseau électrique. De plus, programmés à l'avance, ceux-ci sont capables de faire des relevés par période de temps donnée et de communiquer ces données avec la personne qui en a besoin pour calculer la répartition des consommations. Ce sont ces capacités-là qui nous intéressent le plus dans le cas de l'Acc. En effet, cela ouvre de nouvelles possibilités quant aux échanges d'électricité sur des « pas de temps » courts. Rappelons que les compteurs classiques sont généralement relevés une fois par an. Il n'est donc pas vraiment possible de connaître les données de consommations par période et de savoir si l'électricité a vraiment été consommée au moment où elle a été produite ou si elle l'a été à d'autre moment. C'est d'ailleurs à cause de cela que la Belgique a mis en place le principe de compensation sur une année entière. Le fait de pouvoir faire de la compensation sur un pas de temps de quinze minutes, par exemple, est donc une avancée majeure. Rappelons tout de même que comme l'indique M. Guery, d'autres alternatives existent : « Après, on pourrait faire la même chose avec les compteurs actuels avec simplement une caméra pour récolter la donnée de consommation, ce qui se fait sur certains compteurs de cuve à mazout. Donc c'est faisable avec les compteurs actuels, mais ça paraît, quand même plus facile, plus simple d'implémentation avec les compteurs communicants, et plus fiable aussi. A mon avis c'est faisable sans compteur communicant mais je n'en vois pas l'intérêt. » (Guery, 2018, ligne.33-37). Le compteur communicant permet donc de réaliser cela de manière automatique, autonome et simplifie donc grandement le comptage par « pas de temps ». A ce titre le compteur communicant ou « intelligent » est un réel levier pour permettre la réalisation de projets d'autoconsommation collective. Il faut également noter que certains compteurs communicants sont capables de donner des informations aux appareils connectés de la maison concernant par exemple le moment de se mettre en route. 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.

En France, depuis janvier 2017, le GRD (Énédis) installe un compteur communicant (Linky) pour tous les clients résidentiels se lançant dans une opération d'autoconsommation. Comme indiqué plus haut, ces compteurs sont sujets à controverse. En revanche, l'office franco-allemand pour les énergies renouvelables (Boyette & Chapon, 2016, p.10) y voit un moyen de diminuer la facture de l'investissement initial pour les producteurs car auparavant ceux-ci devaient obligatoirement faire installer un second compteur pour calculer l'injection sur le réseau et cela à

leurs frais (Boyette & Chapon, 2016, p.10). Voilà donc un nouveau levier du côté des producteurs cette fois.

Enfin, pour conclure sur le compteur communicant, précisons que le pacte énergétique interfédéral Belge prévoit comme mesure pour une transition des systèmes de production électrique de: "Déployer des compteurs intelligents. De cette façon les citoyens peuvent également contribuer à la flexibilité et à la sécurité d'approvisionnement." (2017, p.10). Si le compteur communicant venait à être obligatoire en RBC, la faiblesse due à sa controverse diminuerait grandement.

### 3.4.3.3 *Directive européenne ER*

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. Deux de ces amendements sont particulièrement intéressants en vue du développement de l'autoconsommation collective dans les états membres. Pour rappel, chaque pays se doit de retranscrire les directives de l'UE dans son droit propre. 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 [...]. Les États membres permettent que ces niveaux minimaux soient atteints, notamment grâce [...] à l'autoconsommation individuelle ou collective d'énergie renouvelable, en conformité avec l'article 21, ». L'article 21 cité ci-dessus dans l'amendement 156 modifiant l'article 15 est modifié par les amendements 177 à 185. Il stipule dorénavant que : « 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)]. » (Parlement européen, 2018, p.95-98).

Ces récents amendements à la directive vont donc être retranscrits dans le droit bruxellois et devraient, à terme, permettre le développement de l'autoconsommation collective en RBC et dans tous les états-membres. Il s'agit là d'un levier très important. Bien sûr il faut tenir compte du fait que la retranscription des lois est longue et que la mise en application de ces dernières l'est également. Cependant, dans la mesure où cela finira par se faire, autant anticiper au maximum et ne pas attendre la contrainte pour éviter un développement dans la hâte. Cette nouvelle législation européenne est une réelle opportunité pour prendre les devants et permettre un bon déploiement de l'Acc en Région de Bruxelles-Capitale.

#### **3.4.3.4 Pacte interfédéral énergétique**

Comme le rappelle le pacte énergétique interfédéral Belge (2017, p.6), la Belgique a prévu de sortir du nucléaire d'ici à 2025, ce qui engendre une perte de capacité d'environ 6000MW. Pour répondre à ce défi, la Belgique prévoit de passer de 14% d'électricité d'origine renouvelable actuellement (2016) à 40% en 2030 pour enfin atteindre 100% en 2050. La capacité actuelle du solaire en Belgique est de 3.2GW et le pacte énergétique prévoit que cette capacité atteigne les 8GW en 2030.

Le pacte énergétique interfédéral Belge rédigé par les quatre ministres de l'énergie du pays prévoit comme mesures de: "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 locale et le développement de micro-réseaux en vue de cette maximisation" (2017, p.11). Ce document rédigé, entre autres, par le ministre bruxellois de l'énergie paraît encourager le développement de l'Acc et la réflexion à son sujet. En revanche le pacte n'est pas encore accompagné de proposition concrète ou d'avancée législative concernant les conditions du développement de l'autoconsommation. Il semble néanmoins que ce pacte soutienne la directive européenne en soulignant la volonté des pouvoirs publics d'accompagner le développement de l'Acc pour permettre un déploiement massif d'installations photovoltaïques en Belgique.

#### **3.4.3.5 Fin du mécanisme de compensation**

La fin du mécanisme de compensation semble constituer un préalable au lancement de nombreuses initiatives. En effet, suite à la décision d'abandonner ce mécanisme qui, rappelons-le, permet une sur rentabilité des installations PV, il est nécessaire de trouver de nouveaux mécanismes, de nouveaux montages financiers permettant de maintenir une rentabilité pour les installations PV. Néanmoins, le fait que le gouvernement repousse la mise en application de la fin du mécanisme permet de penser, qu'à l'heure actuelle, les solutions de remplacement n'ont pas été arrêtées. Il serait regrettable que, par peur du manque de rentabilité et par peur de se lancer dans l'inconnu, le nombre de nouvelles installations PV en RBC subisse une chute suite à cet abandon comme ce fut le cas au Danemark (partie 1). L'autoconsommation collective pourrait apporter des solutions à ces problèmes en constituant la solution financière à la fin du compteur qui tourne à l'envers. Ce mécanisme a d'ailleurs largement été critiqué par les acteurs du réseau au cours des entretiens. M. Claessens dit à ce sujet que : « pour la production photovoltaïque, jusqu'à fin 2012, il y a eu une subsidiarité croisée incroyable entre les prosumers et les non prosumers. Je m'explique, on avait un

compteur qui mesure l'énergie. Cette énergie qui va dans un sens quand on est en solde préleveur et qui va dans un autre sens quand on est dans un solde injecteur. Si vous avez un compteur Ferraris classique qui tourne dans un sens en prélèvement et dans l'autre sens en injection et que vous mesurez un flux sur une longue période, traditionnellement un an. Les prosumers ont vite compris qu'ils doivent dimensionner leur installation pour couvrir sur base annuelle leur besoin et donc nous on revient un an plus tard pour faire un relevé de compteur et finalement on voit que le compteur est au même endroit et donc qu'il y a zéro kWh. Qu'est ce qui se passe aujourd'hui ? C'est que ces zéro kWh sont multipliés par un tarif et donnent comme résultat zéro euro à payer » (Claessens, 2018, ligne.14-24). On sent dans les nombreux discours dont celui de M. Claessens que le mécanisme de compensation a été perçu comme très inégalitaire socialement par une grande partie de la population. L'autoconsommation collective apparaît donc comme une proposition séduisante, à condition qu'elle puisse être pensée et mise en place en faisant attention à ce qu'elle ne soit pas inégalitaire. Elle peut alors parfaitement faire participer les locataires, y compris ceux de logements sociaux, à la transition dans la mesure où les autoconsommateurs ne sont pas obligés d'investir. Il faudrait donc saisir l'opportunité de la fin du mécanisme de compensation pour mettre en place dans le même temps une Acc juste, comprise et acceptée par la population, mais également par les acteurs économiques.

#### **3.4.3.6 Parité réseau**

Comme nous l'avons énoncé dans l'état de l'art, la parité réseau est atteinte lorsque l'électricité photovoltaïque est moins chère que l'électricité du marché. Or, « Suite à la baisse importante des coûts de la filière photovoltaïque et de la hausse de la facture d'électricité TTC, la production solaire atteindra prochainement la parité réseau, c'est-à-dire une situation où les coûts complets de production photovoltaïque sont égaux au prix de détail. » (Rabenaque, 2017, p.6)(Au sujet des tarifs français).

Le Brugel a réalisé une étude en 2018 sur le parc photovoltaïque en RBC. Cette étude fait ressortir une baisse du prix des installations PV de 12% entre 2013 et 2015 (Brugel, 2018, p.59) comme nous pouvons le constater ci-dessous.

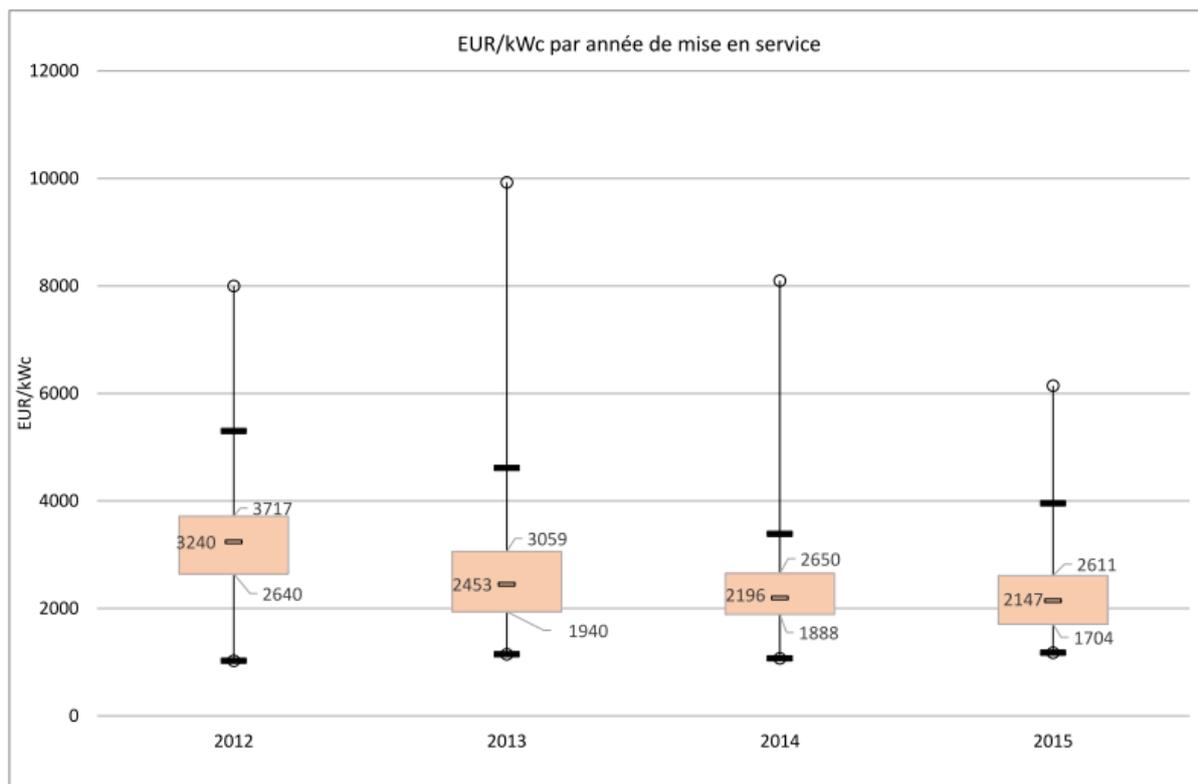


Figure 15: évolution du prix moyen des installations PV entre 2012 et 2015 en €/kWc (Brugel, 2018, pp36).

Par ailleurs, cette même étude fait apparaître des économies d'échelle très importantes dans le coût des installations PV. En effet, « le prix au kWc diminue avec l'augmentation de la taille des installations, passant d'un prix médian d'environ 2.634 EUR/kWc pour les petites installations de 0-5 kWc à plus de 1.470 EUR/kWc pour les grandes installations de 100-1.000 kWc. Les grandes installations sont donc 44% moins chères que les petites installations. » (Brugel, 2018, p.37). Or, l'autoconsommation collective pousse vers de grandes installations PV en mutualisant les moyens d'investir.

Dans le même temps, le prix de l'électricité augmente pour les consommateurs finaux, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, dans toute la Belgique. La région de Bruxelles Capitale est néanmoins la moins impactée par ces hausses des tarifs de l'électricité comme nous pouvons le voir dans le graphique ci-dessous. La ligne noire correspond à Sibelga donc à la RBC.

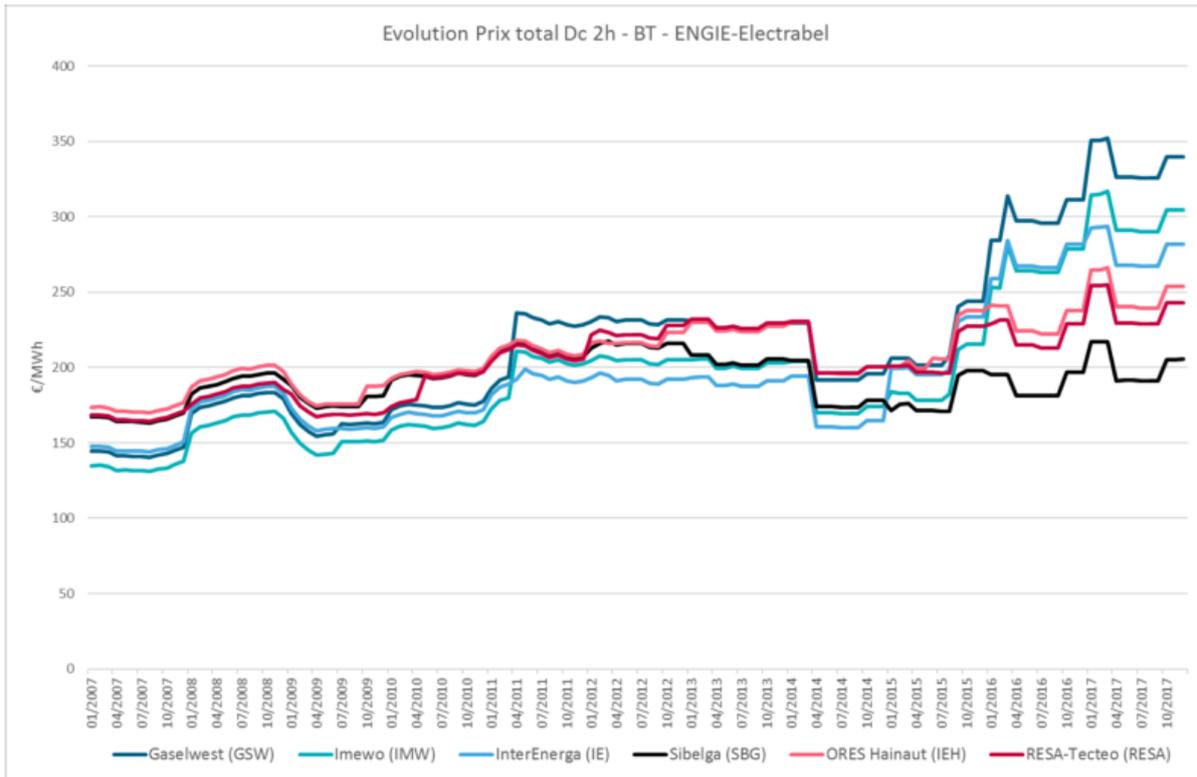


Figure 16: Évolution du prix de l'électricité toute taxes comprises pour le consommateur résidentiel en Belgique se fournissant chez ENGIE-Electrabel entre 2007 et 2017

La parité réseau a été atteinte en 2012 en Allemagne et devrait être atteinte dès 2020 pour le sud de la France. Aucune étude à notre connaissance ne parle de la parité réseau en RBC. Cependant, nous sommes tentés de dire que la parité est atteinte. En effet le coût de l'installation moyenne étant de 2147€/kWc en 2015, si l'on imagine qu'une installation fonctionne environ 20ans à un taux moyen de 760kWh/an/kWc une installation de 1kWc aura donc produit au cours des 20ans de mise en service environ 15 000kWh pour un coût de revient qui sera donc de 0.15€/kWh contre un coût moyen en RBC en soutirage de 0.21€/kWh. Bien que ce calcul soit ultra simplifié (ne prend pas en compte l'entretien de l'installation), il permet néanmoins de penser que la parité réseau est atteinte en RBC et qu'il est d'ores et déjà plus rentable de produire sa propre électricité PV en RBC avec une installation neuve que d'acheter l'électricité auprès d'un fournisseur.

La baisse continue du coût des installations photovoltaïques liée à l'augmentation du prix de l'électricité rend de plus en plus rentable le photovoltaïque et ce, même sans subside. Le fait que la parité réseau soit atteinte ou va bientôt l'être est un levier considérable pour la filière photovoltaïque et donc, également, pour des projets sans subsides comme ce serait vraisemblablement le cas avec l'autoconsommation collective. De plus la parité va aller en s'améliorant et sera donc de plus en plus une opportunité pour l'Acc.

### 3.4.3.7 Appropriation de la question énergétique par l'ensemble des citoyens

Les citoyens souhaitent de plus en plus jouer un rôle dans la transition énergétique, en témoigne l'essor des coopératives énergétiques en Belgique. Leur proposer un nouveau moyen de participer au développement des énergies renouvelables devrait permettre d'accélérer la prise en main de la question énergétique par les citoyens. De plus, une fois qu'une personne entre dans le

processus de production de l’énergie, elle est plus vigilante vis-à-vis de ses consommations. En effet il s’agit là d’une manière de prendre conscience de ce que représente vraiment une électricité acheminée jusqu’à la prise dans son logement ou dans son entreprise. Cette étape de conscientisation amène généralement à une réflexion sur ses consommations de manière quantitative, mais également sur le moment où l’on consomme. Donc cela peut mener à un déplacement de charges pour être plus en phase avec la période de production. Le fait que les citoyens soient demandeurs d’une plus grande participation au système énergétique et plus précisément au développement des énergies renouvelables est donc largement favorable à la mise en place d’un système tel que l’autoconsommation collective. On peut donc imaginer qu’une pression citoyenne en ce sens constitue un levier important pour permettre la mise en place d’une législation favorable à l’autoconsommation collective en RBC.

### 3.4.4 Freins au développement de l’autoconsommation collective

Finissons cette analyse AFOM par nous intéresser aux freins que va rencontrer l’autoconsommation collective en RBC.

#### 3.4.4.1 Répartition de l’autoproduction

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. Prenons, par exemple, le cas français dans lequel la répartition est calculée sur un pas de temps de trente minutes. Nous avons évoqué plus tôt le fait qu’un consommateur peut très bien consommer à forte puissance pendant 5 minutes puis ne plus rien consommer pendant les 25 suivantes. Si sa consommation durant les cinq minutes est égale à la part de la production qui lui est allouée sur les trente minutes alors on considérera que sa consommation est bien en phase avec la production puisqu’il n’a pas consommé plus. En réalité il aura fait appel au PV, mais également au réseau amont pour soutenir à forte puissance puis il n’aura plus utilisé le PV pendant les 25 minutes suivantes. Nous voyons donc ici que le système de répartition n’est pas parfait. Or, le fait qu’il ne reflète pas la réalité est un frein. La question du système de répartition de l’autoproduction est donc centrale dans un projet d’autoconsommation collective. Il est vraisemblable que le système parfait n’existe pas, il conviendra néanmoins dans la partie 3 de ce mémoire de réfléchir à la meilleure manière de répartir l’autoproduction et, par là même, à diminuer au maximum ce frein.

Rappelons également que la répartition de l’autoproduction demande une gestion des données et des calculs (comme nous l’avons énoncé dans le point « besoin de gestion ») et que cette gestion nécessaire mène à des consommations non négligeables d’énergie et de matière première. Il s’agit donc là également d’un léger frein. Léger car si la production PV rend cette consommation marginale, elle sera plus difficilement critiquable.

### 3.4.4.2 Tarification

L’évolution de la tarification est, sûrement, le point le plus important concernant un éventuel développement de l’Acc. Quand la question du plus gros frein à l’autoconsommation collective a été posée à M. Wilkin celui-ci a répondu : « Les tarifs. En premier chef ce seront les politiques qui vont à un moment comprendre, quand ils comprendront plutôt, qu’à un moment en fait, il en va aussi de leur assiette fiscale. Là ils vont se crisper quoi ! C’est là qu’il faut se tenir prêt à leur suggérer qu’ils peuvent faire évoluer le prix de l’énergie traditionnelle et que ça ne pénalisera personne parce que comme tu n’as pas besoin d’avoir de l’argent pour investir là-dedans, enfin ça ne pénalisera personne... ça pénalisera celui qui ne bouge pas en fait. » (Wilkin, 2018, ligne.190-195). En effet, pour que l’Acc soit rentable financièrement il faut que la tarification évolue pour prendre en compte le service rendu au réseau par l’autoconsommation collective. Le problème est que la facture d’électricité sert en RBC à collecter certains impôts qui ne sont pas en lien avec la consommation électrique. C’est, par exemple, le cas de l’éclairage public. Cela est d’ailleurs dénoncé par certains des acteurs du réseau comme Mme. Jacquet : « deux réflexions à conduire : un : arrêter de faire du réseau une deuxième fiche d’impôt parce que ça donne vraiment aux gens envie de partir » (Jacquet, 2018, ligne.85-87). On peut donc imaginer que dans la mesure où la facture d’électricité sert de « collecteur de taxes » (Claessens, 2018, ligne.186) il sera compliqué de convaincre les pouvoirs publics de faire évoluer la situation. Or, si un tarif spécial n’était pas mis en place pour les kWh autoproduits, cela tuerait dans l’œuf toute possibilité de développement pour l’Acc.

L’Agence internationale de l’énergie s’est intéressée au sujet et a réalisé une étude sur le sujet (Masson & al, 2016). Cette étude a, dans un premier temps, identifié 5 schémas tarifaires relatifs à l’autoconsommation et existant dans le monde. Ci-dessous, le tableau de présentation de ces 5 schémas.

		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 17: Les 5 schémas de tarifications de l’autoconsommation identifiés par l’AIE (Masson & al, 2016, p.35)

La deuxième partie de l’étude consiste en une analyse financière des différents schémas de tarification de l’autoconsommation, de leurs rentabilités, de l’éventuel manque à gagner pour les GRD et fournisseurs, de l’éventuel manque à gagner (ou au contraire de gains) en terme de taxes pour le gouvernement. Les résultats pour les différents schémas tarifaires nous apprennent que, seul, le système sans compensation financière pour l’électricité en surplus injecté sur le réseau (A) n’est pas rentable dans le temps. En revanche, même le système FIT (autoconsommation instantanée + vente en surplus à un tarif inférieur au tarif d’achat) est rentable au bout de 12ans sans la moindre prime, incitation financière, certificats verts. L’étude analyse ensuite les conséquences de ces

différents schémas du point de vue des taxes perçues par l'état. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

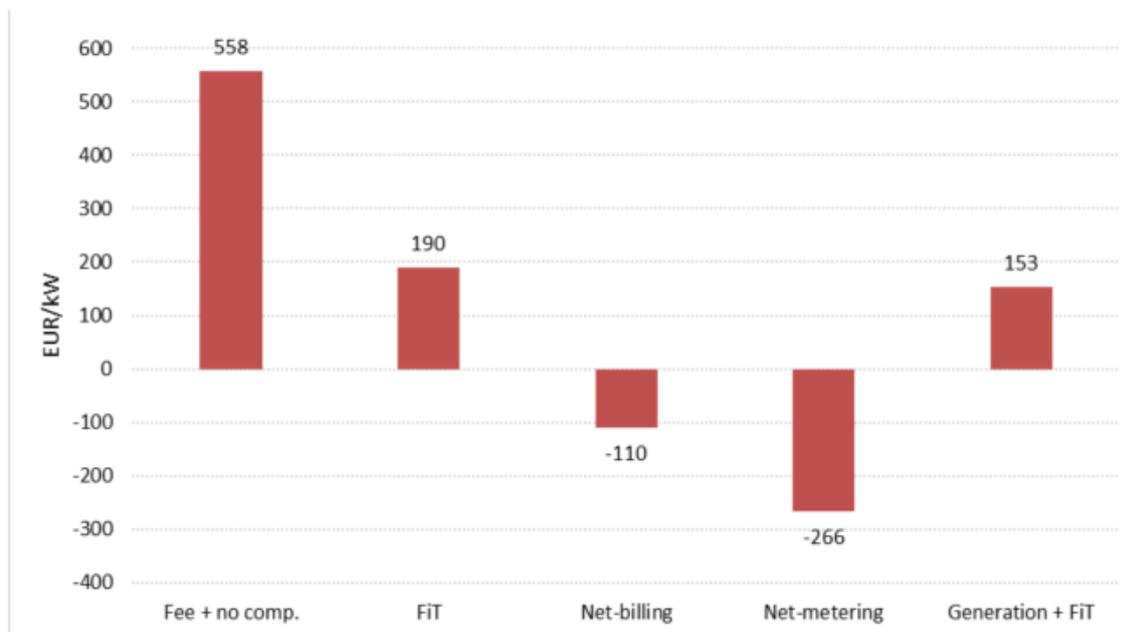


Figure 17. NPV per installed kW (30 years) for the Tax Collector

Nous pouvons voir que pour trois des cinq schémas analysés, l'état est gagnant en termes de revenus. Cela s'explique par le fait que l'état perçoit de l'argent, via le mécanisme de la TVA appliqué à l'ensemble des frais relatifs au projet d'installation des panneaux et aux frais annexes. Les revenus imputables à ces chantiers dépassent donc les pertes liées à la baisse de consommation d'électricité achetée sur le marché sur une durée de 30 ans d'utilisation. Il faudra donc tenir compte de ce fait pour expliquer que l'autoconsommation, qu'elle soit collective ou individuelle (comme c'est le cas dans cette étude), n'engendre pas forcément de perte de revenus pour l'état. Il s'agit juste de trouver le bon modèle économique.

Il est également souhaitable de rappeler qu'effectivement, le développement de l'autoconsommation pourrait avoir des effets négatifs sur le marché de l'électricité. Mais cela est également le cas pour toute autre mesure menant à une augmentation de l'efficacité énergétique (Masson & al, 2016, p.65) ou à une diminution ou suppression de consommation. Il faut donc aussi accepter le fait que les réductions nécessaires de consommations énergétiques auront des effets sur le marché de l'énergie.

#### 3.4.4.3 Remise en cause du principe de solidarité

Bien qu'il n'existe pas en Belgique une péréquation tarifaire comme c'est le cas en France, il y a quand même le principe général de solidarité qui implique que tous les consommateurs au sein d'un GRD paient le même coût de distribution et de transport, peu importe l'endroit où ils se trouvent dans le réseau. Ce faisant, un consommateur isolé, dont l'immeuble aura nécessité plus de câble que la moyenne pour être relié, ne paiera pas son abonnement plus cher qu'un autre consommateur qui se trouverait au pied d'une éolienne par exemple ou à proximité d'une centrale électrique. Il y a donc en Belgique une notion d'égalité ou de solidarité concernant la facture

électrique. Or, la question de l'autoconsommation collective véhicule la crainte majeure de remise en cause de cette solidarité. Appliqué au schéma français, Galey (2018) déclare « Les questions que soulève le développement de l'autoconsommation collective sont principalement de deux ordres. Les premières sont liées au problème technique délicat de la synchronisation des opérations d'autoconsommation et d'autoproduction (A). Les secondes procèdent du lien étroit existant traditionnellement entre la centralisation du réseau de distribution d'électricité et les principes cardinaux de solidarité énergétique gouvernant la définition des tarifs réglementés d'accès au réseau et d'achat d'électricité et révèlent les freins considérables opposés en France à l'autoconsommation collective (B). ». En effet certains auteurs ont peur qu'en mettant en concurrence une électricité autoproduite avec une électricité du marché, la première devienne moins chère, mais accessible à une partie seulement de la population, en l'occurrence, celle qui a les moyens d'investir dans le photovoltaïque. Ainsi, si les consommations venaient à diminuer grandement, les recettes pour les GRD et GRT diminueraient également alors que le réseau ne diminuerait pas et les besoins d'entretien seraient les mêmes. La crainte est donc que les GRD et GRT reportent leur perte de revenus en augmentant les tarifs et, qu'ainsi, ceux qui ne peuvent pas bénéficier d'une électricité autoproduite voient leur tarif considérablement augmenter. Dans ce cas-là, il y aurait bien un problème d'équité. Or, la crainte d'un phénomène comme celui-ci pousse certains acteurs à aborder l'autoconsommation collective avec beaucoup de méfiance et à refuser son développement. Cependant il ne faut pas oublier que l'autoconsommation collective a justement pour objectif, entres autres, de permettre aux consommateurs à faibles revenus de bénéficier d'une électricité autoproduite sans besoin d'investir. Les propositions, que nous ferons par la suite, veillerons donc à ce que cette nécessaire équité ne constitue pas un frein à l'autoconsommation collective. A l'heure actuelle c'est plus la remise en question de ce principe de solidarité qui peut freiner le développement de l'autoconsommation collective. Par ailleurs, comme évoqué dans la partie précédente, étant donné que la facture d'électricité sert également de fiche d'impôt, certains auteurs comme Ducros & al (2018, p.7) déclarent que les revenus, liés à la contribution au service public de l'électricité (CSPE) ainsi qu'aux différentes taxes, vont baisser car les soutirages vont diminuer du fait de l'Acc. Concernant le soutirage, il doit être mis en perspective avec la conversion du thermique à l'électrique, qui va probablement s'accompagner d'une augmentation des consommations d'électricité dans la décennie à venir. En faisant la balance entre ces deux phénomènes l'état ne sera pas financièrement perdant (outre le fait que ses revenus augmentent grâce au chantier (TVA) comme expliqué précédemment).

#### 3.4.4.4 *Limitation du périmètre*

Afin que l'autoconsommation collective soit bénéfique pour le réseau, il faut qu'elle permette une limitation maximale de l'utilisation de celui-ci et principalement une limitation des pics de soutirage comme ceux d'injection. Pour que cela soit le cas, il faut limiter la taille d'une opération d'autoconsommation collective. Or, en France des acteurs commencent d'ores et déjà à demander l'élargissement du périmètre de l'autoconsommation. Cette critique vient principalement du secteur professionnel qui voit en l'autoconsommation une aubaine pour développer un nouveau modèle économique. En revanche, le fait que les opérations soient limitées en taille limite automatiquement le potentiel de rentabilité de l'opération et donc freine son développement. C'est pourquoi, bien que nous pensions qu'il est utile de limiter la taille d'un projet d'autoconsommation collective, nous considérons que cela constitue, néanmoins, une barrière à son développement.

#### 3.4.4.5 Absence de réseau privé en RBC

Il n'y a plus de réseaux d'électricité privés à Bruxelles depuis que Sibelga les a rachetés (Devuyt, 2018). Cela signifie que dans le cas d'un développement de l'autoconsommation, l'autoproduction passera forcément par le réseau de distribution et sera donc soumise à son lot de tarifs de distribution et de taxes. Dans le cas où il y aurait un réseau privé, on pourrait imaginer que l'électricité y transitant ne soit pas soumise aux tarifs de distribution ainsi qu'aux différentes taxes. Si cela était possible, l'électricité pourrait être achetée bien moins chère par les autoconsommateurs, que l'électricité des fournisseurs, tout en rémunérant d'avantage les investisseurs de la centrale photovoltaïque. Néanmoins, cela pourrait engendrer d'autres effets négatifs, comme nous l'avons vu précédemment : remise en cause de la solidarité, diminution des recettes de certaines taxes. L'absence de réseaux privés limite la rentabilité de l'autoconsommation collective et constitue donc un frein. Mais, dans le même temps, elle limite, également, un système qui serait « socialement inéquitable » (Claessens, 2018, ligne189).

#### 3.4.4.6 Libéralisation de la fourniture d'électricité

La libéralisation de la fourniture d'électricité décidée au niveau européen a pour conséquence de permettre aux consommateurs de choisir le fournisseur auprès duquel ils souhaitent souscrire un contrat de fourniture d'énergie. Ce libre choix doit donc être garanti par chaque état membre et ne saurait être dénié. Or, dans le cas de l'autoconsommation, les autoconsommateurs doivent avoir un fournisseur pour fournir l'électricité alloproduite. Dans une logique de simplification de la gestion des opérations d'autoconsommation collective on pourrait imaginer de « forcer » les participants à souscrire leur fourniture auprès d'un seul et même fournisseur. Cela permettrait de grosses économies d'échelle notamment au niveau de la gestion de la répartition des consommations, mais également au moment de la transmission des données entre GRD et fournisseur. En effet il serait plus simple et plus rentable que le GRD ait un seul interlocuteur du côté du fournisseur par opération d'Acc. La libéralisation fait que cela n'est pas possible ou du moins pas sous la contrainte. Il se peut donc qu'un grand nombre de fournisseurs soient acteurs d'un même projet d'Acc, ce qui entrainerait des difficultés d'échange d'informations.

Le parlement européen a d'ailleurs réaffirmé sa préférence pour la libéralisation, dans son amendement 56 de la directive européenne sur la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Dans cette directive, rappelons-le, le parlement invite au développement des communautés énergétiques et de l'autoconsommation collective : « Les ménages et les communautés qui se livrent à la négociation de leur flexibilité, de leur autoconsommation ou à la vente de l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite conservent leurs droits en tant que consommateurs, y compris le droit de conclure un contrat avec un fournisseur de leur choix et de changer de fournisseur." (Parlement européen, 2018). La porte semble donc fermée à la mise en place de contrat de fourniture collective qui interdirait aux personnes de changer de fournisseur quand bon leur semble. La libéralisation de la fourniture d'électricité semble donc freiner, sur ce point précis, le développement des projets d'Acc en les compliquant administrativement. Mais on peut imaginer que la concurrence apportée par la libéralisation entre les fournisseurs les pousse à proposer des « offres spéciales autoconsommation collective » et que celles-ci soient un levier en faveur de l'autoconsommation collective. Ceci étant, il est bien sûr trop tôt pour se positionner sur la question et nous devons donc, au vue de la situation présente,

considérer la libéralisation de la fourniture d'électricité comme un léger frein aux projets d'autoconsommation collective.

#### **3.4.4.7 *Maintien de la compensation***

Dès 2015, Brugel, a proposé la fin du mécanisme de compensation qui était très critiqué. L'échéance fixée au 1<sup>er</sup> janvier 2018 a été repoussé par le gouvernement évoquant des problèmes techniques de la part de Sibelga. Le terme serait reporté à 2020. Cependant, les prosummateurs continuent d'attaquer l'abandon de ce mécanisme et l'on peut se demander quel sera son terme. La fin de ce mécanisme étant le point de départ nécessaire de l'autoconsommation collective (dans une recherche de solution de rentabilité), le maintenir ne fait que freiner le moment où l'on pourra mettre en œuvre l'Acc. En effet, il sera toujours plus rentable pour un prosummateur de « faire tourner son compteur à l'envers » que de chercher un autre moyen de valoriser son électricité photovoltaïque, à moins bien sûr qu'il trouve quelqu'un qui veuille lui racheter son électricité à un tarif supérieur au tarif auquel il achète lui-même la sienne. Mais à moins que la région ne mette en place un tarif d'achat, comme c'est le cas en France, cela n'arrivera pas. En définitif, plus la compensation sera maintenue, plus la mise en place de l'Acc sera retardée.

### 3.4.5 Récapitulatif graphique

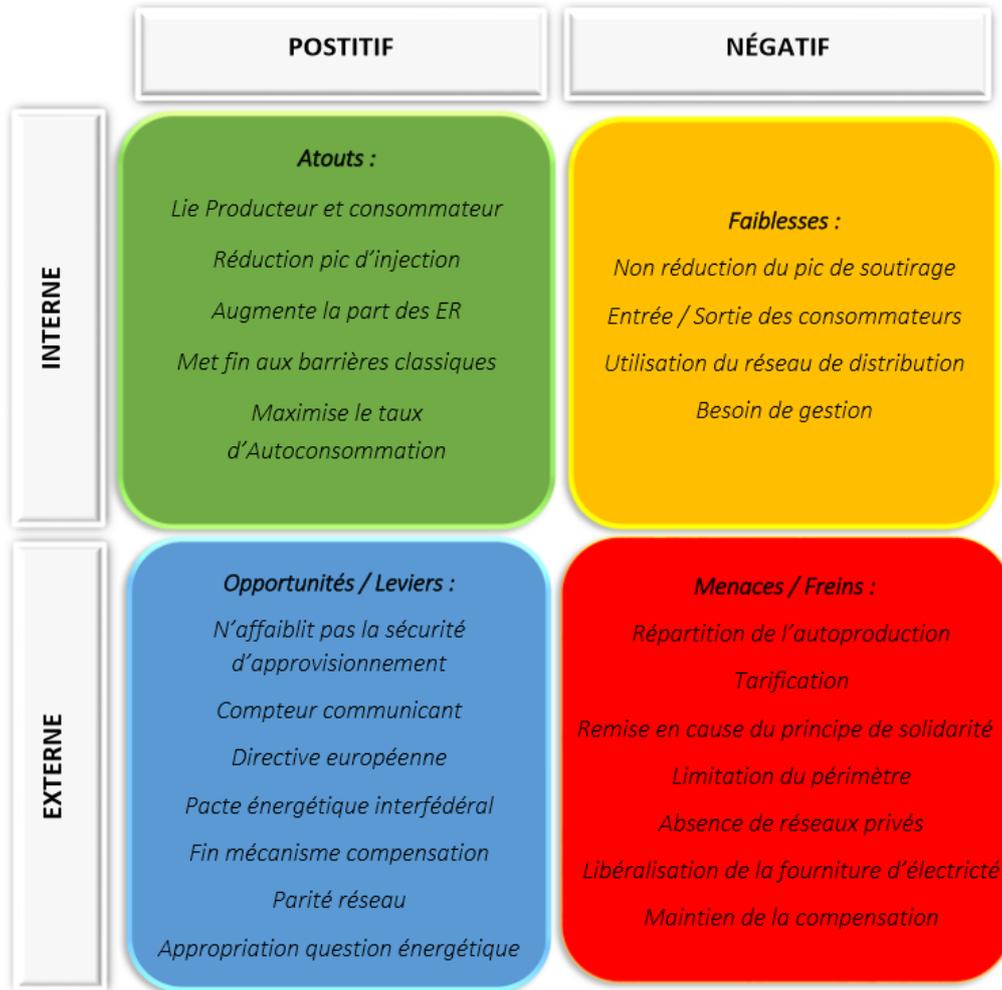


Figure 18: Analyse AFOM du développement de l'autoconsommation collective en RBC

## 3.5 CONCLUSION

Dans cette seconde partie, nous avons mis en évidence un certain nombre d'atouts et de handicaps au développement de l'autoconsommation collective. Nous les prendrons donc en compte, dans la troisième partie, afin de faire des propositions limitant au maximum les freins et utilisant à l'inverse au mieux des leviers proposés et des forces relevées dans notre analyse. En effet, certaines faiblesses peuvent être converties en forces et certains freins peuvent être levés, nous pensons principalement à la tarification et aux nombreux enjeux qui en découlent.



## 4 PARTIE 3 : CONDITIONS DE MISE EN ŒUVRE DE L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE.

---

### 4.1 INTRODUCTION

Après avoir étudié les schémas existants d'autoconsommation (partie 1) et réalisé une analyse AFOM sur le développement de l'autoconsommation collective en RBC (partie 2) nous pouvons envisager des propositions concrètes. Pour cela, dans cette troisième partie, nous allons commencer par analyser les réponses des entretiens par thèmes. Nous commencerons par examiner la question des compteurs communicants et nous verrons que leur mise en place est déterminante pour le type d'Acc à mettre en place. Nous nous intéresserons ensuite successivement aux cadres réglementaires puis techniques et enfin tarifaires. Suite à ces analyses nous pourrions finir ce travail par des propositions concrètes.

### 4.2 ANALYSE DES ENTRETIENS

#### 4.2.1 Les acteurs interrogés

Comme nous l'avons précisé dans la partie précédente, les entretiens se sont déroulés d'avril à juin 2018 dans la Région de Bruxelles-Capitale. Nous avons sélectionné les acteurs en fonction de leur expertise et de l'entité dans laquelle ils travaillent. Le but n'était pas de créer un panel parfaitement représentatif mais d'entendre, autant que faire se peut, un représentant de chacun des principaux acteurs du système électrique bruxellois. Nous regrettons l'absence de réponse du régulateur bruxellois (Brugel) qui n'a pas donné suite à notre sollicitation renouvelée. Toutefois, dans la mesure où ce travail vise à sensibiliser le régulateur bruxellois, la prise en compte de son point de vue aurait aussi pu être considérée comme un biais de notre travail.

Rappelons que certains acteurs ont insisté sur le fait que leur parole n'engageait qu'eux-mêmes et non pas leur entreprise. Effectivement, les personnes ne sont pas forcément mandatées par leur entreprise pour nous répondre. De ce fait, leur parole n'est pas celle officielle de l'entreprise. Néanmoins, les personnes qui se prononcent ne sont pas neutres, elles se positionnent à partir du rôle qu'elles remplissent dans l'organisme dont elles sont partie prenante. Par exemple, quand on parle du système de répartition avec Mme Jacquet, elle répond en tant que fournisseur lorsqu'elle explique la problématique du « sourcing » pour les fournisseurs (Jacquet, 2018, ligne.146-156). Le « sourcing » est le fait pour un fournisseur qui conclut un contrat avec un consommateur, de devoir acheter auprès d'un producteur la quantité d'électricité qu'il va vendre au consommateur. Or, Mme Jacquet indique qu'avec le développement de l'autoconsommation collective la quantité à acheter sera de plus en plus compliquée à estimer. Mme Jacquet n'est pas une exception. De très nombreuses réponses de nos interlocuteurs permettent de comprendre qu'ils s'expriment sans se départir de leur appartenance à leur entreprise et du rôle qui est le leur au sein de celle-ci. Ainsi, leurs propos sont bien le reflet des opinions des différents acteurs du marché. Nous avons donc un représentant pour chacun des acteurs suivants du réseau : transport (Elia), distribution (Sibelga), fourniture (Total/Lampiris), producteurs photovoltaïques (APERe), clients (Modérateur fédéral), agrégateur (Actility), monitoring (GreenWatch) et enfin régulateur (Creg).

#### 4.2.2 Récapitulatif des entretiens

Le tableau de la page ci-après présente très brièvement les réponses de nos interlocuteurs. Il permet d'avoir une première idée de la position des acteurs du réseau. En revanche il n'est pas exhaustif. Pour connaître l'ensemble du point de vue de l'un des acteurs il convient de lire sa réponse retranscrite en intégralité en annexe.

	Cadre réglementaire			Cadre tarifaire			Système répartition			Réseau privé		Compteur communicant	Autre remarque
	Personne morale	Périmètre de l'opération	Limite de puissance	Redevance régional art.26	Tarif utilisation RP	Subvention pour vendre moins cher	Méthode de répartition	Durée du pas de temps	Autoriser réseaux privés	Même si RP présent			
Annabelle Jacquet	Oui si possible que la PM décide d'un fournisseur collectif	Favorable au schéma français	Non	« plutôt que de donner des subsides en plus, donner une forme d'incitation tarifaire me paraît plus intelligent »	Tarif	Pas favorable	Plutôt pour une répartition proportionnelle aux consommations	15 minutes	Vraiment pas favorable. « Si on est dans un monopole de fait pour les RD c'est parce que c'est aberrant de faire autrement »			« arrêter de faire du réseau une deuxième fiche d'impôt » « dans ce genre de configuration, d'Acc, quelque part ce serait logique d'avoir aussi un contrat de fourniture d'électricité collectif. »	
Benjamin Wilkin	Indispensable, réelle opportunité.	Poste de transfo pour rassurer le plus d'acteurs historiques.		Pas favorable car les certificats verts sont voués à disparaître.	« Oui, mais à un tarif inférieur à ce qui vient de plus loin. »	Pas favorable Comme CV donc pas besoin d'en rajouter	Prorata des consommations					Favorable car tarification juste pas possible sans les compteurs communicants.	« si tu les globalises au niveau du réseau ça fait un petit stress et donc ton pic que l'on a le soir aujourd'hui tu vas le retrouver peut-être en journée, le jour où tu as moins de soleil »
Dominique Woitrin	Pourquoi pas.	Aval d'un poste de transformation puis au niveau du pays	Non au réseau de s'adapter	Pas sur les kWh autoconsommés, oui sur ceux soutirés fournisseur	Idéalement tarif capacitaire. Sinon participation au tarif réseau.		Fonction de la participation financière. Si l'un ne consomme pas, un autre peut l'avoir.	15 minutes	Non « Parce que ça demande un investissement en câble. Un réseau privé c'est antiéconomique. »			Les prosumers utilisent le réseau deux fois. Une première fois en soutirant, une seconde fois pas uniquement pour injecter en plein après-midi, mais surtout pour permettre le fonctionnement des onduleurs grâce à la fréquence 50Hz.	
Patrick Claessens	Oui, favorable au système français.	Aval poste transformation , 200 à 300 foyers. Pk pas moyen. Pk pas tension.	56kW/c en 203V et 100 en 400	Favorable au paiement de la redevance sur l'ensemble des kWh consommés.	Uniquement la partie basse tension du tarif pour les kWh autoconsommés	Pas favorable	« au prorata si le prix est imposé » ou alors au plus offrant.	15 minutes	Oui, mais pas encouragé et aucun avantage réseau ou taxe.			« On utilise à l'heure actuelle, à tort ou à raison, le réseau comme collecteur de taxes. Je trouve qu'au sein d'un même segment de population, la collecte de taxe doit être équitable »	
Thomas Geury		Aval d'un poste de transformation ou bâtiment si assez de foisonnement	Non bon ajustement pro/co nso	Oui	Uniquement la partie basse tension du tarif distribution.	Pas favorable Réduction vient de la partie réseau	Répartition équitable entre tous les autoconsommateurs.	15min puis PK pas descendre à 1 minute.	Oui, c'est l'idéal. Mais plus compliqué niveau répartition.			« il faudrait presque un acteur qui vende ses services à tous les réseaux privés, qui puisse rapatrier les données, faire la gestion [...] qui fasse les calculs et pour cela il faut quand même les compétences »	
Manoël Rekingier	Oui pour libre choix du fournisseur, mais néanmoins barrière	Aval transformateur ou poche particulière, physique	Non	Décision politique qui doit être prise pour optimiser socialement.	Doit être en partie payé sur kWh autoconsommés	« tout dépend de l'objectif recherché »	Pas d'avis sur la question.	15min, faible adaptation consommateur	Non. Privatiser une partie du réseau pourrait être destructeur et pourrait amener une augmentation des coûts réseau.			L'Ac est un subside indirect. On autorise les gens à arbitrer entre deux choses, un service qui est la tarification de l'électricité comme elle existe maintenant et d'arbitrer ça contre le coût de production locale qui est en fait une commodity pure.	
Arnaud Latiers	Oui mais sans trop de paperasse	Du feeder à la région en fonction de l'équilibrage des phases.	Demande à Sibelga	Pas sur les kWh autoconsommés, oui sur ceux soutirés fournisseur	« adapter le coût à ce que cela coûte vraiment »	Non, Le business case doit naître de lui-même	Clef de répartition, mais possible d'aller au-delà si l'un est en déficit	15 minutes	Pourquoi pas mais attention à la vérification des compteurs			A propose des coûts d'utilisation du réseau : « il faut internaliser directement ces coûts-là. C'est un subside déguisé si on ne le met pas je pense. »	
Philippe Devuyt	Favorable. Fait d'adhérer à quelque chose	Juste milieu entre petit pour lien social et grand pour foisonnement	Pas de limite	A payer pour tous les kWh pour l'équité sociale	On paie ce qu'on utilise donc distri si aval transfo, sinon l'ensemble distri + transport	Pourquoi pas, mais il y a déjà un tarif social.	Répartition proportionnelle sans compteur communicant		« La question a de l'intérêt au niveau philosophique. Mais le réseau électrique privé n'est pas possible puisque Sibelga verrouille tout. »			« il faut réfléchir macro économiquement et pas simplement individuellement. Donc, recommandations : ne pas favoriser les installations individuelles. » « La rotation locale est aussi un élément qui doit intervenir dans la définition juridique. »	

### 4.2.3 Compteur communicant

L'Union européenne pousse depuis 2009 au déploiement généralisé des compteurs communicants. En Belgique, les ministres de l'énergie dont celui bruxellois semblent suivre cet avis puisqu'il est dit dans le pacte énergétique interfédéral qu'il faut « déployer des compteurs intelligents » (2017, p.10). Cependant comme nous l'avons précisé, ces compteurs restent largement sujet à polémique et notamment leur éventuel déploiement généralisé et obligatoire comme c'est le cas en France. Ainsi, au moment de l'écriture de ce mémoire, des discussions sont en cours au parlement bruxellois pour savoir s'il faut oui ou non déployer ces compteurs. Compte tenu de ce contexte, nous avons donc décidé de prendre les deux options en compte. En conséquence nous formulerons deux propositions de schémas d'autoconsommation collective, l'un sans compteur et l'autre avec compteur.

Sur les 8 acteurs interviewés, un seul s'est déclaré contre le déploiement du compteur communicant, il s'agit de M Devuyst. En effet, en tant que médiateur fédéral de l'énergie M. Devuyst se positionne comme le défenseur des consommateurs. L'une des raisons, pour lesquelles il s'oppose aux compteurs communicants (non retrouvée dans la littérature) est liée à la possibilité qu'ils ouvrent de faire de la tarification dynamique. C'est-à-dire de changer de tarification en fonction de l'heure dans la journée. Selon lui, si une telle tarification était mise en place, le consommateur final n'aurait plus la possibilité de comparer les fournisseurs entre eux et les fournisseurs pourraient jouer là-dessus pour augmenter les prix. Il met également en avant les dérives liées à la technologie en déclarant que « aucune technologie n'est innocente » (Devuyst, 2018, ligne.42-43). Il alerte clairement les politiques sur le respect essentiel de la vie privée. Le respect de la vie privée est d'ailleurs l'élément qui revient le plus souvent quand on aborde le sujet des compteurs communicants. Même pour ses défenseurs, il faut porter la plus grande attention possible à ce qu'il n'y ait pas de dérives concernant l'utilisation des données et le respect de la vie privée. Ce sujet est très sensible actuellement et largement d'actualité, en témoigne le scandale de Facebook sur le vol de données privées par Cambridge Analytica qui se serait servi des données pour influencer les élections américaines et le Brexit. Du côté des partisans du compteur communicant, la plupart des acteurs mettent en avant les possibilités qu'il apporte notamment en termes de mesures et de gestion. M. Claessens de Sibelga explique que les compteurs communicants apporteraient un peu plus d'équité car ils permettent aux habitants d'immeubles que leur autoconsommation soit prise en compte dans leur facture. A l'heure actuelle, seules les parties communes profitent de l'autoconsommation et les compteurs actuels permettent à Sibelga de proposer un intéressement pour les habitants d'immeubles seulement sur la partie réseau de la facture mais pas sur la partie quantité d'électricité : « on ne peut pas faire un intéressement global, la partie molécule et la partie grid fee sans compteurs intelligents » (Claessens, 2018, ligne.210-211). Les explications complètes sont données par M. Claessens dans son entretien en annexe (ligne.193-223). On constate que, comme les autres acteurs, il souligne le fait que les compteurs permettent effectivement de « donner une idée du profil d'utilisation, des habitudes, quand est-ce qu'il rentre, quand est-ce qu'il sort, quand il se lève, quand il se couche. Ce qui peut potentiellement être très intrusif » (op. cit. ligne.217-219). M. Rekinger de son côté met surtout en avant la capacité de gestion des compteurs communicants et notamment leurs possibilités en terme de déplacement de charge. Il considère d'ailleurs que les compteurs communicants apporteront beaucoup plus de flexibilité que les comportements humains notamment pour déplacer les charges de consommations. Concernant la

protection des données il dit : « La protection des données, oui, c'est un sujet extrêmement important qui doit être abordé dès le début, mais de nouveau, entendre des levées de boucliers par rapport à ça alors que les gens surfent sur Google tous les jours, il y a une espèce de drôle de paradoxe là-dedans » (Rekinger, 2018, ligne.182-185). Sur cette question de protection des données, nous considérons qu'une société soucieuse de la protection de la vie privée ne doit pas rendre indirectement obligatoire la collecte de données privées par le biais de l'installation de compteurs communicants. Pour comparaison, nous aurions du mal à imaginer que les moteurs de recherche récoltant des données privées, tels Google, puissent être rendus obligatoires, même si de fait ils sont plutôt indispensables. Dans le cas où l'installation de compteurs communicants deviendrait obligatoire il faudrait que les consommateurs puissent, à minima, refuser que leurs données soient utilisées à des fins autres que la tarification.

#### 4.2.4 Conditions réglementaires

Concernant le cadre réglementaire, la première question posée aux interviewés était de savoir si et comment il faudrait réunir le ou les producteurs avec le ou les consommateurs. La plupart des réponses sont favorables à la création d'une personne morale sans pour autant être enthousiaste. L'avis partagé par les acteurs est qu'il ne faut pas créer trop de complications administratives « je crois que ça serait une valeur ajoutée de trouver une forme juridique qui aille vite ou qui soit simple. Pas trop de paperasse ou quelque chose comme ça. » (Latiens, 2018, ligne.38-40). En France, producteurs et consommateurs doivent être liés au sein d'une personne morale. En revanche, la loi n'impose pas la forme que doit prendre cette personne morale. Il peut par exemple s'agir d'une entité déjà constituée comme un syndicat de copropriété dans le cas d'une opération sur un immeuble. Il peut s'agir également d'une association ou bien d'une coopérative. Les acteurs ont le libre choix de la forme que doit prendre cette personne morale comme le rappelle Galey (2018). Nous pensons qu'il est bien que la forme juridique ne soit pas imposée et que quand une personne morale lie déjà certains des participants il puisse être possible que cette personne morale prenne en charge la gestion de l'opération dans le cas par exemple des syndicats d'immeuble. Mme Jacquet et M. Rekinger pensent, tous deux, qu'il serait bon que cette personne morale puisse décider d'un fournisseur commun à ses membres pour faciliter les démarches. Néanmoins comme expliqué dans la partie précédente, la libéralisation voulue par l'Europe laisse toujours le choix au consommateur.

En ce qui concerne le périmètre de l'opération, tous les acteurs semblent assez d'accord pour autoriser l'autoconsommation collective, dans un premier temps, en aval d'un poste de transformation, donc sur la basse tension, « Ça représente en moyenne à Bruxelles entre 300 et 400 consommateurs. » (Claessens, 2018, ligne.46). M Claessens envisage également de l'autoriser sur la moyenne tension, soit le 11kV, en aval d'un point de connexion avec Elia « là on est sur l'ordre de 100 à 200 cabines » (op.cit. ligne.50), donc environ 30 000 à 80 000 consommateurs. M Woitrin pense également qu'il faut commencer sur la basse tension, mais envisage par la suite de ne pas limiter le périmètre dans la mesure où la saturation du réseau a lieu selon lui uniquement sur les lignes basse tension (Woitrin, 2018, ligne.9-24). En France, la CRE s'est récemment repenchée sur le sujet et propose ne pas permettre un périmètre supérieur à celui à l'aval d'un poste de distribution. La commission justifie cet avis par le fait qu'en élargissant le périmètre à plusieurs "poches de réseau", même proches, cela pourrait engendrer un passage de l'électricité par le réseau haute voire très haute tension, ce qui serait l'inverse de la solution voulue (Carenco & al, 2018, p.12). Nous considérons qu'effectivement la prudence s'impose et ainsi qu'il est préférable, dans un premier

temps d'autoriser l'Acc sur la basse tension. Il faudra ensuite mener des études pour connaître les éventuels impacts d'une ouverture de l'Acc à la moyenne tension.

Pour ce qui est de la limitation de la puissance des installations soumises à l'autoconsommation M. Claessens indique que la puissance max que peut soutenir les câbles en cas d'une injection totale de la production PV. « On sera plutôt à une limitation 56kVa sur le réseau 230V et on pourrait éventuellement monter à 100kVa sur les réseaux 400V » (Claessens, 2018, ligne.65-66). Les autres acteurs ne voient pas de raisons de limiter. Étant donné que l'un des buts de l'Acc est de permettre un développement du PV, nous trouvons dommage de limiter la puissance des installations faisant de l'Acc. Néanmoins, pour prendre en compte les recommandations de M. Claessens nous proposons que les installations qui dépasseraient 56kVa en 230V et celles qui dépasseraient 100kVa en 400V soient équipées d'un mécanisme de limitation de l'injection en cas de sous consommation par les autoconsommateurs.

Enfin une proposition de la CRE a attiré notre attention. la CRE émet l'idée que ce soit au vendeur ou à l'installateur de l'installation PV de faire la déclaration préalable à la mise en service des panneaux pour une opération d'autoconsommation dans la mesure où ceux-ci sont plus à même de préciser les détails techniques de l'installation. L'autoconsommateur n'aurait plus alors qu'à choisir le régime auquel il souhaite adhérer. En revanche, il semble que cela ne soit pas accepté de la part des professionnels du PV qui y voient une augmentation de la charge de travail administratif. La CRE ne recommande donc pas à proprement parler cette méthode mais insiste sur le besoin de simplifier et de dématérialiser la déclaration préalable tout en autorisant l'installateur ou le vendeur à la remplir. (Carenco & al, 2018, p.7). Cette proposition allant dans le sens d'une simplification de la démarche administrative pour les participants à l'autoconsommation collective, nous la retenons.

#### 4.2.5 Conditions techniques

La CRE rappelle que l'Ac est bénéfique au réseau si elle permet la réduction de son dimensionnement. Il faut donc que le taux d'autoconsommation soit le plus élevé possible et cela nécessite un pas de mesure court et donc une fréquence de comptabilisation élevée (Carenco & al, 2018, p.8). Au cours des entretiens, tous les acteurs interrogés sont d'accord pour dire qu'il faut calculer l'autoconsommation sur un pas de temps de 15 minutes. Cela a deux avantages principaux. Premier avantage (et non des moindres) : le marché de l'électricité fonctionne par quart horaire en Belgique. Il y a donc un intérêt à se synchroniser avec ce qui existe déjà. Deuxième avantage : un pas de temps de 15 min est relativement court et empêche donc en partie le phénomène de la compensation par pas de temps. En effet avec un pas de temps deux fois plus court que celui à l'œuvre en France on peut imaginer qu'on limite d'autant la possibilité de faire de la compensation. Nous sommes donc bien sûr favorables à la mise en place d'un pas de temps de 15min pour le calcul de la production et de la consommation ainsi que la répartition si elle a lieu d'être. Il paraît également intéressant de noter que certains acteurs ont évoqué la possibilité de faire plus court. M. Geury dit par exemple que 15 minutes est un bon compromis, mais qu'il faudrait chercher s'il est possible « d'échanger les données rapidement et de pouvoir faire tous les calculs à la minute » (Geury, 2018, ligne.85). Nous pensons qu'aujourd'hui 15 minutes est un bon compromis.

Concernant la répartition de la consommation il faut prendre en compte les deux cas séparément. C'est-à-dire d'un côté le cas où les autoconsommateurs sont tous équipés de compteurs communicants et de l'autre le cas où ils n'en auraient pas. Commençons par le cas avec compteurs communicants.

La question de la répartition est sûrement la question qui a donné lieu au plus grand nombre de réponses variées. Il semble se distinguer deux styles de réponses. Dans un cas les acteurs ont imaginé une répartition de l'autoproduction qui serait dépendante de l'investissement des autoconsommateurs dans l'installation PV. Dans ce cas-là, chaque autoconsommateur investit dans la centrale photovoltaïque et reçoit donc, par pas de temps, un pourcentage de l'électricité produite égale au pourcentage de sa part dans l'investissement total. Si un autoconsommateur investit 1000 € sur une centrale à 50 000€, il aura donc droit à 2% de l'électricité produite par pas de temps de 15minutes. Les compteurs communicants permettent dans ce cas-là de connaître la consommation par quart d'heure et il est donc possible après calcul de soustraire la part autoproduite par la centrale dont on connaît également la production par quart d'heure.

Ci-dessous nous pouvons voir à quoi ressemblerait une telle répartition dans le cas simplifié de trois autoconsommateurs qui auraient investi respectivement 25% (client1), 35% (client 2) et 40 % (client 3) de l'investissement et qui auraient donc la même part de l'autoproduction.

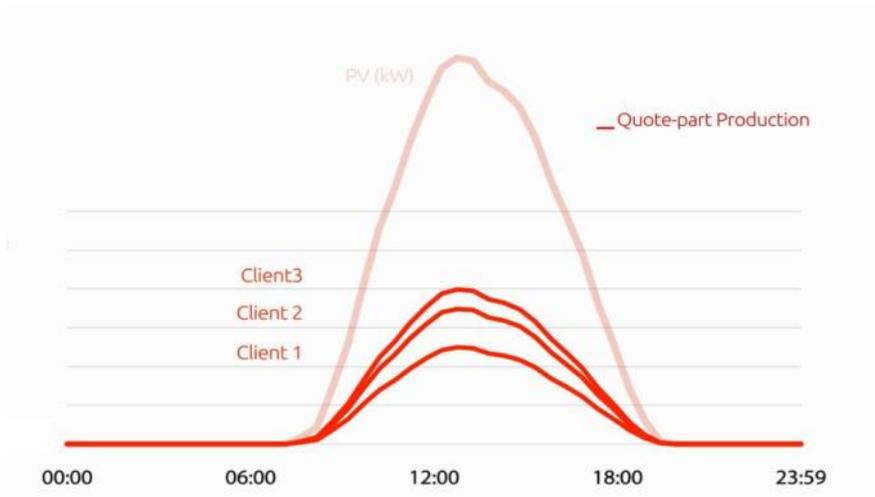


Figure 19: Quote-part de chaque autoconsommateur en fonction de la clef de répartition (Enedis, 2017).

L'autre cas de figure imaginé par les interviewés est une répartition qui ne dépend pas de l'investissement car celui-ci est réalisé soit par une tierce personne (fournisseur, coopérative, etc..) soit par un producteur particulier ou professionnel qui autoconsomme lui-même une partie de l'électricité et met à disposition des autres autoconsommateurs les surplus. Dans ce cas de figure, la solution qui semble le plus encline à mener à un consensus est une répartition proportionnelle aux consommations de chacun des autoconsommateurs. C'est-à-dire que pour chaque pas de temps on calcule la consommation totale pour l'ensemble des autoconsommateurs puis on calcule le pourcentage de la consommation de chacun des autoconsommateurs par rapport à la consommation totale. Ainsi, chaque autoconsommateur a droit à un pourcentage de l'autoproduction qui va varier en fonction de ses consommations, comme le dit M. Wilkin « les gens vont commencer à tous déplacer leurs consommations au moment de la production » (2018, ligne.172-173). Avec ce système

de répartition on peut donc espérer un important déplacement de charge car les autoconsommateurs voudront bénéficier au maximum de l'électricité autoproduite (dans la logique où l'électricité autoproduite est moins chère que l'alloproduite). Nous pensons que ce système est effectivement à développer du fait du déplacement de charge qu'il entraîne.

Bien que nous pensions, comme la majorité des acteurs, qu'une répartition de la production au prorata des consommations est la bonne solution, nous pensons également qu'il faut autoriser un aspect dynamique à la répartition de la consommation. En effet, il est, par exemple, prévu par la loi française, que la personne morale puisse décider d'une clef de répartition dynamique, c'est-à-dire une clef de répartition qui varie en fonction des pas de temps. Si la clef de répartition est statique, on applique le même pourcentage à travers le temps. Une fois transmis par la personne morale au gestionnaire de réseau de distribution ce coefficient est valable au minimum 3 mois. Il peut, par la suite, être modifié en respectant toujours un préavis de trois mois pour toute modification. Ce coefficient de répartition peut également être dynamique. Dans ce cas-là, le pourcentage peut varier pour chaque pas de temps de 30 min. Cela peut être fort utile si les consommateurs savent parfaitement organiser leur consommation à des horaires définis d'un commun accord au sein de la personne morale. Enedis donne l'exemple suivant: "exemple consommateur 1 : 0h00 0%; 0h30 0%, ....12h00 25%; 12h30 23%; 13h00 28%; ...23h00 0%; 23h30 0%)." (Enedis, 2017, p.21). Nous pensons que cela peut être utile notamment si certains des participants à une opération d'Acc sont des professionnels qui ont une augmentation significative de leur consommation de manière très régulière à un moment de la journée. Dans ce cas précis, nous proposons que si les personnes, constituant la personne morale gérant l'opération d'Acc, arrivent à se mettre d'accord, il doit être possible de transmettre une clef de répartition dynamique sur une période donnée qui donne plus de droit d'électricité à une entité qu'à une autre. Un potier qui allumerait son four tous les jours à 14h pourrait par exemple avoir tous les jours entre 14h et 14h15 50% de l'électricité autoproduite sur ce pas de temps et les 50% restants seraient toujours répartis entre les autres participants proportionnellement aux consommations. Nous avons conscience que cela ne pourrait se faire qu'au travers d'une concertation et que donc cela rajoute du travail de discussion et d'organisation entre les participants. Cependant ce système de répartition serait facultatif. Donc si les participants ne veulent pas se rajouter de temps de concertation libre à eux de choisir la répartition au prorata pour l'ensemble des pas de temps. Néanmoins dans le cas d'une communauté énergétique dynamique qui prendrait le temps de la réflexion nous jugeons utile de laisser cette possibilité-là.

Intéressons-nous maintenant au système de répartition dans le cas où il n'y a pas de compteur communicant. Sans compteur communicant il n'est pas possible de savoir quels autoconsommateurs ont consommé quelle quantité par période donnée. Dans la mesure où nous avons choisi comme périmètre l'aval d'un poste de transformation basse tension et comme pas de temps 15 minutes, nous pouvons imaginer de compter d'un côté les kWh autoproduits (compteur de l'installation) et de l'autre côté les kWh qui remontent le poste de transformation, c'est-à-dire ceux qui ont été produits dans la poche basse tension mais qui n'y ont pas été consommés. Dans ce cas, il n'est pas possible d'établir de quelle installation PV proviennent les kWh qui « remontent » le poste de transformation. Il faut donc considérer que, sans compteur communicant, l'ensemble des producteurs PV d'une même poche font partie de l'opération d'autoconsommation collective. Et donc, par là-même, qu'il faut que l'ensemble des consommateurs en aval du poste fassent des efforts pour déplacer leur consommation. Dans ce système là nous pouvons donc imaginer que la

première étape est de calculer le taux d'autoconsommation pour l'ensemble de la poche et donc la quantité d'électricité autoconsommée à l'intérieur de la poche. Ensuite, ne sachant pas quel consommateur a consommé à tel ou tel moment, nous ne pouvons pas mettre en place une répartition dynamique. La seule solution semble donc être une répartition au prorata de la consommation mais sur le temps compris entre deux relevés de compteur, soit à l'heure actuelle sur une année entière. Il convient donc de calculer la consommation totale des autoconsommateurs et d'en déduire le pourcentage de consommation de chacun des autoconsommateurs qui sera donc la part de l'autoproduction à laquelle ils ont droit. Cette solution a l'avantage d'être certain que l'autoproduction n'a pas passé le poste de transformation à l'inverse du cas avec compteur communicant (système de net-metering par pas de temps). En revanche elle présente l'inconvénient que les autoconsommateurs profitent de l'autoproduction même si ils ne l'ont pas consommé au moment de sa production.

Il y a donc dans ce système une logique plus collective dans la mesure où tout le monde doit faire des efforts pour que tout le monde en profite. Plus les autoconsommateurs déplacent leur charges, plus ils augmentent le taux d'autoconsommation dans la poche du réseau et donc plus ils augmentent leur part personnelle d'autoproduction. En revanche elle présente l'inconvénient de permettre à quelqu'un qui ne joue pas le jeu d'en profiter quand même. De plus, dans ce système sans compteur communicant, tous les consommateurs dans la poche en aval d'un même poste de transformation participent à la variation du taux d'autoconsommation. Ainsi, il semble logique que l'ensemble des consommateurs fasse partie de l'opération d'autoconsommation. Mais, si l'on fait partie « par défaut » d'une opération d'autoconsommation il est probable que tout le monde ne s'y intéresse pas, à l'inverse du système où tous les autoconsommateurs sont volontaires pour participer à une opération. Néanmoins il devrait également être possible de ne pas faire partie de l'opération d'Acc au sens comptable. Dans ce cas-là, il suffit de calculer le total des consommations des autoconsommateurs seulement, soit les personnes qui souhaitent participer à l'opération. Si certaines personnes n'y participent pas, celles qui y participent auront donc une part plus grande de l'électricité autoproduite et seront donc gagnantes. Nous envisageons donc, pour une meilleure participation, que seules les personnes se manifestant participent à une opération d'Acc. Cela pourrait se faire en signant un engagement à mettre en œuvre un certain nombre de pratiques de déplacement de charge, mais également de diminution des consommations. En effet, Une étude (Klingler, 2017, p.1560) a démontré que les foyers qui se tournent vers l'autoconsommation sont les foyers qui ont une consommation électrique en moyenne supérieure à la moyenne. Quitte à faire signer une charte il semble donc intéressant de sensibiliser les gros consommateurs aux économies d'énergies.

On comprend donc bien qu'au-delà de l'aspect technique, la présence ou non de compteur communicant change radicalement le fonctionnement d'une opération d'Acc et la philosophie même de l'opération.

#### 4.2.6 Conditions tarifaires

Comme nous l'avons dit en introduction de la seconde partie, certains scientifiques alertent sur les éventuelles inégalités tarifaires que pourrait apporter le développement de l'autoconsommation. Dans le pacte énergétique interfédéral Belge, rédigé par les quatre ministres de

l'énergie du pays, nous pouvons lire que "la mutation du système énergétique belge doit s'accompagner d'une maîtrise des coûts à charge du consommateur final. Les ménages - et en particulier les ménages fragiles - doivent se voir garantir l'accès à l'énergie à des prix abordables." (2017, p.3). Il convient donc de porter une attention toute particulière à ce que les mesures proposées concernant l'Acc n'aillent pas à l'encontre des droits des ménages en difficulté.

En France la question tarifaire a fait beaucoup débat depuis l'été 2017 et la mise en place de l'Acc. Il nous paraît utile d'expliquer les différentes évolutions du débat et les décisions de la CRE. La Commission de régulation de l'énergie a dans un premier temps organisé une concertation en 2017 pour analyser les conséquences qu'aurait le développement de l'autoconsommation en France et quelles en seraient les conséquences concernant le cadre tarifaire. Suite à cela, elle a publié en février 2018 une délibération "portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation" et a lancé par là-même une consultation publique sur "l'adaptation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et des tarifs réglementés de vente au développement de l'autoconsommation". De nombreux acteurs du photovoltaïque et du réseau électrique français ont répondu à cette consultation publique, alimentant ainsi les discussions. Suite à cette consultation publique, la CRE a décidé de modifier les tarifs d'utilisation du réseau publique pour les participants à une opération d'autoconsommation collective. Cette décision est présentée dans sa délibération du 3 mai 2018. (CRE, 2018b).

Voici les points de cette délibération qui nous intéressent le plus pour parler du cadre tarifaire :

- Le CRE concède que l'autoconsommation permet une baisse des coûts d'infrastructure en haute tension car: « En HTB, les réseaux sont dimensionnés en fonction de la consommation durant les 2 000 heures de l'année les plus chargées. L'autoconsommation durant les après-midi d'hiver devrait donc contribuer à faire baisser les coûts d'infrastructure des réseaux en haute tension. » (CRE, 2018b, p.5).
- La CRE a proposé de mettre en place deux tarifs réseaux différents pour les autoconsommateurs participant à une opération d'Acc. En effet, elle est partie du postulat qu'il faut considérer d'un côté les consommations "autoproduites" correspondant à ce qui est autoproduit et les consommations "alloproduites" qui correspondent aux consommations soutirées auprès d'un fournisseur afin de combler la différence entre les consommations et la production. Le postulat de la CRE est que le soutirage autoproduit transite en grande partie que sur le réseau basse tension et qu'il doit être valorisé dans la mesure où une maximisation des consommations autoproduites permet de soulager le réseau aux heures critiques. En conséquence elle propose un tarif pour les flux autoproduits inférieur au tarif "moyen", de base. En revanche elle propose pour les flux alloproduits un tarif supérieur au tarif de base. De la sorte, elle veut pousser les autoconsommateurs à augmenter leurs flux autoproduits au détriment de ceux alloproduits. Elle déclare également que cela est la conséquence du fait que: " le tarif actuel est construit pour couvrir les coûts générés par l'utilisation moyenne des ouvrages de réseau pour un utilisateur type. Cette utilisation moyenne comprend une large majorité de flux provenant de la haute tension, mais aussi une minorité de flux ne transitant pas par la haute tension, car provenant d'installations de production décentralisées situées dans la même poche de réseau. Le tarif proposé par la CRE

permet de distinguer ces deux types de flux, et de proposer, en lieu et place d'une grille tarifaire « moyenne » applicable à tous les soutirages, deux grilles tarifaires. L'une, applicable aux soutirages autoproduits, est inférieure à la grille « moyenne ». L'autre, applicable aux soutirages alloproduits, est légèrement supérieure à la grille « moyenne », puisqu'elle vise à tarifier des flux transitant systématiquement par la haute tension." (CRE, 2018b, p.7). La CRE considère ainsi qu'accorder une baisse des tarifs de réseau pour les consommations autoproduites sans augmenter le tarif réseau des consommations alloproduites reviendrait à accorder un tarif réduit aux autoconsommateurs collectifs aux heures creuses durant lesquels le réseau n'est, de toute façon, pas beaucoup sollicité. selon la CRE, l'augmentation du tarif aux heures pleines est alors nécessaire et est alors le garant de l'équilibre tarifaire. De plus, cette option supplémentaire « valorise le comportement des autoconsommateurs collectifs qui privilégient l'autoconsommation aux heures critiques pour le réseau" (op.cit., p.8).

- Cependant la CRE considère que le fait d'avoir deux tarifs en fonction des flux alloproduits ou autoproduits devrait être optionnel et propose donc une "option tarifaire standard, applicable à l'ensemble de leurs flux, autoproduits et alloproduits" (CRE, 2018b, p.9). Il est précisé que cette décision a été prise dans le but de permettre de la visibilité tarifaire aux personnes physiques ou morales souhaitant se lancer dans une opération d'Acc mais ayant peur des fluctuations et du manque de visibilité concernant les tarifs réseaux.
- Une autre question tarifaire que s'est posée la CRE était de savoir quel est le pourcentage de la consommation autoproduite qui vient en réalité du réseau haute tension pour pouvoir le répercuter dans le tarif d'utilisation du réseau publique. En effet, comme expliqué précédemment, il existe un phénomène compensation par pas de temps. C'est donc pour limiter les conséquences de cet effet que la CRE dit qu'une partie des flux autoproduits transitent sur le réseau haute tension. La CRE a, dans sa délibération du 3 mai 2018 décidé de fixer ce pourcentage à 30% et s'est engagé à revoir ce taux quand suffisamment de données auront été récoltées et analysées à cet égard (CRE, 2018b, p.7). En comparaison, la régie de Wavre, l'un des gestionnaires de réseau wallon annonce que 85% de l'énergie injectée par les installations PV est consommée en aval des postes de transformations et qu'ainsi seulement 15% passe par le poste de transformation (Visite de la Régie de Wavre, 2018) et donc utilise le réseau haute tension.

Au niveau de la RBC, le principal enjeu de la tarification de l'Acc est d'encourager les consommateurs à consommer localement sans défavoriser ceux qui ne pourraient pas investir dans le PV. Ceci, en garantissant la pérennité du réseau électrique bruxellois sans déséquilibrer le réseau haute tension. Il convient donc de proposer un nouveau tarif « autoconsommation collective » qui permette un développement des opérations d'Acc en les rendant rentables économiquement (comme nous l'avons souligné dans la partie 2) tout en rétribuant les gestionnaires de réseaux pour les services qu'ils rendent. Il convient donc que le tarif Acc soit inférieur au tarif du marché souscrit auprès des fournisseurs. Pour cela nous allons voir quels sont les composantes de la facture électrique qui doivent être inférieures dans le cas de l'Acc.

Nous allons commencer par évoquer les conditions tarifaires qui ne changent pas, qu'il s'agisse de l'Acc sans ou avec compteur communicant. Un premier point que nous avons soumis à réflexion aux interviewés, est le paiement ou non de la redevance régionale, art.26, qui finance « la politique régionale en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie » (Sibelga, 2015). Cette redevance représente 3% de la facture électrique. La moitié des interviewés est favorable à ce que les autoconsommateurs ne la paient pas sur les consommations autoproduites. Les arguments avancés sont par exemple que « Si les kWh autoconsommés sont des kWh verts alors il y a un cercle vertueux » (Jacquet, 2018, ligne.115-116). Il est vrai que les autoconsommateurs font en quelque sorte leur part du travail en investissant dans des installations PV ou au moins en s'investissant eux-mêmes dans une communauté énergétique. Nous pensons ainsi qu'il serait bon dans un premier temps d'exonérer le tarif Acc de la redevance régionale (article.26) et d'instaurer, comme c'est le cas en Allemagne, avec la contribution EEG des paliers décidés à l'avance et connus des futurs autoconsommateurs. Il s'agirait donc dans un premier temps d'exonérer totalement puis, au bout de quelques années et avec l'augmentation du nombre d'autoconsommateurs, de commencer à faire payer un certain pourcentage de la redevance régionale. Ceci pour arriver, au final, à faire payer la totalité, ce lorsque les coûts du photovoltaïque auront suffisamment diminués et que cette baisse du cout du PV suffira à rendre les opérations d'Acc rentables. De cette manière on s'assure que la redevance régionale continuera à être payée et que son tarif n'augmentera pas pour ceux qui ne pourraient pas faire de l'Acc. Il conviendra de réaliser une analyse économique précise pour savoir sur quelle durée et de combien doit être l'augmentation de la contribution en fonction du nombre d'autoconsommateurs. Il s'agit donc bien d'une forme de subsides déguisée mais nous pensons que celle-ci se justifie par le nécessaire coup de pouce qu'il faut apporter pour que l'Acc se lance au début. Rappelons qu'en Allemagne les installations inférieures à 10kWc sont exemptées de contribution EEG et qu'en France, les installations résidentielles de moins de 9kWc sont également exemptées de contribution aux énergies renouvelables (Carenco & al, 2018, p.14).

Concernant la TVA, la cotisation fédérale et l'obligation de service public représentant, à elles trois, environ 24% de la facture électrique d'un particulier, nous pensons qu'elles doivent être payées par tous les autoconsommateurs dans une logique d'équité entre tous les consommateurs et utilisateurs du réseau électrique. Cependant, comme l'ont signalé certains des interviewés nous pensons qu'il est nécessaire de mener une réflexion autour de la facture électrique et du fait qu'elle est utilisée en partie comme une feuille d'impôt. Il semble injuste que certains impôts soient proportionnels à la consommation électrique et non aux revenus et au patrimoine des foyers. Nous en appelons donc à une réflexion à ce sujet de la part des décideurs politiques.

Concernant les composantes « transport » et « distribution », les réponses à apporter sont différentes selon que l'on est dans le cas avec compteur communicant ou sans compteur communicant. Nous allons commencer par analyser le cas d'une opération d'Acc avec compteur communicant. Comme nous l'avons déjà indiqué, avec les compteurs communicants nous obtenons un taux d'autoconsommation par consommateur qui peut être légèrement différent du taux réel car une partie de l'électricité consommée peut, en réalité, provenir du réseau haute tension. Néanmoins ce taux est une bonne indication de la quantité d'électricité autoconsommée et il doit servir à valoriser cette électricité en y appliquant un prix de transport et de distribution plus bas que pour l'électricité alloproduite. La quasi-totalité des acteurs interviewés est d'accord pour dire que les autoconsommateurs ne doivent payer que pour la partie distribution. Nous proposons que, dans un

premier temps les autoconsommateurs soient assujettis à 100% du tarif de distribution mais seulement à 15% du tarif de transport pour les kWh autoproduits. En effet, les 15% de productions PV qui remontent le poste de transformation, indiqués par la Régie de Wavre nous semblent plus proches de la réalité que les 30% mentionnés par la CRE. Notre proposition de retenir 15% plutôt que 30% tient compte du fait qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les autoconsommateurs pratiquent des déplacements de charges favorables. En revanche pour les consommations alloproduites nous conseillons de maintenir les tarifs actuels d'utilisation du réseau. Dans un deuxième temps, après retour sur expérience et constat du taux d'électricité autoconsommé, il conviendra de recalculer ce qui a été véritablement transporté sur le réseau haute tension. En fonction de la valeur de ce taux, il faudra recalculer le tarif de transport pour que le GRT soit rémunéré à sa juste valeur. Il est donc nécessaire, dès le début de signifier cela aux potentiels autoconsommateurs et de leur expliquer que le tarif pourrait varier pour rémunérer plus ou moins le GRT.

Dans le cas où le développement de l'Acc se ferait sans compteur communicant, il n'y a pas de doute sur le fait que les kWh autoconsommés n'ont pas transités sur le réseau haute tension puisque le taux d'autoconsommation est calculé au niveau du poste de transformation. Dans ce cas, il suffit d'appliquer deux tarifs d'utilisation du réseau par facture. Les kWh autoconsommés sont soumis uniquement au tarif de distribution alors que les kWh alloproduits sont soumis au tarif de distribution et au tarif de transport de l'électricité. Ainsi, tous les consommateurs au sein d'une même poche paient le même pourcentage de « tarif autoconsommation collective » sur leurs factures. A l'inverse du cas avec CC où chaque consommateur aura une facture différente en fonction de sa consommation par pas de temps, mais également de sa part d'autoproduction allouée dans le cas d'une répartition dynamique.

Nous avons également suggéré l'idée de subventionner les kWh autoproduits pour les vendre moins chers aux locataires comme c'est le cas en Allemagne, mais cette proposition n'a pas fait l'unanimité. Nous ne la reprenons donc pas dans nos propositions. Plusieurs interviewés ont, en outre, rappelé qu'il existe déjà un tarif social de l'énergie en RBC et qu'ils ne voient pas de raisons de rajouter un nouveau subside qui compliquerait les choses.

Enfin, concernant le tarif auquel doivent être rachetés les surplus injectés sur le réseau, nous avons assez vite cessé de poser cette question durant les entretiens tant la réponse est logique. En effet, le but étant de maximiser le taux d'autoconsommation, il est évident que l'électricité en surplus doit être rachetée à un tarif inférieur au tarif d'achat. Le but étant de limiter au maximum les surplus. De plus, ces tarifs ne sauraient être imposés car répondant à une logique de marché. S'il advient qu'une opération d'Acc ait des surplus assez importants pour être revendus, il conviendra à la personne morale gestionnaire de l'opération de négocier le prix d'achat avec un fournisseur. Nous ne recommandons donc pas de tarif d'achat pour les surplus.

#### 4.2.7 Réseaux privés

Monsieur Devuyt rappelle, au cours de son entretien, que : « la directive européenne ne prévoit plus que des réseaux (privés) industriels mais plus avec de l'habitat. » (Devuyt, 2018, ligne.20-21). Les réseaux privés ne sont donc plus dans l'air du temps et on imagine mal un retour en arrière à ce niveau-là. Recommander la mise en place de réseaux privés nous semble donc improductif car allant contre le droit européen, mais également non souhaitable d'un point de vue

de l'équité sociétale. En effet, comme le dit par exemple M. Rekinger : « La privatisation d'une partie du réseau ça pourrait être destructeur. Aller vers un morcellement ça peut amener vers une augmentation des coûts du réseau. C'est pour cela qu'il faut toujours garder à l'esprit une optimisation sociétale. » (Rekinger, 2018, ligne.206-209). La majorité des réponses va dans ce sens-là, ouvrir de nouveaux réseaux privés va à l'encontre de la solidarité régionale, voire nationale et nous n'y sommes donc pas favorables. L'Ademe a, à ce sujet, un avis qui résume bien la situation : « Si l'autoconsommation répond à une demande croissante des citoyens de se réapproprier la production d'énergie, elle ne doit pas pour autant être associée à un idéal d'autarcie. Le réseau électrique est en effet un bien commun existant qui constitue une assurance permettant à l'autoconsommateur d'éviter d'importants surcoûts d'équipements (l'indépendance vis-à-vis du réseau électrique nécessitant un dimensionnement de l'installation conséquent, associé à un nombre de batteries suffisant pour assurer une autarcie complète). » (Ademe, 2018, p.3).

### 4.3 PROPOSITIONS

Maintenant, comme nous l'avons indiqué, en tête de cette troisième partie, nous allons proposer deux schémas d'autoconsommation collective différents, l'un avec compteur communicant et l'autre sans. Il s'agit, pour nous, de résumer les propositions faites dans cette partie sur une page chacune afin de les exposer aussi clairement que possible.

#### 4.3.1 Autoconsommation collective avec compteur communicant

Nous proposons que la région de Bruxelles-Capitale permette la mise en place de l'autoconsommation collective à l'intérieur de son périmètre de compétence, soit sur le réseau géré par le gestionnaire de distribution Sibelga. Pour que l'autoconsommation collective soit possible, il convient de mettre en place une base légale qui permette à une personne physique ou morale d'autoconsommer l'électricité qu'elle produit, mais surtout qui lui permette de vendre de l'électricité autoproduite à un ou plusieurs consommateurs en complément de leurs fournisseurs habituels. De cette manière l'autoconsommation collective pourrait prendre plusieurs formes :

- Des petits producteurs photovoltaïques qui se regroupent pour autoconsommer à plusieurs et vendre les surplus à des « voisins ».
- Une coopérative énergétique qui investit dans une installation photovoltaïque pour que ses membres puissent autoconsommer à plusieurs l'électricité autoproduite.
- Un acteur du marché qui investit dans une centrale photovoltaïque pour vendre l'électricité localement à une communauté énergétique.
- Un particulier ou un professionnel qui investit seul dans une centrale photovoltaïque et qui valorise son électricité en la vendant aux consommateurs proches.

Nous proposons qu'une opération d'autoconsommation collective soit possible à l'intérieur d'une même poche de réseau basse tension, c'est-à-dire en aval d'un poste de transformation moyenne tension / basse tension, soit environ 300 à 400 consommateurs. Producteurs et consommateurs devraient faire partie d'une même personne morale, possiblement déjà existante. La forme juridique de cette personne morale doit être aussi simple que possible afin de limiter les démarches administratives. Le ou les producteurs autoconsomment l'électricité qu'ils produisent et vendent les surplus aux autres autoconsommateurs. La répartition de l'autoproduction est calculée toute les 15 minutes et se fait proportionnellement aux consommations de chacun. Néanmoins, si la personne morale décide d'une répartition dynamique, c'est-à-dire des pourcentages de répartition de l'autoproduction qui varient par quart horaire, cette répartition est autorisée. Dans le cas d'un investissement à plusieurs dans la centrale de production décentralisée, si la personne morale est d'accord, la répartition de l'électricité autoproduite par quart d'heure peut se faire au prorata de l'investissement dans l'installation.

Nous proposons que les autoconsommateurs paient sans distinction basée sur la provenance de l'électricité la TVA, la cotisation fédérale et l'obligation de service publique. Nous proposons également qu'une distinction soit faite entre électricité autoproduite (provenant de l'installation PV) et électricité alloproduite (électricité provenant de la moyenne ou haute tension). Sur la base de cette distinction, la composante transport et distribution reste inchangée pour les kWh alloproduits. En revanche, pour les kWh autoproduits, les autoconsommateurs paient dans un premier temps la composante distribution en son intégralité, mais seulement 15% de la composante transport. Dans un second temps et après retour sur expérience, il conviendra de calculer quelle part de l'autoproduction a en réalité transité sur le réseau HT et il conviendra d'ajuster la composante transport, le cas échéant. Nous proposons également que les kWh autoproduits ne soient pas soumis à la redevance, art. 26, qui finance la politique d'utilisation rationnelle de l'énergie. Cette exonération a pour vocation de disparaître au bout de quelques années, quand l'autoconsommation se sera suffisamment développée et que son modèle économique sera pérenne.

#### 4.3.2 Autoconsommation collective sans compteur communicant

Nous proposons que la Région de Bruxelles-Capitale autorise l'autoconsommation collective sans compteur communicant. Cela passe par la mise en place d'une base légale qui autorise la vente d'électricité entre particuliers et qui permette un tarif différencié en fonction de la provenance de l'électricité. Nous proposons que ces opérations aient lieu au sein d'une poche de réseau basse tension, c'est-à-dire en aval d'un poste de transformation moyenne / basse tension. Nous proposons que l'ensemble des producteurs décentralisés au sein d'une même poche de réseau basse tension, c'est-à-dire 300 à 400 consommateurs fassent partie d'une même opération d'autoconsommation collective. Les producteurs d'électricité PV doivent se rassembler au sein d'une personne morale qu'ils créent ou qui existe déjà. Tous les consommateurs de la même poche du réseau peuvent participer à l'opération d'autoconsommation collective dans la mesure où ils en font la demande et qu'ils en acceptent les termes.

Le principe d'une telle opération est que chaque autoconsommateur s'engage à déplacer ses consommations pour les faire correspondre avec les périodes de production. En contrepartie, les autoconsommateurs bénéficient d'un tarif plus avantageux sur les kWh autoproduits qui n'auront pas remonté le poste de transformation. Techniquement il convient de calculer la quantité totale d'électricité produite à l'intérieur de la poche basse tension à l'aide des compteurs de chaque installation. On calcule également au niveau du transformateur la quantité d'électricité qui remonte le poste de transformation. De la sorte on obtient la quantité d'électricité autoconsommée dans la poche basse tension. Ensuite il convient de répartir la part de cette électricité autoproduite, entre les différents autoconsommateurs. En fonction de la manière dont les autoconsommateurs se regroupent la répartition peut varier. Dans le cas d'un investissement commun mais différencié, l'électricité est attribuée en fonction de la part de chacun dans l'investissement. Sinon, les kWh sont attribués proportionnellement aux consommations de l'ensemble des autoconsommateurs. Les autoconsommateurs paient à leurs fournisseurs classiques leur consommation, moins la quantité autoproduite qui leur est allouée. Ils règlent leur consommation autoproduite à la personne morale gestionnaire de l'opération d'autoconsommation. Cette dernière rétribue le paiement aux différents producteurs en fonction de la quantité qu'ils ont injecté dans le réseau. Nous proposons que les autoconsommateurs paient, sans distinction basée sur la provenance de l'électricité, la TVA, la cotisation fédérale, l'obligation de service publique et le tarif de distribution de l'électricité. En revanche, nous proposons que pour les kWh autoconsommés, les autoconsommateurs ne paient ni la redevance régionale art.26, ni les frais de transport de l'électricité. Ces deux exonérations ont pour but de rendre l'électricité autoproduite moins chère que l'alloproduite. Ce, afin d'encourager le développement de l'autoconsommation collective en rendant ces opérations rentables à la fois pour les producteurs et pour les consommateurs. Nous comptons sur le fait que le coût de l'électricité photovoltaïque continue de diminuer et qu'à terme ces opérations soient rentables sans ces exonérations. Le but étant qu'à terme les autoconsommateurs financent à nouveau le transport de l'électricité ainsi que la politique en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie.

#### 4.4 CONCLUSION

Finalement nous avons fait deux propositions de modèles d'autoconsommation collective avec ou sans compteur communicant en essayant de prendre en compte les différents avis exprimés par les acteurs du réseau électrique bruxellois et en tenant compte de la littérature et du débat actuel en France. Nous espérons que ces deux propositions pourront être reprises par les représentants politiques en vue de la mise en place d'expérimentations permettant de mener au développement à l'échelle régionale. Ces deux propositions sont amenées à évoluer en fonction du débat, mais également en fonction des observations apportées par les différentes parties. Nos deux propositions sont assez générales et laissent place à beaucoup de variantes tenant compte, notamment, de la manière dont les producteurs souhaitent se lier, de la philosophie qui entoure le projet. Nous pensons notamment aux différences qu'il peut y avoir entre des producteurs qui ont déjà une centrale photovoltaïque et qui souhaitent passer à l'Acc, par rapport à un projet nouveau dans lequel il n'existe pas encore d'installation photovoltaïque. Dans ce deuxième cas, les possibilités sont nombreuses notamment concernant la manière de se grouper, d'investir et la manière de répartir l'électricité en fonction de l'investissement. Il serait donc souhaitable que le parlement bruxellois autorise l'autoconsommation collective sous ces deux formes (avec ou sans CC) pour que des premiers projets pilotes puissent être lancés. Les premiers retours sur expérience permettront alors d'adapter les propositions quant à la mise en place globale de l'Acc.



## 5 CONCLUSION

---

Nous avons montré que l'autoconsommation collective devrait être mise en place en Région de Bruxelles-Capitale comme partout ailleurs au sein de l'Union européenne, dans la mesure où elle est présente dans le droit européen et que les ordonnances de l'Union européenne doivent être traduites dans le droit de chacun des états-membres. La bonne nouvelle est que, d'après nos entretiens, les principaux acteurs du réseau électrique bruxellois sont globalement favorables au développement de l'autoconsommation collective. Au cours de notre analyse, nous avons pu mettre en avant un certain nombre d'avantages relatifs à l'autoconsommation collective tels que la diminution du pic d'injection, le développement des énergies renouvelables, le lien que cela créerait entre producteurs et consommateurs ou le fait que cela mettrait fin aux principales barrières à l'investissement dans le photovoltaïque. D'un autre côté nous avons également relevé et détaillé un certain nombre de craintes dont nous avons tenu compte pour élaborer nos propositions. Nous pouvons citer, par exemple, le besoin grandissant de gestion du réseau, la crainte que l'Acc fasse augmenter les coûts d'utilisation du réseau pour les consommateurs qui ne participent pas à des projets d'Acc mais encore la charge administrative et la crainte liées à une entrée et une sortie permanentes des consommateurs au sein d'une opération d'Acc. L'analyse de ces différentes forces, faiblesses, opportunités et freins nous ont conduits à faire deux propositions de schémas d'Acc. Dans un cas nous avons imaginé une Acc avec des compteurs communicants chez chacun des participants à l'opération avec un comptage de la répartition toutes les quinze minutes et une répartition proportionnelle aux consommations tout en laissant la porte ouverte à une répartition dynamique. Dans l'autre cas nous avons imaginé une opération d'Acc sans CC. Dans ce cas, la répartition ne peut être faite qu'une seule fois par an. Ce schéma-là apporte la certitude que l'électricité autoconsommée est réellement autoproduite. En revanche la répartition est moins représentative des efforts de déplacement de charges des consommateurs. Les deux schémas proposés devront être expérimentés pour obtenir un retour sur expérience et ainsi permettre de réajuster certains paramètres. Dans la mesure où ces deux schémas nous semblent propices au développement de l'Acc, il faudra examiner l'évolution de la législation autour des CC pour décider lequel de ces deux schémas doit perdurer.

Finalement, nos propositions, bien que devant être approfondies après premières expérimentations, constituent, à notre connaissance, les premières propositions concrètes explicitement formulés en RBC. Par ailleurs, outre nos propositions, nous avons produit d'autres contenus dont, notamment, l'analyse AFOM. Celle-ci permet de bien cibler les enjeux autour du développement de l'Acc en RBC. Nous pensons que cette analyse AFOM pourra servir de base aux prochains travaux qui examineront plus en détail l'un des éléments mis en évidence dans ce travail. Nous sommes également satisfaits d'avoir communiqué au sujet de l'autoconsommation collective avec des acteurs qui seront amenés à la développer dans un futur que nous espérons proche. En effet, certains de ces acteurs ne connaissaient pas ou peu l'Acc. Les entretiens ont donc permis une approche du concept. Nous espérons avoir ainsi contribué à la propagation indispensable de ce concept au sein des cercles d'acteurs du réseau électrique bruxellois. Au-delà des propositions faites, il nous semble que la réalisation des entretiens constitue un avancement en soi.

Dans le pacte énergétique interfédéral Belge il est clairement indiqué que "le consommateur doit être placé au centre du système énergétique. Il doit devenir acteur à part entière de la transition

énergétique. Cela passe par l'adoption de politiques et de mesures favorisant la participation active des consommateurs [...] au développements des énergies renouvelables, de stockage et d'optimisation énergétique d'autre part" (2017, p.2). Plus loin nous pouvons lire que les quatre ministres de l'énergie du pays déclarent par le billet de ce pacte que "les freins à une telle prise de participation, qu'ils soient légaux, administratifs, réglementaires ou fiscaux devront être analysés et levés" (2017, p.3). Notre travail participe à une telle analyse. Nous suggérons donc maintenant de lever ces freins en permettant la mise en place d'opérations pilotes. Nous espérons que, par la suite, la RBC sera pionnière en Belgique dans la mise en place de l'Acc et que cela lui permettra de rattraper son retard en terme d'installation PV sur les deux autres régions, mais également sur les autres pays européens (Brugel, 2018, p.10).

Concernant les limites de notre travail, nous avons conscience que nos propositions très larges pourraient être plus détaillées. Cependant, nous avons souhaité avoir une vision la plus globale possible de la problématique. Nous nous sommes donc intéressés tant au cadre financier qu'au cadre réglementaire ou aux aspects techniques. Mais, en choisissant une telle approche, nous ne pouvons pas être exhaustifs tant au niveau de nos recherches qu'au niveau de nos propositions. C'est pourquoi nous pensons qu'il serait intéressant d'approfondir chacun des thèmes séparément ainsi que la question des compteurs communicants. Nous aurions également souhaité approfondir l'aspect sociologique des entretiens en analysant le positionnement de chacun des acteurs et en le mettant en perspective avec, d'un côté, son rôle au sein de son organisme et de l'autre, le rôle même de son organisme au sein du réseau. Au sujet des entretiens, nous considérons que nous aurions pu faire preuve d'une plus grande rigueur concernant l'ordre dans lequel étaient posées les questions. En effet, nous avons souvent laissé la conversation suivre son cours et avons adapté l'ordre en fonction de la direction que prenait l'échange. Or, il est possible que l'ordre dans lequel sont posées les questions puisse influencer la réponse. Nous nous demandons également si le fait de décrire les conditions dans lesquelles l'Acc est organisée dans d'autres pays, n'influence pas les réponses des interviewés. En effet, si nous n'avions pas préalablement décrit la législation en France et en Allemagne avant de poser les questions, les interviewés auraient peut-être laissé plus libre court à leur imagination et fait des propositions plus originales ou moins conventionnelles. Dans un éventuel futur travail sur le sujet il serait donc peut-être souhaitable de ne pas proposer de panels de réponses.

Enfin certains aspects de notre travail ne nous ont pas permis de faire preuve de la rigueur scientifique que nous aurions souhaitée. Ainsi en est-il de nos entretiens, même s'ils étaient très utiles pour former notre opinion et nous paraissent susceptibles d'aider aux prises de décisions futures. Il en est de même, du recours indispensable à la littérature grise pour compenser la rareté des articles universitaires, notre sujet ayant été trop peu analysé par la communauté scientifique et, au contraire, très largement débattu dans les médias.

En ouverture il nous paraît intéressant d'évoquer le sujet du couplage autoconsommation collective et stockage de l'électricité. En effet, comme nous l'avons vu, l'autoconsommation collective permet de faire diminuer les pics d'injection sur le réseau, ce qui soulage le réseau, dans une certaine mesure. En revanche, l'Acc ne permet pas de faire beaucoup diminuer les puissances de raccordements car les pics de soutirage ont lieu en hiver le soir. Il serait donc intéressant de procéder à un travail d'analyse du potentiel de réduction du soutirage sur le réseau par le couplage Acc &

stockage de l'électricité. Nous avons remarqué que le sujet de l'Ac est très souvent lié dans la littérature à celui du stockage de l'électricité. Ces deux problématiques semblent donc nécessiter une plus grande attention par la suite, quand l'Acc se développera en RBC.

Nous pensons également qu'il faudrait mener des analyses économiques précises afin de chiffrer, par exemple, le manque à gagner pour le GRT ou encore dans quelle mesure la redevance régionale devra évoluer, ce en prenant pour base la situation allemande et l'augmentation progressive de la contribution EEG mise en place dans ce pays pour les prossommateurs photovoltaïques.

Enfin, nous pensons que bien que ce travail ait été réalisé pour la RBC, il peut facilement être adapté aux deux autres régions. Il nous paraît pertinent de faire le même travail d'entretiens en RW et en RF et de voir quels ajustements doivent être réalisés par rapport aux propositions faites dans notre mémoire.

## 6 GLOSSAIRE

---

**Consommation alloproduite** : La part de la consommation électrique ne provenant pas d'une des installations PV participant à l'Acc

**Consommation autoproduite** : La part de la consommation qui provient de l'une des installations PV participant à l'Acc

**Courant alternatif** : Courant dont l'intensité varie au cours du temps selon une fréquence. L'intensité est successivement positive et négative.

**Courant continu** : Un courant continu a une intensité constante, qui ne varie pas au cours du temps.

**Onduleur** : Appareil électrique transformant le courant continu en courant alternatif.

**Prossommateur** : Traduction du terme anglais « prosumer » qui désigne une personne à la fois productrice et consommatrice d'électricité.

**Watt-crête (Wc)** : Unité de caractérisation des panneaux photovoltaïque. Les Watt-crête correspondent à la puissance électrique maximale d'une cellule photovoltaïque dans les meilleures conditions d'usage.

## 7 BIBLIOGRAPHIE

---

- ADEME. (2018, Février). L'autoconsommation d'électricité d'origine photovoltaïque. *Les Avis de l'Ademe*, 1–10.
- APERe. (n.d.). Solaire photovoltaïque. Récupéré le 23 Octobre, 2017, de <http://apere.org/fr/solaire-photovoltaïque>
- Bal, J.-L., & Philibert, C. (2013). Les caractéristiques des énergies intermittentes électriques sont-elles problématiques ? Les particularités techniques du solaire et de l'éolien. *Annales Des Mines - Responsabilité et Environnement*, 69, 8–15. <https://doi.org/10.3917/re.069.0008>
- Bauwens, T. (2014). Les coopératives d'énergies renouvelables favorisent les économies d'énergie. *La Revue Durable*, 36–38.
- Bellefleur, A. (2018). *L'énergie solaire photovoltaïque en Allemagne État des lieux janvier 2018*.
- Bigot, B. (2013). Gérer les énergies électriques intermittentes : les perspectives ouvertes par la recherche. *Responsabilité et Environnement*, 69, 25–28.
- Boccard, N., & Gautier, A. (2015). Le coût de l'énergie verte en Wallonie, 2003-2012. *Reflets et Perspectives de La Vie Économique*, LIV(1), 71–85. <https://doi.org/10.3917/rpve.541.0071>
- Bonnet, M. (2013). Gestion des énergies renouvelables intermittentes sur les marchés de l'électricité. *Responsabilité & Environnement*, 69, 16–24.
- Bortoni, G. (2017). *Guido Bortoni (Régulateur italien de l'énergie) sur l'autoconsommation en Italie*, [discours], Conférence sur l'autoconsommation solaire. Paris, dimanche 24 septembre 2017. Récupéré le 15 Novembre, 2017, de [http://tecsol.blogs.com/mon\\_weblog/2017/09/guido-bortoni-r%C3%A9gulateur-italien-de-l%C3%A9nergie-sur-lautoconsommation-en-italie.html](http://tecsol.blogs.com/mon_weblog/2017/09/guido-bortoni-r%C3%A9gulateur-italien-de-l%C3%A9nergie-sur-lautoconsommation-en-italie.html)
- Boyette, M., & Chapon, A. (2016). *L'autoconsommation et la livraison directe Schémas de valorisation photovoltaïque en Allemagne et en France*.
- Brown, D. P., & Sappington, D. E. M. (2017). Designing compensation for distributed solar generation: Is net metering ever optimal? *Energy Journal*, 38(3), 1–32. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.3.dbro>
- BRUGEL. (2017). *Etude d'initiative relative au parc photovoltaïque en Région Bruxelles-Capitale - 2015*. Bruxelles.
- BRUGEL. (2018a). Information sur la fin de la compensation à Bruxelles. Récupéré le 15 juin, 2018, de <https://www.brugel.brussels/actualites/information-sur-la-fin-de-la-compensation-a-bruxelles-267>

- BRUGEL. (2018b). Rapport annuel 2017 – Régis Lambert. Récupéré le 31 mai, 2018, de <https://www.youtube.com/watch?v=otfRgfhcFFk>
- BRUGEL. (2018c). Vendre les certificats verts. Récupéré le 5 août, 2018, de [https://www.brugel.brussels/acces\\_rapide/notre-blog-1/vendre-les-certificats-verts-38](https://www.brugel.brussels/acces_rapide/notre-blog-1/vendre-les-certificats-verts-38)
- Carenco, J.-F., Chauvet, C., Edwige, C., Gassin, H., Lastelle, J.-L., & Sotura, J.-P. (2018). *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation*.
- Chanteguet, J.-P., Battistel, M.-N., Buis, S., & Aubert, J. (2016). *Rapport d'information sur l'application de la loi n°2015-92 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*. Paris.
- Chiaroni, D., Chiesa, V., Colasanti, L., Cucchiella, F., D'Adamo, I., & Frattini, F. (2014). Evaluating solar energy profitability: A focus on the role of self-consumption. *Energy Conversion and Management*, 88, 317–331. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.08.044>
- Collard, F. (2017). *Quel rôle du politique dans la transition énergétique ?*
- Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. (2018). *Étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel*. Bruxelles.
- Commission de régulation de l'énergie. (2018a). Consultation publique n° 2018-003 du 15 Février 2018 relative à la prise en compte de l'autoconsommation dans la structure du TURPE HTA-BT et des tarifs.
- Commission de Régulation de l'Energie. (2018b). *DÉLIBÉRATION N°2018-098 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mai 2018 portant projet de décision sur la tarification de l'autoconsommation, et projet de modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décisio*. Paris.
- Commission de régulation de l'énergie. (2018c). *La transition énergétique en Occitanie*.
- Commission Européenne. (2015). *Best practices on Renewable Energy Self-consumption Accompanying*. Bruxelles.
- Connaissance des énergies. (2017). L'autoconsommation : émergente en France, très courante en Allemagne. Récupéré le 20 Mars, 2018, de <https://www.connaissancedesenergies.org/lautoconsommation-emergente-en-france-tres-courante-en-allemande-170630>
- Cwape. (2017). *Note explicative précisant le tarif prosumer*.
- Dans, D. (2015). *Master en Sciences et Gestion de l' Environnement « Identification des freins et leviers à l'adoption des installations solaires photovoltaïques, en lien avec la distribution spatiale du parc*. Université Libre de Bruxelles.
- Derdevet, M. (2017). Digitalisation et gestion ouverte des données: de nouveaux horizons pour les distributeurs d'électricité. *Responsabilité et Environnement*, 87, 54–58.

- Djahel, T. (2017). Premier microgrid de quartier à énergie partagée, RennesGrid® est le préfigurateur de la transition énergétique à l'échelle territoriale. *Responsabilité & Environnement*, 87, 59–62.
- Ducros, V., Steinecke, N., Bel, T., Dieudonné, J., Jean, P., & Baudet, C. (2018, Mars). Perspectives de l'autoconsommation collective, vue pas le prisme allemand. *Tendances de La Transition Énergétique*, 8.
- Elia. (2017). *L'avis d' Elia sur la vision énergétique de la Belgique pour 2050*. Bruxelles.
- Enedis. (2017). Solutions et rôle du GRD Enedis pour l'autoconsommation collective en France (p. 22).
- ERDF. (2017). *Un projet ambitieux et innovant de quartier solaire intelligent*.
- Feitz, A. (2017). Autoconsommation : les entreprises dans les starting-blocks. *Les Echos*. Récupéré le 10 mars 2018 de <https://search.proquest.com/docview/1867766593?accountid=17194>  
Copyright:
- Fourcade, V. (2018). Autoconsommation collective : quel impact sur le marché de l'électricité ? *Actu Environnement.Com* Récupéré le 12 mai de <https://www.actu-environnement.com/ae/news/tribune-autoconsommation-collective-vivien-fourcade-CGI-Business-Consulting-31419.php4>
- Franco, A., & Fantozzi, F. (2016). Experimental analysis of a self consumption strategy for residential building: The integration of PV system and geothermal heat pump. *Renewable Energy*, 86, 1075–1085. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.030>
- Frémont, J.-P., Andrieu, S., Douillet, F., & Menu, C. (2017, September). « Un architecte des solutions d'autoconsommation aux côtés des acteurs territoriaux. ». *Le Magazine de La Transition Énergétiques Des Territoires*, 3.
- Frémont, J.-P., Andrieu, S., Douillet, F., & Menu, C. (2017, Septembre). Auto-consommation Parée pour le décollage. *Le Magazine de La Transition Énergétiques Des Territoires*, 11–17.
- Galey, M. (2018). Les enjeux de l'autoconsommation collective. *Journal Spéciale Des Sociétés*.
- Gossement, A. (2017). Autoconsommation collective : décryptage du nouveau décret [Avis d'expert]. *Greenunivers*.
- Haveaux, C., Huart, M., & Wilkin, B. (2017a). Photovoltaïque : la tarification en débat. *Renouvelle*. Récupéré le 28 mai 2018 de [http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/photovoltaïque-la-tarification-en-debat?utm\\_source=sendinblue&utm\\_campaign=Renouvelle\\_1017&utm\\_medium=email](http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/photovoltaïque-la-tarification-en-debat?utm_source=sendinblue&utm_campaign=Renouvelle_1017&utm_medium=email)
- Haveaux, C., Huart, M., & Wilkin, B. (2017b, 10 Octobre). La France s'ouvre à l'autoconsommation collective. *Renouvelle*. Récupéré de 12 Novembre 2018 de [http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/la-france-souvre-a-lautoconsommation-collective?utm\\_source=sendinblue&utm\\_campaign=Renouvelle\\_1017&utm\\_medium=email](http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/la-france-souvre-a-lautoconsommation-collective?utm_source=sendinblue&utm_campaign=Renouvelle_1017&utm_medium=email)

- Hollande, F. Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité (2016).
- Huart, M. (2017). Fin de la compensation pour les prosumers: menace ou opportunité ? | Renouvelles. Récupéré le 2 Avril, 2018, de <http://www.renouvelles.be/fr/debats/fin-de-la-compensation-pour-les-prosumers-menace-ou-opportunité>
- Huart, M. (2017). *Solaires photovoltaïques en Région Bruxelloise*. Bruxelles.
- Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement (IBGE). (2012). Le Calcul des Certificats Verts. *Info Fiches*, (Cv), 1. Récupéré le 12 Avril 2018, de [http://documentation.bruxellesenvironnement.be/documents/IF\\_Energie\\_calcul\\_CV\\_FR\\_juin2012.PDF](http://documentation.bruxellesenvironnement.be/documents/IF_Energie_calcul_CV_FR_juin2012.PDF)
- Institut Bruxellois pour la gestion de l'Environnement (IBGE). (2017). Le solaire photovoltaïque. Récupéré le 2 Novembre, 2017, de <https://environnement.brussels/thematiques/energie/lenergie-verte/le-solaire-photovoltaïque>
- International Energy Agency-Photovoltaic Power Systems Programme, (IEA-PVPS), European Photovoltaic Technology Platform, (EPTP), & European Photovoltaic Industry Association, (EPIA). (2006). *Compared Assessment of Selected Environmental Indicators of Photovoltaic Electricity in Selected OECD Cities and Malaysian Cities*.
- Klingler, A. L. (2017). Self-consumption with PV + Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences. *Applied Energy*, 205(Aout), 1560–1570. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.159>
- Lang, T., Ammann, D., & Girod, B. (2016). Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings. *Renewable Energy*, 87, 77–87. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.059>
- L'Echo du solaire. (2017). Allemagne : Bruxelles autorise la prime à l'autoconsommation PV dans le locatif. Récupéré le 20 Mars, 2018, de <http://www.lechodusolaire.fr/Allemagne-bruxelles-autorise-prime-a-lautoconsommation-pv-locatif/>
- Lepage, C. (2018). Les différents accords sur l'énergie intervenus au niveau européen sont-ils suffisamment ambitieux ? *Actu Environnement.Com*, 1–4.
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings : A review. *Applied Energy*, (142), 80–94.
- Masson, G., Briano, J. I., & Baez, M. J. (2016). *Review and analysis on PV self-consumption policies*.
- Masson, G., Orlandi, S., Petrick, K., Cassagne, V., Briano, J. I., Morandi, Maria, J. B., ... Rickerson, W. (2014). *Pv Development As Prosumers : the Role and Challenges Associated To Producing and Self-Consuming Pv Electricity. 4th Solar Integration Workshop*.
- Mayer, J. (2015). *Self-consumption and power purchase Business framework in Germany*. Berlin.
- Micheau, F. (2016). *Les Français et l'autoconsommation photovoltaïque*. Paris.

- Michel, L., & Meheut, G. (2017). Numérique et transition écologique. *Responsabilité & Environnement*, n° 87(1), pp 31-34.
- Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. (2014). *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*.
- Ministres Belge de l'énergie. (2017). *Pacte énergétique interfédéral Belge*.
- Observ'ER, G. law avocats. (2017). *Modèle de contrat d'autoconsommation collective d'électricité*.
- OFATE. (2017). *Fiche d'information du Syndicat allemand de l'énergie solaire sur le mécanisme de soutien à l'autoconsommation collective dans les bâtiments d'habitation*.
- OFATE. (2013). *Autoconsommation en Allemagne retour d'expérience*.
- Parlement européen. Promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (2018). Bruxelles.
- Pialot, D. (2018). Solaire : l'autoconsommation collective bientôt sur les rails ? Récupéré le 22 mars, 2018, de <https://www.latribune.fr/entreprises-finance/industrie/energie-environnement/l-autoconsommation-collective-bientot-sur-les-rails-772191.html>
- Picciariello, A., Vergara, C., Reneses, J., Frías, P., & Lennart, S. (2015). Electricity distribution tariffs and distributed generation : Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities Policy*, 37, 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.09.007>
- Poize, N. (2016). *PVNET Promotion du photovoltaïque par l'optimisation du net - metering*.
- Quinette, J.-Y. (2017). *Guide pour la réalisation de projets photovoltaïque en autoconsommation Dans les secteurs tertiaire industriel et agricole* (Ademe).
- Rebenaque, O. (2017). Autoconsommation et transferts de richesses entre consommateurs. *Information et Débats*, 50, 26.
- Resa. (n.d.). Les acteurs du marché libéralisé. Récupéré le 6 décembre, 2017, de <http://www.resa.be/a-propos/les-acteurs-du-marche-liberalise/>
- Roselli, C., & Sasso, M. (2016). Integration between electric vehicle charging and PV system to increase self-consumption of an office application. *Energy Conversion and Management*, 130, 130–140. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.10.040>
- Sanchez, C. (2014). Self-consumption. The Mexican model for power generation - EnergyNews.es. Récupéré le 27 mars, 2018, de <https://www.energynews.es/en/self-consumption-the-mexican-model-for-power-generation/>
- Screve, J.-S. (2017). *Dans quelle mesure la prévision météorologique est-elle en mesure d'assurer une meilleure intégration des énergies renouvelables pour la production d'électricité ?* Université Libre de Bruxelles.

- Sibelga. (n.d.). De quoi se compose votre facture d'électricité ? | Sibelga. Récupéré le 30 juillet, 2018, de <https://www.sibelga.be/fr/tarifs/tarifs-utilisation-reseau/de-quoi-se-compose-la-facture-denergie/facture-electricite>
- Simon, F. (2017). Des projets solaires en Grèce menacés par le paquet énergie. *Euractiv*, pp. 1–3. Récupéré le 21 octobre, 2017, de <http://www.euractiv.fr/section/energie/news/community-energy-projects-in-greece-under-threat-activists-warn/>
- Solarwirtschaft, B., Bundestag, D., Ziel, W., Mieterstromzuschlag, D., Solarwirtschaft, B., Juni, E., & Vergleich, I. (2017). Merkblatt EEG-Mieterstromförderung.
- Synergid. (n.d.). Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) et Opérateurs de réseau. Récupéré le 5 décembre, 2017, de [http://www.synergid.be/index.cfm?PageID=17002&language\\_code=FRA](http://www.synergid.be/index.cfm?PageID=17002&language_code=FRA)
- Synergid. (2010). *Position concernant les réseaux fermés de distribution*.
- Tecsol, A.-J. (2018, July 23). Autoconsommation solaire collective : le Sénat adopte un amendement sur l'augmentation du périmètre. Récupéré le 2 Aout, 2018, de [http://tecsol.blogs.com/mon\\_weblog/2018/07/autoconsommation-solaire-collective-le-senat-adopte-un-amendement-sur-laugmentation-du-perimetre.html](http://tecsol.blogs.com/mon_weblog/2018/07/autoconsommation-solaire-collective-le-senat-adopte-un-amendement-sur-laugmentation-du-perimetre.html) *Tecsol.Blog*.
- Therme, J. (2015). La révolution du numérique dans le domaine de l'énergie. *Responsabilité & Environnement*, 78, 73–77.
- Van Garsse, S. (2017). Groene stroom produceren wordt duurder. *Bruzz*.
- Von Wirth, T., Gislason, L., & Seidl, R. (2017). Distributed energy systems on a neighborhood scale: Reviewing drivers of and barriers to social acceptance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (September), 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.086>
- Wallenborn, G. (2017). *Avis sur les compteurs communicants*. Bruxelles.

## 8 ANNEXES

### 8.1 ANNEXE 1 : REVUE DE LA LITTÉRATURE

#### 8.1.1 Quelques notions sur le réseau électrique

##### 8.1.1.1 Les différents acteurs du réseau

Afin de comprendre comment fonctionne l'autoconsommation collective il convient de comprendre comment fonctionne le réseau et plus précisément, dans le cas qui nous intéresse, comment fonctionne le réseau Belge et Bruxellois. Comme nous pouvons le voir dans le schéma ci-dessous, le dit réseau est constitué de différents acteurs allant du producteur au consommateur. Nous allons détailler le rôle de chacun des acteurs.

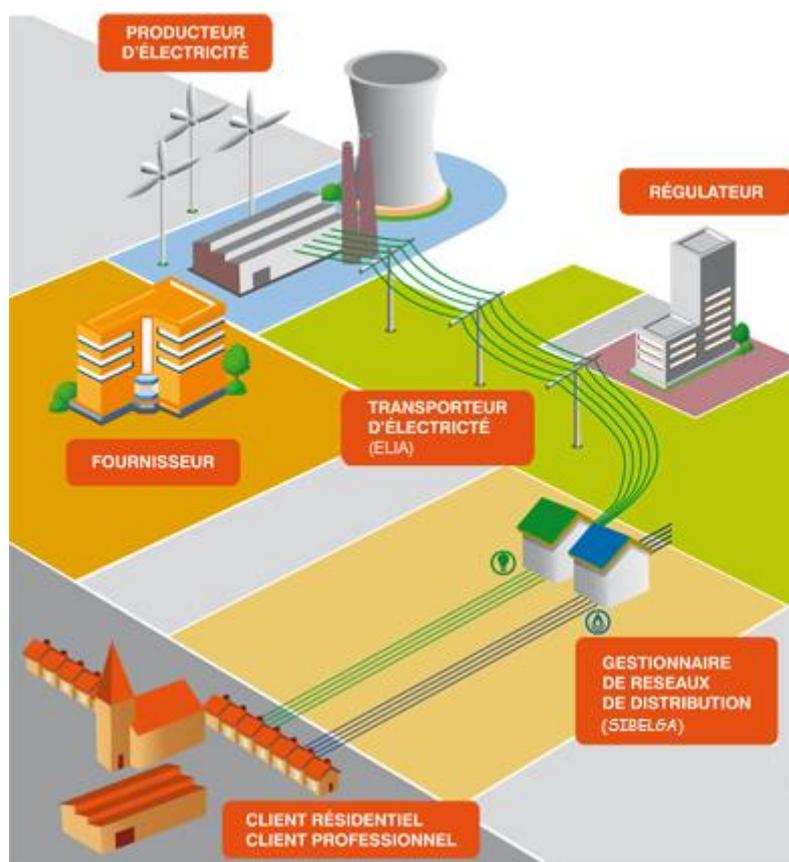


Figure 20: Les acteurs du réseau électrique Bruxellois. (Illustration originale de Resa.be)

- En premier lieu se trouve un **producteur** dont le rôle est de transformer une forme d'énergie en énergie électrique et de l'injecter sur le réseau haute tension et ainsi de la vendre à un fournisseur ou de la vendre sur le marché de l'énergie (Screve, 2017, pp.6).
- Le **gestionnaire du réseau de transport**, Elia en Belgique, se charge quant à lui du transport de l'électricité en haute tension. Il relie donc les gros producteurs d'électricité aux gestionnaires de réseaux de distribution et dans certains cas il peut relier directement certains clients comme par exemple une industrie lourde. Le gestionnaire du réseau de

transport est également chargé des interconnexions avec les pays voisins, ce qui lui permet d'importer de l'électricité quand la Belgique n'en produit pas assez et également d'en exporter (plus rare) lorsqu'elle en produit trop (visite Elia, 2017).

- Les **gestionnaires de réseaux de distribution** prennent le relais sur le gestionnaire du réseau de transport. Ils réceptionnent une électricité en haute tension qu'ils transforment en moyenne puis en basse tension afin d'approvisionner les clients finaux. Leur but est donc de distribuer l'électricité en basse et moyenne tension dans un espace précis. Mais ils doivent également gérer l'entretien et la gestion du réseau ainsi que les nouvelles constructions quand cela est nécessaire (Synergrid, 2017). Sibelga est le gestionnaire de réseau de distribution pour la région Bruxelles-Capitale (RBC), la Flandre se divise entre Eandis et Infrac et enfin la région Wallonne (RW) est distribuée par AIEG, AIESH, GASELWEST, ORES, RESA et Réseau d'énergie de Wavre.
- Les **fournisseurs** sont les liens entre le gestionnaire de réseau de distribution et le client. Ils achètent de l'électricité aux différents producteurs qu'ils revendent aux clients finaux. Il existe des fournisseurs historiques tels Engie Electrabel, EDF Luminus, etc... et des fournisseurs plus récents dont certains proposent une offre d'électricité uniquement renouvelable telle que Mega.
- Les **clients** peuvent être soit des particuliers soit des entreprises ou encore, toute personne morale nécessitant une connexion électrique. Les particuliers sont généralement branchés en basse tension tandis que les entreprises le sont souvent en moyenne ou basse tension et les industries peuvent l'être en haute tension. Les clients souscrivent un contrat auprès du fournisseur de leur choix.
- Les **régulateurs** sont des instances publiques chargées de fixer les tarifs réglementés. Il s'agit de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) pour le fédéral, du BRUGEL pour la région Bruxelles-Capitale, du CWAPE pour la région Wallonne et de la VREG pour la région Flamande. Les régulateurs ont également pour rôle de veiller au respect des règles de la concurrence ainsi qu'au respect du droit des consommateurs.
- Les **Responsables d'équilibres** (ARP) sont chargés de maintenir l'équilibre dans le réseau. Pour cela, ils sont responsables de l'équilibre entre les injections et les prélèvements à chaque point d'accès du réseau. La fonction de responsable d'équilibre peut être occupée soit par les fournisseurs, soit par les producteurs, soit par les grands consommateurs ou encore par une autre entité privée spécifique (Screve, 2017, p.8). Les ARP communiquent chaque jour leurs prévisions pour le lendemain sur des pas de temps de quinze minutes.

#### 8.1.1.2 *Mix électrique Belge*

Le mix électrique Belge du point de vue de la production est réparti comme présenté dans le graphique ci-dessous. On peut y voir qu'en 2017, la moitié de l'électricité produite en Belgique l'était à partir du nucléaire (49.9%). Il est également intéressant de signaler qu'à l'heure actuelle, encore,

29.6% de la production provient d’énergie fossile. Enfin nous pouvons voir que seulement 3.6% de l’électricité produite en Belgique l’est à base de photovoltaïque.

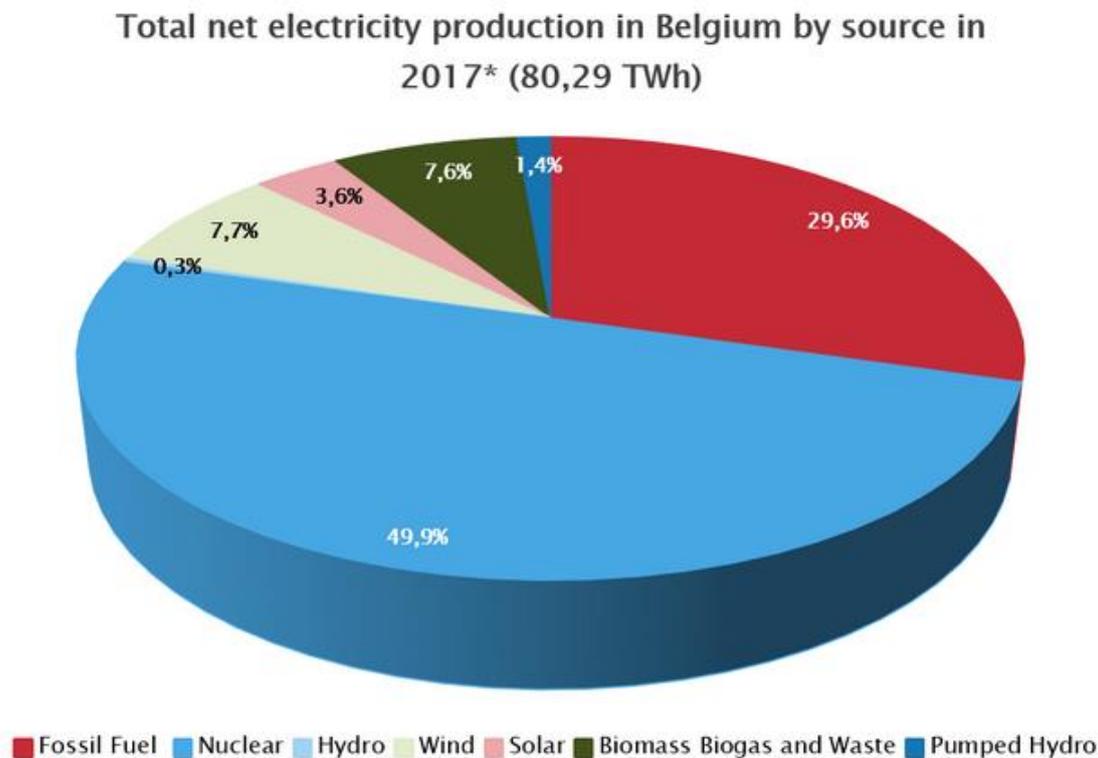


Figure 21: Répartition par type de source de la production électrique Belge en 2017 (febeg.be)

### 8.1.2 La filière photovoltaïque

Nous commencerons cette partie sur la filière photovoltaïque en rappelant ses principaux avantages. L’électricité PV est produite grâce à l’énergie du soleil, énergie dont dispose la terre de manière permanente et en immense quantité. La production de cette électricité se fait sans bruit et sans effluent (Ademe, 2017, p.7).

#### 8.1.2.1 La technologie photovoltaïque

Les panneaux solaires photovoltaïques sont des plaques de faible épaisseur, environ 2cm, généralement de couleur sombre, allant du bleu foncé au noir. Les panneaux peuvent être posés sur toutes sortes de toitures, sur des façades ou au sol. Les panneaux photovoltaïques fournissent une électricité en courant continu (CC) qui passe ensuite dans un onduleur pour sortir en courant alternatif (CA) et ainsi être utilisable directement, ou injecté sur le réseau. Dans certains cas comme dans l’industrie, l’électricité peut être utilisée directement en courant continu pour certaines machines, mais cela reste marginal. La fabrication des panneaux photovoltaïques nécessite une certaine quantité d’énergie. Une fois en fonctionnement, ils produiront eux-mêmes de l’énergie. Le temps que les panneaux aient fourni autant d’énergie que leur construction en a nécessité s’appelle le temps de retour énergétique. Cette notion est importante pour les énergies renouvelables car elle permet de juger de la rentabilité environnementale d’un système de production renouvelable. Pour les panneaux photovoltaïques posés en toiture à Bruxelles, ce temps de retour énergétique était en

2006 de 3.2ans en moyenne (IEA-PVPS & al, 2006, pp.8). Les panneaux ont une durée de vie de 25ans et sont à l'heure actuelle recyclable à 98% (Ademe, 2017, p.7).

Concernant leur fonctionnement, les panneaux sont constitués de cellules photovoltaïques, elles-mêmes constituées de silicium, un élément, naturellement présent sur terre, contenu dans le sable. Le silicium a la particularité d'être un semi-conducteur. Ce sont les cellules photovoltaïques, constituées d'un semi-conducteur, qui agissent en convertisseur. Elles transforment l'énergie solaire en énergie électrique. En effet, la lumière agite les électrons du silicium qui se mettent alors à circuler de la borne négative vers la borne positive, créant ainsi un courant électrique continu. Au fur et à mesure du temps les éléments s'oxydent et ainsi la productivité des panneaux diminue.

#### **8.1.2.2 Brèves description des unités utilisées**

Concernant les systèmes photovoltaïques, la puissance du générateur est exprimée en Watt-crête (Wc). Les Watt-crête correspondent à la puissance électrique maximale d'une cellule photovoltaïque dans les meilleures conditions d'usage, c'est-à-dire un capteur parfaitement orienté en direction du soleil et un ciel parfaitement dégagé. 1 kWc correspond à une production d'environ 950kWh/an en Belgique pour des panneaux orientés plein sud avec une orientation de 35° (Apere, 2017). Pour se faire une idée en termes de surface, l'Apere donne l'ordre de grandeur suivant : « Selon la technologie utilisée, on peut estimer qu'avec une surface de 10 m<sup>2</sup> (entre 800 et 2.100 kWc) on produit entre 760 et 2.000 kWh/an. » (Apere, 2017). L'IBGE donne quant à lui une fourchette plus petite et élevée dans la mesure où il envisage l'utilisation de technologies très performantes : « En Belgique, une installation haut rendement, exposée plein sud à 35° d'inclinaison et sans ombrages, produit entre 150 et 200 kWh par m<sup>2</sup> de panneaux par an. Ou en termes de puissance [...] elle produit de 900 à 1000 kWh par kWc chaque année. » (IBGE, 2017). Régis Lambert donne lui une moyenne pour la RBC de 760 kWh/kWc/an (Brugel, 2018).

#### **8.1.2.3 L'injection sur le réseau**

La littérature scientifique est unanime pour dire que le principal problème des énergies renouvelables est l'intermittence de la production (Ademe, 2017, pp.8). En effet, pour pouvoir se passer totalement des centrales nucléaires ou à énergies fossiles il faudrait pouvoir assurer une production d'électricité « verte » constante à travers, d'une part, les heures de la journée mais également, à travers, les périodes de l'année, ce qui n'est pas le cas à l'heure actuelle. Dans le cas du solaire PV, le problème est que la production est uniquement diurne avec un pic de production vers midi quand le soleil est au plus haut. Tous les acteurs du réseau s'accordent pour dire qu'il faut limiter les pics d'injections dû au solaire car ceux-ci ne correspondent en rien aux pics de consommation qui ont plutôt lieu le soir et le matin. L'autoconsommation collective apporte donc une réponse très intéressante à ce sujet car plus l'électricité produite est autoconsommée, moins elle est injectée sur le réseau et donc plus elle limite les pics d'injections (Bonnet, 2013, pp.20). Dans le graphique ci-dessous, nous pouvons voir que les deux pics de consommation ont lieu aux environs de 7h puis aux environs de 19h alors que la production d'électricité a lieu entre 9h et 18h. Sur le graphique, la partie en bleu foncé représente donc toute l'électricité qui est injectée sur le réseau. C'est à ce niveau-là qu'il est intéressant d'agir en essayant de lisser les injections au maximum.

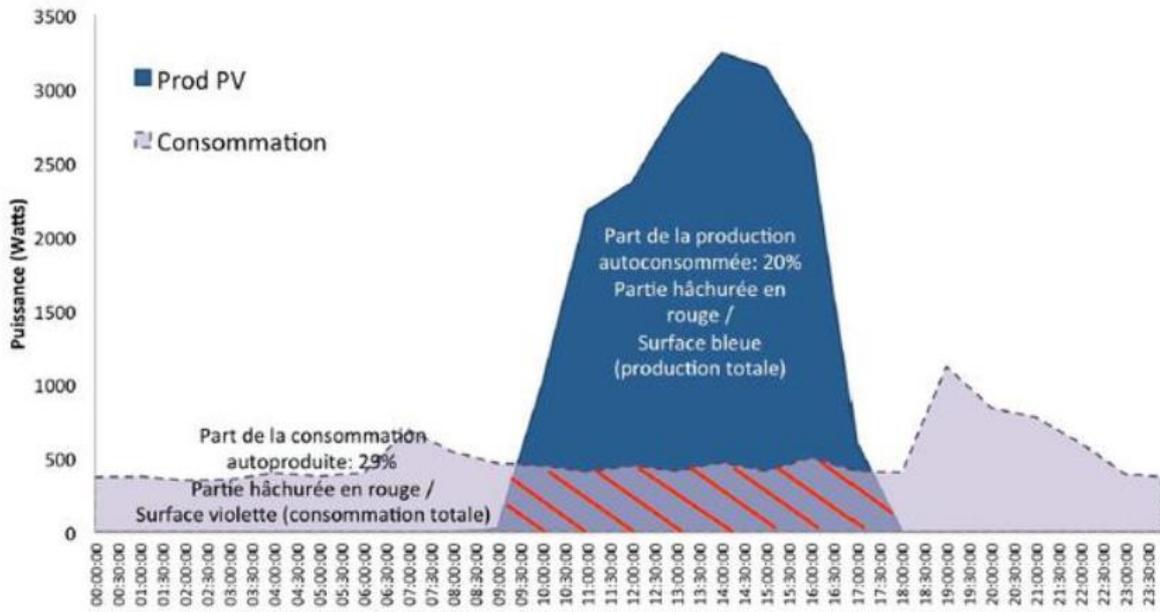


Figure 22: Profil de consommation et de production d'un ménage français moyen sur 24h (Rebenaque, 2017, p.4).

Nous profitons de ce schéma pour présenter deux notions très importantes pour la compréhension de l'autoconsommation. Ces deux notions sont des taux : le taux d'autoconsommation ( $T_{ac}$ ) et le taux d'autoproduction ( $T_{ap}$ ). Dans le schéma ci-dessus, le taux d'autoconsommation est appelé « Part de la production autoconsommée », c'est la partie hachurée en rouge divisée par la partie en bleu foncé. En effet, le taux d'autoconsommation est égal à la production consommée sur le site divisée par la production totale (Boyette & Chapon, 2016, p.9). Le taux d'autoproduction est, quant à lui, nommé « part de la consommation autoproduite », c'est la partie hachurée en rouge divisée par la partie bleue clair. En effet, le taux d'autoproduction est égal à la production consommée sur le site divisée par la consommation totale du site (op.cit.). Ces deux taux se retrouvent dans les documents issus de l'APERe (APERe, 2017) ci-dessous avec des données chiffrées pour illustrer les explications.

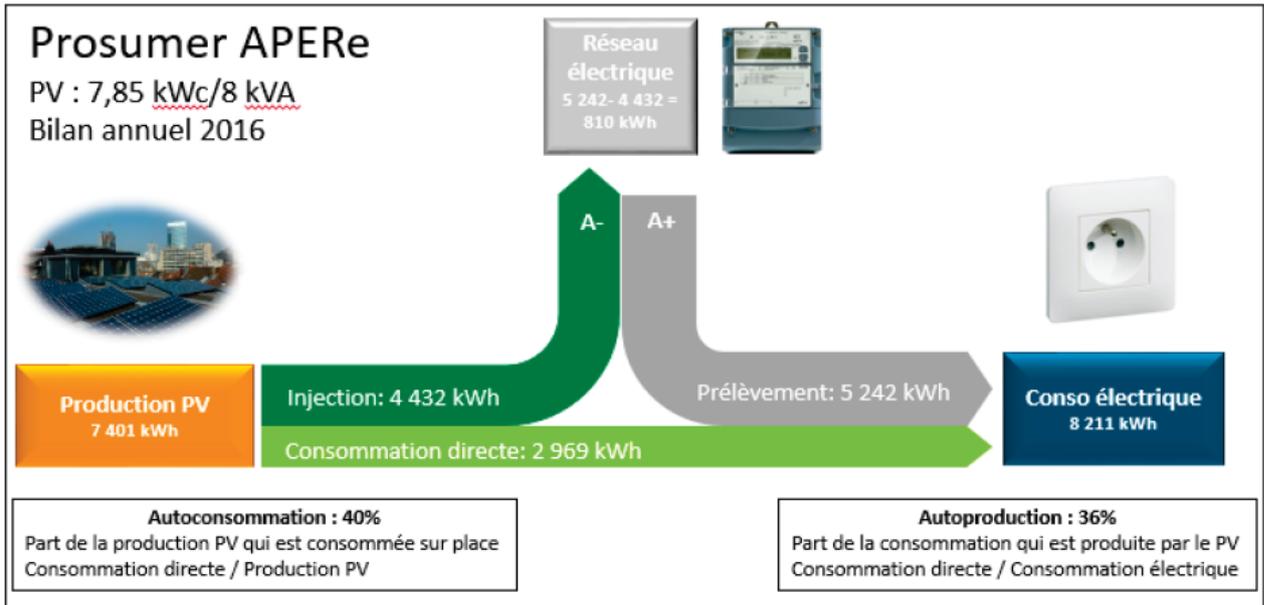


Figure 23: Schéma de production et consommation du prosumer APERe (APERe, 2017)

L'autre problème dû au solaire photovoltaïque est le fait que le réseau de distribution a été initialement dimensionné pour simplement distribuer l'électricité, autrement dit, pour qu'il n'y ait que du soutirage dessus en bout de ligne. Hors, à l'heure actuelle, 93% (Rebenaque, 2017, pp.8) de l'électricité photovoltaïque injectée sur le réseau l'est sur le réseau de distribution et non sur celui de transport. Ainsi, le réseau a besoin, dans certains cas, de renforcement des câbles pour pouvoir gérer la tension et la fréquence induite par l'addition de l'électricité injectée par les producteurs PV. Cela fait augmenter les frais des gestionnaires de réseau, qui répercutent donc les coûts sur l'ensemble des utilisateurs du réseau qui payent la distribution. Or, comme nous le verrons par la suite, les producteurs photovoltaïques ne participent pas comme ils le devraient au frais d'utilisation du réseau de distribution grâce au mécanisme de net-metering.

#### 8.1.2.4 La parité réseau

La parité réseau est le fait que le coût de l'électricité photovoltaïque soit égal au coût de l'électricité achetée auprès d'un fournisseur. Rebenaque la définit ainsi : « une situation où les coûts complets de production photovoltaïque sont égaux au prix de détail. » (2017, pp.6). Parité réseau et autoconsommation sont largement liées. En effet, dès lors que la parité réseau est atteinte puis dépassée il devient rentable économiquement de consommer sa propre électricité photovoltaïque sans le moindre subsidie. Quand la parité réseau est dépassée comme c'est le cas en Allemagne où l'électricité est nettement plus chère qu'en Belgique, les producteurs photovoltaïques ont donc intérêt à maximiser leur taux d'autoconsommation car c'est de cette manière qu'ils rentabilisent au mieux leur investissement dans l'installation PV.

#### 8.1.3 Mécanisme d'aide pour les « prossommateurs »

Un prossommateur est une personne physique ou morale qui est à la fois producteur d'électricité mais également consommateur. Dans le cas qui nous intéresse nous nous intéresserons

aux prossommateurs photovoltaïques, c'est-à-dire ceux qui produisent de l'électricité par le biais de panneaux photovoltaïques.

Le 31 Janvier 2003 est parue en Belgique la « Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité ». C'est à partir de ce moment que les politiques ont commencé à réfléchir à des mécanismes d'aide à l'implantation de panneaux solaires photovoltaïques (Dans, 2015, pp.25). Ainsi, en 2008, les premières mesures sont apparues, tant au niveau fédéral que régional et que communal. Jusqu'en 2013, une réduction d'impôts était octroyée au niveau fédéral pour certaines dépenses menant à des économies d'énergie telle que la pose de panneau photovoltaïque, mais cette aide a pris fin à partir de l'exercice fiscal de 2014. Sachant qu'il n'y a plus de mécanismes d'aide au niveau fédéral et que les mécanismes communaux sont rares et extrêmement divers, nous nous limiterons à la description des mécanismes d'aide au niveau de la RBC.

### **8.1.3.1 En Région Bruxelles-Capitale**

En RBC, il y a deux mécanismes de soutien principaux pour les prossommateurs. Le premier mécanisme de soutien au solaire PV est celui des certificats verts. Les certificats verts ont été lancés en suivant le modèle des certificats verts déjà en place au Royaume-Uni (Boccard & Gautier, 2015, pp.71). C'est le Brugel qui se charge d'octroyer des CV aux producteurs. Les CV sont octroyés pour une quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> économisé, c'est-à-dire non émise par rapport à une situation de référence. Pour l'électricité, la situation de référence est une « centrale turbine gaz vapeur (TGV) alimentée au gaz naturel avec un rendement ( $\eta$ ) de 55% » (IBGE, 2017, pp.1). Un CV correspond théoriquement à 217kg de CO<sub>2</sub> évité, mais en réalité un coefficient multiplicateur est ajouté en fonction de la technologie productrice. Dans le cas de l'électricité photovoltaïque, ce coefficient multiplicateur va de 1.65 à 1.32 en fonction de la puissance de l'installation. Ce qui au final 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. Les fournisseurs rachètent les CV afin de répondre à leurs obligations qui se traduisent par « un quota de certificats proportionnel à la quantité totale d'électricité (verte et grise) fournie à leurs clients » (Bruxelles environnement, 2015). Le prix des CV fluctue en fonction du marché c'est-à-dire en fonction de l'offre et de la demande. Fin 2017, comme nous pouvons le voir dans le graphique ci-dessous, les CV se vendaient entre 88€ et 91€/CV. Comme nous pouvons également le voir dans le schéma ci-dessous, le prix des CV est en augmentation depuis le quatrième trimestre de 2016, ce qui est le signe d'une diminution du nombre d'installations de systèmes photovoltaïques. Quoiqu'il en soit, Elia garantit un prix minimum de 65€/CV.

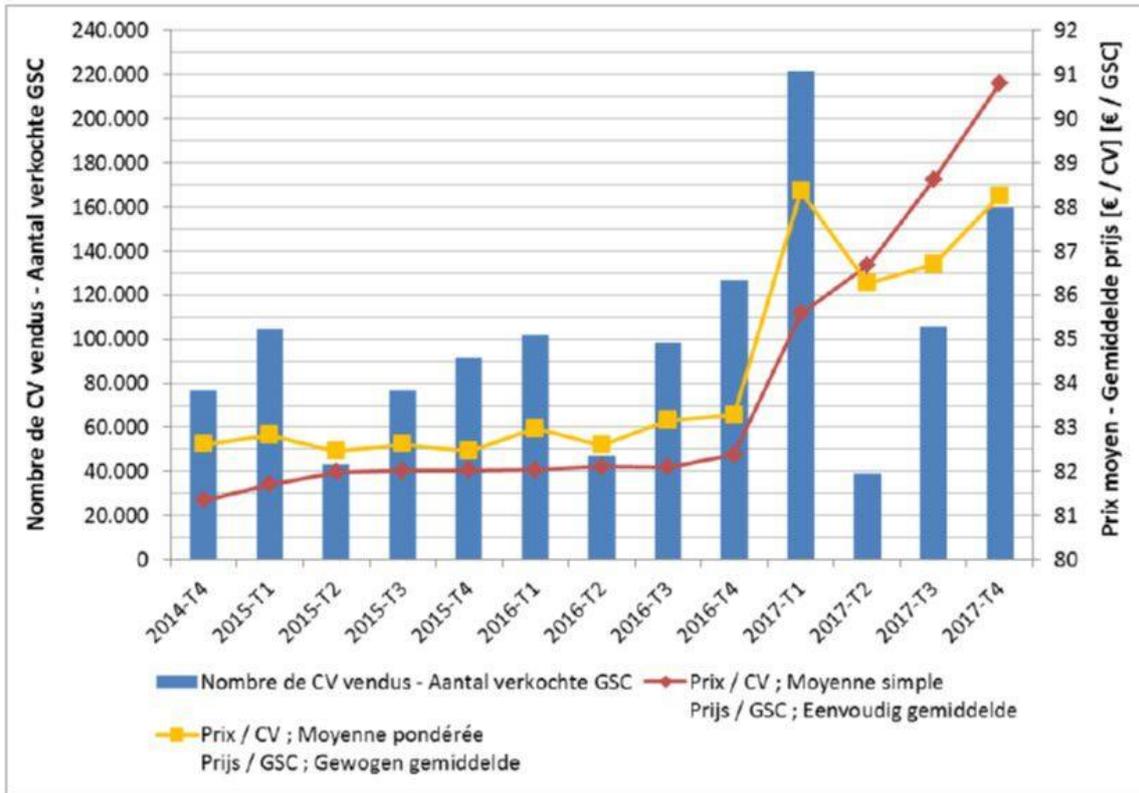


Figure 24: Graphique de l'évolution du prix des CV en RBC depuis 2014 (Brugel, 2018c).

Parallèlement à cela, il existe un second mécanisme, dit « mécanisme de compensation ». Ce mécanisme fait que toute l'électricité injectée sur le réseau par les prossommateurs est déduite de leur facture électrique. C'est ce que l'on appelle aussi le « net-metering » ou « compteur qui tourne à l'envers », même si dans la réalité ce n'est pas le cas puisque les prosumers bruxellois sont équipés d'un compteur double flux. Avec ce principe, toute l'électricité injectée sur le réseau sera déduite de la facture du prosumer. Ainsi la consommation que le prosumer doit payer est nettement inférieure à sa consommation réelle et la part de sa facture allant au transport et à la distribution sera nettement plus faible que ce qu'elle devrait être puisque cette part est proportionnelle à la consommation payée. C'est pour cette raison que les prossommateurs ne participent pas aux frais du réseau à la hauteur de ce qu'ils devraient. A noter que le principe de compensation n'est valable que pour les installations inférieures à 10kWc.

Enfin, un troisième moyen de valorisation existe, bien que beaucoup moins utilisé que les deux premiers. Ce troisième moyen de valorisation est la vente de l'électricité injectée auprès d'un fournisseur d'électricité. L'électricité est alors achetée au « prix de l'électricité pure » (Burgel, 2017) c'est-à-dire sans l'ensemble des taxes. Dans ce cas-là, l'électricité est donc vendue beaucoup moins chère qu'elle est achetée. Le prix d'achat avec les taxes étant d'environ 0.21€/kWh contre 0.04€/kWh pour le prix pur.

Le Brugel avait recommandé de faire payer aux prosumers le coût de la distribution sur l'ensemble des kWh soutirés pour ramener de l'équité dans la contribution à la distribution et pour favoriser l'autoconsommation. Ainsi, le gouvernement Bruxellois a dans un premier temps décidé de la fin du principe de compensation dès 2018 puis s'est ravisé sur les délais. A l'heure actuelle, la fin du mécanisme de compensation est prévue pour 2020.

### 8.1.3.2 *Modèle économique d'un Prossommateur*

Nous allons maintenant expliquer le modèle économique d'un prossommateur bruxellois. Pour ce faire nous reprenons les données fournis par l'APERe dans un article de M. Huart sur le site de Renouvelle (2017). Les données sont celles de l'année 2016. L'APERe dispose d'une installation de 7,85kWc qui a produit en un an 7 401kWh. Sur la même année, la consommation a été de 8 211kWh, dont 5 242 de prélèvement sur le réseau. L'APERe a autoconsommé 2 969 kWh et a injecté 4 432kWh sur le réseau. Cela donne donc un Tac de 40% et un Tap de 36%.

Financièrement, le mécanisme de compensation fait que l'APERe n'aura payé que 810 kWh. Au prix de l'électricité de 2016, cela revient à une économie de 1 450€. Parallèlement à cela, la production PV a engendré l'obtention de 29,6 CV qui ont rapporté en tout 2 650€. Au total, l'installation a donc rapporté 4 100€ en un an. Etant donné un investissement initial de 27 000 €, l'installation est économiquement rentable au bout de 6,5ans. Avec la fin du mécanisme de compensation et une électricité injecté valorisé à 0.03€/kWh, l'économie annuelle sur la facture passerait de 1 450€ à 720€/an. Cela donne donc une rentabilité économique non plus de 6.5 ans mais de 8 ans.

Imaginons maintenant que l'APERe fasse de l'autoconsommation collective. Pour simplifier les choses nous envisageons que tout ce qu'elle injectait auparavant (4 432kWh) est maintenant partagé avec ses voisins. Les acheteurs de cette électricité ne payant ni transport ni redevance régionale (utilisation rationnelle de l'énergie), cette baisse d'environ 10% de la facture (transport 7%, redevance 3%) est en partie répercutée sur le coût de l'énergie afin de mieux rétribuer la production PV. L'APERe reçoit donc non plus 0.03€/kWh mais 0.07€/kWh pour son électricité injectée et vendue à ses voisins. Ainsi l'économie sur la facture de l'APERe qui était passée de 1 450€ à 720€ avec la fin du mécanisme de compensation est maintenant de 890€ (dont 310€ de revente). Il s'agit ici d'approximations, mais cela permet, néanmoins, de comprendre que l'autoconsommation collective permet de limiter la perte de rendement économique liée à la fin du mécanisme de compensation tout en préservant la rentabilité de l'installation. Dans notre exemple, l'installation est désormais rentable en 7,5 ans contre 6,5 ans avec la compensation et 8 ans sans la compensation. Cela permet de mieux rémunérer le producteur PV par rapport à une vente directe à un fournisseur. Cela permet également à l'électricité autoproduite d'être très légèrement moins chère que l'électricité alloproduite pour les consommateurs participant à l'opération d'Acc. Il est également intéressant de noter que le coût des installations PV baissant continuellement, ces opérations seront de plus en plus rentables à la fois pour les producteurs PV et pour les consommateurs d'Acc.

## 8.2 ANNEXE 2 : RETRANSCRIPTION DES ENTRETIENS

Nous avons fait le choix de mettre en gras dans les entretiens les éléments que nous jugeons particulièrement pertinents pour la réalisation de ce mémoire.

### 8.2.1 Entretien Annabelle Jacquet

Entretien en date du 27 avril 2018 avec Madame Annabelle Jacquet, product Manager chez Total Gaz & Power Belgium. Elle a travaillé comme Directrice de Flexiris, département de Lampiris, chez Ores comme Administratrice et également en tant que Chef de cabinet adjointe – Énergie pour le ministre Jean-Marc Nollet. Madame Jacquet est présente en tant qu'experte du réseau électrique Bruxellois et de la question des énergies renouvelables.

1 *Pour commencer, j'aimerais savoir si vous avez déjà entendu parler de l'autoconsommation*  
2 *collective ?*

3 Oui, depuis de nombreuses années.

4 *D'accord. De manière assez générale, êtes-vous favorable à l'autoconsommation collective ?*

5 Ah oui, je trouve que c'est effectivement très intéressant. D'une manière générale je crois beaucoup  
6 dans la production de proximité et l'autoconsommation collective permet d'augmenter la rentabilité  
7 économique mais aussi techniquement l'efficacité d'un projet.

8 *D'accord.*

9 Maintenant ça doit se faire intelligemment et en bonne entente avec les acteurs du réseau.

10 *Très bien. J'ai étudié principalement les cas français et allemand et j'ai pu mettre en évidence un*  
11 *certain nombre de paramètres qui varient d'un cas à un autre. En France une opération d'Acc ne peut*  
12 *avoir lieu qu'avec des consommateurs et producteurs se situant en aval d'un même poste de*  
13 *transformation alors qu'en Allemagne, les opérations d'Acc ne peuvent avoir lieu que sur réseau privé*  
14 *et donc par exemple à l'intérieur d'un même bâtiment. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, à quel*  
15 *périmètre autoriseriez-vous l'Acc ?*

16 En fait, on est dans deux logiques et dans deux produits totalement différents. A l'échelle d'un  
17 immeuble on va vraiment avoir une Acc physique qui se révèle pour le gestionnaire de réseau  
18 comme étant de l'effacement de consommation. Ce sont des profils spécifiques de consommateurs  
19 pour l'électricité complémentaire de secours qui doivent être établis en bonne entente avec les  
20 gestionnaires de réseau mais à partir de là on a des profils de consommateurs qui vont peu  
21 consommer. A Bruxelles comme dans toute la Belgique on a une réflexion pour évoluer vers des  
22 tarifs de puissance sur la tarification de l'électricité qui peuvent donner des réponses par rapport à la  
23 solidarité sur le réseau, donc qui ne sont pas inintéressant, qui doivent encore être travaillés, affinés  
24 et aussi qui peuvent être combinés avec un time fuse, c'est-à-dire des tarifs différentiels selon le  
25 moment de la consommation. Donc on aura alors un modèle d'Acc à l'échelle d'un bâtiment avec

26 une tarification adaptée pour garder quand même la solidarité sur le réseau, mais, ce qui n'efface  
 27 pas néanmoins l'avantage de l'autoconsommation. Parce qu'il faut quand même en tirer un avantage  
 28 sinon on ne peut pas en faire évoluer le modèle. Donc voilà, ça c'est un modèle qui tient très bien la  
 29 route et qui me semble, moi, comme absolument évident de devoir être promu. Ça n'empêche pas  
 30 que, l'autre modèle qui est beaucoup plus, large au niveau du public cible, heu, de l'accessibilité on  
 31 va dire, pour moi n'est pas exclusif. Et l'autre modèle, on est ici dans du peer-to-peer virtuel. Ce qui  
 32 n'est pas du tout le réseau privé physique quoi, c'est vraiment un modèle différent. **Et pour moi, le**  
 33 **peer-to-peer virtuel tel qu'il est fait en France devrait aussi être fait.** Pourquoi ? Bein parce que  
 34 tout simplement d'abord pour une question d'accès à l'énergie, tout le monde n'a pas un immeuble  
 35 capable de... et puis si moi je suis locataire dans un immeuble où on pourrait le faire mais que  
 36 l'assemblée générale des propriétaires décide de ne pas mettre de capteurs alors non je ne peux pas.  
 37 Donc, d'un point de vue social et d'évolution sociétale je trouve que les deux modèles ont leurs  
 38 raisons d'être, mais par contre on ne peut pas appliquer les mêmes règles à l'un et à l'autre. Le peer-  
 39 to-peer virtuel, je pense qu'il faut le permettre, mais **dans le peer-to-peer virtuel on va avoir des**  
 40 **impacts beaucoup plus forts au niveau du réseau et donc une analyse d'obstacle qui va être fort**  
 41 **différente et qui est peut-être moins évidente que dans un cas d'Acc physique on va dire.** Je pense  
 42 néanmoins qu'il y a vraiment un rôle là aussi, tarifaire, pour rendre ça possible, ce peer-to-peer  
 43 virtuel, et avec sans doute à ce niveau-là un rôle de fournisseur d'énergie plus grand. Autant dans le  
 44 premier cas (réseau privé) si le gestionnaire de réseau établit des courbes de charges des  
 45 consommateurs et des tarifications adaptées on peut imaginer que ça se fasse à l'intérieur d'un  
 46 immeuble assez librement. **Le peer-to-peer, par contre, collectif, la vente en peer-to-peer avec**  
 47 **autoconsommation, là je crois qu'il faut un fournisseur ou si pas un fournisseur, un responsable**  
 48 **d'accès, responsable d'équilibre et donc finalement les mêmes agréments que ceux d'un**  
 49 **fournisseur pour pouvoir le faire.** Mais actuellement on ne peut pas encore le faire parce qu'il y a  
 50 trop d'éléments tarifaires qui ne le permettent pas, notamment le fait d'avoir des courbes de  
 51 consommation forcée au niveau des clients. On ne peut pas tenir compte d'une production externe  
 52 dans les courbes de consommation des clients résidentiels. Mais ça, dans un cas comme dans l'autre  
 53 pour moi c'est un gros blocage. Longue réponse mais j'ai dû aborder plusieurs points.

54 *Vu que vous avez parlé du cadre tarifaire nous allons continuer dans ce thème. Dans le cas Allemand,*  
 55 *l'électricité qui est autoconsommée est subventionnée auprès du producteur afin que celui-ci la vende*  
 56 *10% moins cher que le prix du marché. Pensez-vous qu'il est judicieux de faire une telle mesure en*  
 57 *RBC ?*

58 Si l'on est dans un modèle peer-to-peer d'autoconsommation, logiquement, l'investisseur est le  
 59 producteur qui consomme. Or pour le moment les productions renouvelables font l'objet de  
 60 soutiens, de soutiens qui sont adaptés, qui sont réduits, selon la région, et qui à Bruxelles en tout cas  
 61 sont fort intéressants. Je ne pense pas qu'il soit nécessaire de rajouter une couche de subsides et à la  
 62 limite **je n'y serai même pas favorable car l'on crée des dépendances. Par contre je crois qu'il faut**  
 63 **plutôt enlever des couches d'obstacles** plutôt que de rajouter une couche de subsides pour payer  
 64 quoi ? Pour payer finalement des difficultés qui sont créés par nous-mêmes. Il y a moyen de  
 65 simplifier les choses pour rendre l'opération intéressante **sachant que des productions**  
 66 **renouvelables qui s'installent il y en a, en autoconsommation simple donc il faudrait juste que ça**

67 **ne soit pas plus cher de faire du collectif que du simple.** Et à ce moment-là, le consommateur, ses  
 68 10% viennent tout simplement de la rentabilité de son installation de production. Donc  
 69 établissement d'un cercle vertueux par la simplification administrative, par une tarification adaptée,  
 70 qui elle, soit éventuellement incitative, oui, mais ne pas mettre de l'argent public ou de l'argent  
 71 d'autres consommateurs, ça crée plus de problèmes qu'autre chose.

72 *D'accord. Alors en France, l'un des gros questionnements est de savoir dans quelle mesure les*  
 73 *autoconsommateurs doivent-ils participer au financement du réseau à travers le tarif d'utilisation du*  
 74 *réseau public d'électricité dans la mesure où l'électricité autoconsommée peut transiter par le réseau*  
 75 *de distribution. Si l'on imagine le même type de système d'Acc en RBC qu'en France quelle serait votre*  
 76 *avis sur le sujet ?*

77 D'abord je voudrais rappeler quelque chose de fondamental, c'est que **d'avoir un bon réseau de**  
 78 **distribution c'est un joyau, c'est un progrès indéniable.** Quand l'on regarde les pays en  
 79 développement, un des critères de développement est le fait d'avoir un réseau électrique qui  
 80 fonctionne bien. Quand on a des poches de régions non raccordées au réseau, bein, c'est plus  
 81 complexe. Donc voilà, ça c'est quand même un premier point c'est de se souvenir de ça. Alors on  
 82 pourrait avoir des dérives, que l'on observe déjà un petit peu, une dérive, une tendance surtout qui  
 83 correspond assez bien à l'évolution culturelle, je trouve, de notre époque où c'est un peu du chacun  
 84 pour soi, où les gens n'ont plus envie de payer une facture de réseau qui est un peu devenue une  
 85 deuxième fiche d'impôt. Avec le nombre de trucs que l'on met dessus il y a là aussi de quoi écrire  
 86 dessus. Ceci étant, **se désolidariser du réseau, pour moi c'est un retour en arrière,** ce n'est pas une  
 87 évolution positive parce que le réseau est une très bonne chose. Par contre, **deux réflexions à**  
 88 **conduire : un, arrêter de faire du réseau une deuxième fiche d'impôt parce que ça donne vraiment**  
 89 **aux gens envie de partir et deux, garder quand même un avantage des productions locales parce il**  
 90 **y a aussi un avantage pour la collectivité à avoir des productions locales qui sont consommées**  
 91 **localement.** Il y a besoin de moins de câbles, de câbles qui vont être mieux utilisés, une efficience qui  
 92 va augmenter sur le réseau. **Ces avantages là ils doivent être reconnus et quelque part valorisés et**  
 93 **donc faire payer les tarifs réseau à quelqu'un qui a une autoconsommation, qu'elle soit physique**  
 94 **ou qu'elle soit collective via le réseau en peer-to-peer. Que ce soit un cas ou l'autre, lui faire payer**  
 95 **des tarifs réseau exactement comme s'il n'avait rien ce n'est pas normal.** Ce sont des gens qui  
 96 investissent, ils ont décidé de placer leur argent, là plutôt qu'ailleurs, heu, et bien c'est logique qu'il y  
 97 ait un retour et ils apportent quelque chose dans le réseau, que ce soit de la stabilité dans la  
 98 production, dans la consommation. Donc ce sont des avantages dont il doit être tenu compte au  
 99 niveau sociétal, donc une tarification adaptée. Une tarification adaptée cela ne veut pas dire : pas de  
 100 tarification. Il y a une solidarité à avoir sur une série de postes de facture, de nouveau, de payer les  
 101 frais de réseau qui est logique. Vu que l'on emploie par ailleurs la facture comme feuille d'impôt il y a  
 102 des trucs, il est normal que ça soit porté par tout le monde et pas seulement par certains. Mais, ce  
 103 qui, je pense, serait mieux, ça serait de le sortir de la facture d'électricité, par exemple je ne trouve  
 104 pas normal que l'éclairage public soit payé par la facture d'électricité. Mais bref, c'est un avis  
 105 politique, c'est au pouvoir public d'estimer les choses et non de mon ressort. **Mon avis est que**  
 106 **plutôt que de donner des subsides en plus, donner une forme d'incitation tarifaire me paraît plus**  
 107 **intelligent** en tenant compte du bénéfice, des charges, en ayant une approche très pragmatique, de

108 se dire : on va faire quelque chose pour que les gens n'aient pas envie de mettre des batteries, de se  
 109 désolidariser du réseau parce que ce n'est pas optimal. C'est bien qu'ils mettent des batteries, mais  
 110 qu'ils offrent avec ces batteries des services au réseau c'est encore gagnant-gagnant. Il faut que les  
 111 gens se disent : on va faire quelque chose pour nous et en plus cela va profiter à la collectivité et tout  
 112 le monde est content parce que nous ça nous permet d'être encore plus intéressant dans notre  
 113 business case et la collectivité y gagne parce qu'on va lui apporter des services et on va quand même  
 114 malgré tout supporter une partie de la solidarité mais peut-être pas de la même manière que  
 115 n'importe qui d'autre.

116 *Très bien. Et donc, dans la même logique, est-ce que les kWh autoconsommés doivent être soumis à*  
 117 *la redevance régionale qui sert entre autre à la gestion les certificats verts ?*

118 Même réponse. J'ai envie de dire même réponse. Si les kWh autoconsommés sont des kWh vert alors  
 119 il y a un cercle vertueux. C'est une discussion qui existe depuis qu'il existe des certificats verts. Savoir  
 120 si les consommations renouvelables doivent supporter les certificats verts. Il y a quelque chose d'un  
 121 peu étrange de dire : on va vous aider mais on va reprendre directement une partie. Mais d'un autre  
 122 côté si on veut aller à terme vers du 100% renouvelables, même si c'est pour l'instant un cas de  
 123 figure tout à fait théorique, quelque part ben en théorie les certificats verts ils vont continuer à être  
 124 supportés par certains et donc, si on veut atteindre un jour le 100% renouvelable il restera des CV  
 125 puisque ce sont des aides à la production mais, en fait, qui permettent des investissements. Je pense  
 126 que ça c'est vraiment une question politico-philosophique. Je trouve que le tarif de puissance avec  
 127 intelligence, c'est-à-dire celui qui considère le moment auquel on injecte, le moment auquel on  
 128 consomme c'est une réponse intelligente à ça, à ce genre de question-là.

129 *Je vais maintenant poser des questions concernant la répartition de la production entre les différents*  
 130 *consommateurs. Sur quel pas de temps doit-on, selon vous, calculer l'autoconsommation ?*

131 En fait, il faut différencier l'enregistrement d'une donnée de sa consommation. En Belgique on a des  
 132 compteurs quarts horaires que je trouve parfaits pour ce genre d'opération. Par contre, à moins  
 133 qu'on ait des tarifs intelligents avec « time-of-use », auquel cas la communication de l'information  
 134 doit se faire aussi à un pas quart horaire, sinon on peut envoyer les informations si c'est juste à des  
 135 fins de facturations, une fois par jour, heu, enfin on peut envoyer les informations de façon massive,  
 136 réduire les frais de communication en n'envoyant pas en flux continu les informations. Pour  
 137 répondre à la question : à quel pas ? Ça dépend de ce qu'on en fait, **si on veut rendre des services au**  
 138 **réseau ou faire du « time-of-use » ben il faut que ce soit de la communication continue et au quart**  
 139 **horaire je trouve ça logique.** Si ce n'est pas dans le cadre du service réseau, si on est sur quelque  
 140 chose qui est déjà à la base en autoconsommation physique sur un bâtiment en aval du compteur et  
 141 qui se révèle être comme de l'effacement, peut-être que le quart horaire c'est un canon pour une  
 142 mouche, enfin ce n'est peut-être pas nécessaire ou alors on fait du quart horaire, mais est-ce qu'il  
 143 faut vraiment transmettre les données tout le temps ? Honnêtement je ne suis pas qualifiée pour  
 144 répondre complètement à la question. En tout cas je vois ces deux cas de figure différents.

145 *Alors, en France, producteurs et consommateurs doivent s'unir au sein d'une personne morale pour*  
 146 *décider des pourcentages par foyer de la répartition de l'autoconsommation. Pensez-vous que ce*

147  *système est le plus judicieux ou qu'il faudrait plutôt un système de répartition proportionnelle aux*  
 148  *consommations ou un autre système... ?*

149 Moi je trouverais ça plus logique ou en tout cas plus simple d'un point de vu fournisseur. Le  
 150 fournisseur il doit se sourcer, les prix de l'électricité ils évoluent tous les jours. Le jour où le  
 151 fournisseur vend un contrat d'électricité sur un, deux ou trois ans ben ce jour-là, il doit acheter un,  
 152 deux ou trois ans d'électricité au prix auquel il l'a vendu moins sa marge donc si il ne source que 10%  
 153 en se disant : « ben il y a de l'autoconsommation, je vais sourcer que 10% des besoins d'un client  
 154 normal » et que finalement ben non il va en consommer 50% parce que en fait son voisin a  
 155 consommé vraiment beaucoup et qu'il n'y avait plus assez... Enfin, c'est vraiment très compliqué  
 156 quoi, c'est un peu la jungle. Moi ça me semble compliqué au niveau du sourcing. Le sourcing c'est  
 157 compliqué. Dans ce cas-là, si ça devient une part importante du portefeuille d'un fournisseur, il va  
 158 devoir edger son risque de manière telle qu'il n'y aura rien de rentable dans l'opération. On va  
 159 manger tout le profit de l'opération par du edging de risque. Donc, de nouveau, c'est du  
 160 brainstorming mais je me dis que ça serait peut-être préférable à ce moment-là, pas forcément de  
 161 créer une personne morale, mais enfin c'est peut-être plus facile, mais c'est de nouveau de la  
 162 bureaucratie, administration etc **Le problème est que l'Europe impose la liberté du choix du**  
 163 **fournisseur mais quand on est dans ce genre de configuration, d'Acc, quelque part ce serait**  
 164 **logique d'avoir aussi un contrat de fourniture d'électricité collectif.** Parce qu'à ce moment-là on se  
 165 simplifie déjà la lisibilité du client pour le fournisseur et donc ben, si on a un client plus lisible en  
 166 terme de consommation, de comportement de consommation on peut mieux le sourcer et donc le  
 167 sourcer à un meilleur prix et donc avoir moins de prime de risque et donc avoir une opération qui est  
 168 plus rentable pour tout le monde. Ça fait peut-être plus de bénéfices pour le fournisseur mais  
 169 comme on est dans un marché hyper concurrentiel, ces bénéfices ils vont vite être répartis vers le  
 170 consommateur puisque d'autres fournisseurs vont venir avec une moindre marge. Le business case  
 171 sera plus profitable et cette profitabilité augmentée, elle va retourner vers le consommateur final. **Il**  
 172 **faut vérifier si la réglementation européenne le permet mais peut-être qu'avec la création d'une**  
 173 **personne morale oui puisque cette personne morale peut décider d'aller vers tel fournisseur.**

174  *D'accord, merci. Alors une nouvelle question. Est-ce que vous pensez qu'il faut limiter la puissance des*  
 175  *installations photovoltaïques pratiquant l'autoconsommation collective ? Par exemple en Allemagne*  
 176  *ils limitent à 100kWc.*

177 **Oui mais c'est parce qu'ils donnent une prime donc s'il n'y a pas de subsides je ne vois pas**  
 178 **pourquoi il faudrait limiter. Je pense qu'il ne faut pas de subsides, il faut des incitants tarifaires.**

179  *Alors, en Italie, la vente d'électricité entre un producteur et un consommateur ne peut se faire que sur*  
 180  *réseau privé quand bien même il existe un réseau public. Que pensez-vous de cela ?*

181 Je ne suis vraiment pas favorable parce que c'est un non-sens. A terme, si l'on imagine que ça prend  
 182 bien, on va avoir un double réseau. **Si on est dans un monopole de fait pour les réseaux de**  
 183 **distribution c'est parce que c'est aberrant de faire autrement.** Il faut inciter à utiliser le réseau  
 184 public, si c'est plus intéressant par le réseau et que c'est plus facile : qui aurait envie de creuser des  
 185 tranchées ? D'aller demander des permis d'environnement ? Personne. Il ne faut pas créer une  
 186 obligation (d'utiliser le réseau public) en tant que tel parce qu'on n'arrivera jamais à penser à toute

187 les situations et tous les cas de figures, on peut se retrouver dans une situation où pour telle ou telle  
188 raison ça peut se retrouver plus logique de le faire autrement.

189 *D'accord, j'en ai fini avec les questions précises. Avez-vous d'autres recommandations qui vous*  
190 *viennent à l'esprit afin de permettre un développement harmonieux de l'Acc ?*

191 C'est de passer à une tarification intelligente. Free the consumer, free the prosumer ! Permettez-leur  
192 de consommer intelligemment avec le réseau. Il faut libérer le consommateur particulier en  
193 permettant des modèles un peu plus évolués. Et bien sûr en faisant ça calmement et de façon  
194 mesurée et régulée. Il ne faut pas que ça devienne la jungle.

195 [...]

196 *Merci beaucoup pour toutes ces réponses enrichissantes.*

S'agissant du premier entretien, nous avons mal formulé la question concernant les compteurs communicants. La réponse qui n'est pas exploitable ne figure pas dans la retranscription.

### 8.2.2 Entretien Arnaud Latiers

Entretien en date du 4 mai 2018 avec Monsieur Arnaud Latiers, Ingénieur civil électromécanicien, travaille comme agrégateur chez Actility, chercheur à l'UCL.

*Tout d'abord je présente les cas français et allemand d'autoconsommation collective. Mes explications sont accompagnées des schémas de raccordement électrique présents dans la partie 1 du mémoire. Puis nous commençons les questions.*

1 *De manière générale semblez-vous d'accord avec le développement de l'autoconsommation*  
2 *collective ?*

3 Je pense que oui et je pense aussi qu'il y a un intérêt à ne pas faire que cela parce que si tu ne fais  
4 que ça et que tu n'intègres pas l'information qui vient de l'extérieur, ça c'est un danger à très long  
5 terme, potentiellement. Parce qu'il y a quand même un intérêt à coupler les besoins entre des profils  
6 d'utilisation. Par exemple quand tu reviens du travail, forcément, tu vas consommer chez toi et  
7 quand tu es au travail tu vas consommer au travail et il y a une espèce de complémentarité entre ce  
8 que tu consommes au bureau ou à l'usine et chez toi. Ça veut dire qu'il y a un intérêt à garder des  
9 câbles entre ces gens et ça serait dommage par exemple à très long terme de se baser uniquement  
10 sur du stockage local dans les deux cas pour essayer de faire fluctuer les choses, ça vaut peut-être la  
11 peine de garder quand même une ligne qui dit que ton panneau solaire à la maison peut amener ton  
12 énergie solaire jusqu'au bureau et inversement.

13 *Donc il ne faut pas que ça dérive en réseau fermé ?*

14 Ben oui ! Je pense que ça c'est important. Maintenant, sans doute que le challenge ça va être de  
15 déterminer à quel degré tu donnes quoi ? Quel incitant tu donnes pour avoir un peu de stockage  
16 local ? Mais quel incitant tu donnes aussi à garder une connexion réseau ? Il va y avoir des choses  
17 compliquées dans le future. Quand ces réseaux-là vont être soumis aux mêmes aléas climatiques  
18 longtemps, par exemple il y a beaucoup d'heures avec soleil ou beaucoup d'heures sans soleil. Dans  
19 les transitions tous ces réseaux-là vont être dans le même état et donc, potentiellement, ils vont tous  
20 avoir besoin d'énergie en même temps. On va avoir des gros problèmes de synchronisme entre les  
21 besoins. Et du coup : Comment tu peux changer ça ? Tu surinvestis éventuellement dans du stockage,  
22 t'as vraiment une puissance installée plus grande ce qui fait que environnementalement ce n'est  
23 peut-être pas idéal. Le compromis ne va vraiment pas être évident. Pour ce que je sais il n'y a pas de  
24 solutions toute faites, ça va être un mix entre énormément de dimensions différentes.

25 *D'accord. Alors en France, producteurs et consommateurs doivent s'unir au sein d'une personne*  
26 *morale, pensez-vous qu'il faille faire pareil en RBC ? Est-ce que l'on considère que c'est quelque chose*  
27 *de positif ou à l'inverse on se dit que ça va être une charge administrative en plus ?*

28 Hum, il va y avoir des tensions ! Pour moi c'est une très bonne idée, faut le faire sans doute. Sans  
29 doute, l'alléger, ça c'est super important. Il y aura une tension de base, c'est que, heu, il va toujours y  
30 avoir trop de consommateurs ou trop de producteurs. Ça va être très probable qu'il y ait toujours  
31 plus l'un que l'autre. Ça veut dire que ça va sûrement être difficile de trouver des bons accords entre

32 ces gens puisqu'il y aura toujours un déséquilibre dans chaque poche locale. Du coup en termes de  
 33 dynamique ça risque d'être un peu lent au niveau de la mise en place, ce n'est pas forcément un  
 34 frein si on voit quelque chose à long terme. Il faut savoir qu'en parallèle de cela il y aura des forces  
 35 de marché qui auront un impact à mon avis très rapide et beaucoup plus dynamique, qui seront liées  
 36 sûrement à ce que l'Europe va décider sur ce genre de question et donc tu vas avoir des forces un  
 37 petit peu, qui vont se battre entre elles, sur à quelle vitesse on va accéder au client ? Et à quelle  
 38 vitesse les petites entités vont s'organiser entre elles ? **Donc je crois que ça serait une valeur ajoutée**  
 39 **de trouver une forme juridique qui aille vite ou qui soit simple. Pas trop de paperasse ou quelque**  
 40 **chose comme ça.** Je ne suis pas juriste donc je laisse votre créativité faire le reste.

41 *Sur quel périmètre une opération d'Acc doit pouvoir avoir lieu ? Au niveau d'un bâtiment ? D'une*  
 42 *rue ? En aval d'un poste de transformation ? Au niveau de la région (Sibelga) ?*

43 Il y a plusieurs éléments pour répondre. Il y en a un qui va être technique, heu, Sibelga, ils vont avoir  
 44 des intérêts quand même à diminuer la production ou la surconsommation dans leurs poches du  
 45 réseau local, donc sur un « feeder », comme on dit, donc sur une rue. **Ils (sibelga) vont avoir un**  
 46 **premier intérêt à faire attention à ce qui se passe dans la rue. Ça va leur permettre deux choses :**  
 47 **c'est de stabiliser la tension tout au long de la ligne mais aussi de faire attention aux flux entrants**  
 48 **et sortants au sein du transformateur, également aussi à rééquilibrer les différentes phases. Un**  
 49 **des plus gros challenge dans ça, à mon avis, pour les réseaux de distribution ça va être l'équilibrage**  
 50 **des phases.** Puisque ça va pousser à priori à encore d'avantage de solaire, ça veut dire que  
 51 dépendamment de comment ils sont raccordés, soit sur une, soit sur trois phases et dépendamment  
 52 comment les autres maisons sont raccordées là où les consommateurs sont. Donc, pour donner des  
 53 bêtes exemples une machine à laver c'est en général sur une phase, parfois une pompe à chaleur  
 54 c'est sur une seule phase mais souvent c'est sur trois donc là ça va, souvent un panneau solaire c'est  
 55 sur une phase, parfois sur deux, je n'ai pas trop de connaissance à Bruxelles, mais en tout cas en  
 56 Flandre je connais des exemples où c'est seulement sur une phase. Et ça, ça pose des problèmes de  
 57 déséquilibre parce que t'as beaucoup de productions sur certaines phases et t'as beaucoup de  
 58 consommations sur d'autres. Ensemble c'est bien, mais du point de vue du réseau qui est triphasé ce  
 59 n'est pas bon quoi, ça lui fait mal d'être tirailé d'un côté par de la consommation et de l'autre par la  
 60 production, ça crée des grosses distorsions de tension, donc des problèmes de qualité de puissances.  
 61 Donc tout ça pour dire qu'en fonction de tous ces critères techniques là il va déjà y avoir un premier  
 62 choix qui va être intéressant et qui va être, si tu veux, lié à ce que le GRD fait habituellement.  
 63 Comment il s'est organisé, comment il a connecté habituellement le solaire. Ça c'est un premier  
 64 point. Le deuxième point, plus du côté organisationnel, limité à une rue ben ça va te limiter à la rue,  
 65 donc ça ne va peut-être pas aller très vite. **Là où tu as quand même un vrai incitant, surtout avec les**  
 66 **transformateurs qu'il y a, c'est quand même des belles machines aussi. Donc autant en profiter, si**  
 67 **tu peux vendre à la rue voisine, ça serait cool de pouvoir le faire.** Par rapport à un GRD dans sa  
 68 globalité, je crois que ça pourrait être intéressant, ça peut même être couplé à des histoires de  
 69 pertes. Ce qui est sourcé localement ça peut être valorisé comme ça, là aussi il y a moyen d'être  
 70 créatif.

71 *Faut-il, selon vous, limiter la puissance électrique des installations participant à une opération*  
 72 *d'autoconsommation collective?*

73 **Ça peut être intéressant de demander à Sibelga dans leur rue ou dans les feeders quelle est la**  
74 **puissance installée totale ? Quelle est la puissance de connexion au niveau du transformateur?**  
75 Parce que ça peut varier. Parce que pour une maison, si je ne me trompe pas, tu comptes autour de 3  
76 kW moyen donc quand tu en as 10 tu sais qu'ensemble elles ne vont pas avoir beaucoup de chances  
77 de consommer 30kW ensemble. Il y a une espèce de ratio. Elles, elles peuvent consommer  
78 individuellement jusqu'à une dizaine, une vingtaine de kW, mais elles ne vont jamais consommer  
79 ensemble toute 20. Il y a des facteurs où ils allouent par maison une quantité de puissance et donc ils  
80 savent sur la rue quel va être le pic de puissance. Du coup, ça peut aider à évaluer... mais alors pour  
81 un bâtiment ça ne me paraît pas étonnant 100kW...

82 *Ok. Alors maintenant j'ai des questions concernant le cadre tarifaire. Les kWh autoconsommés*  
83 *doivent-ils être soumis à la redevance régionale finançant la gestion des certificats verts ?*

84 **A mon avis, sur la partie qu'ils ont autoconsommée, non ! Peut-être que sur le reste oui. Là c'est**  
85 **l'essence même de ce qu'il faudrait faire idéalement, t'as consommé au moment où c'est produit,**  
86 **là où c'est produit. Franchement on peut se dire que tu as fait ton job quoi. Je pense. Ce n'est pas**  
87 **cette partie-là qui demande un financement, qui a une externalité, là tu internalises assez bien le**  
88 **problème énergétique.** Sur le reste (partie fournisseur) sûrement qu'il faudrait continuer à payer,  
89 c'est intéressant de garder un différentiel de prix évidemment. Si tu as des taxes sur ce que tu  
90 n'autoconsommes pas, c'est cool parce que tu auras tendance à autoconsommer.

91 *La question suivante découle du cas allemand. Est-ce que la région doit subventionner le ou les*  
92 *producteurs pour qu'ils vendent leur électricité moins chère que le prix du marché ?*

93 Moi je dirai que non ! J'aurai tendance à dire qu'il ne faut pas subventionner mais que le business  
94 case doit naître de lui-même.

95 *D'accord maintenant prenons le cas français avec de l'électricité qui va transiter sur le réseau de*  
96 *distribution. Dans ce cas-là, les consommateurs doivent-ils payer le tarif d'utilisation du réseau public*  
97 *d'électricité ?*

98 **Oui, alors, il ne faut pas externaliser les coûts nécessairement. A long terme si nous voulons que**  
99 **tout le monde le fasse il faut internaliser directement ces coûts-là. C'est un subside déguisé si on**  
100 **ne le met pas je pense.** Maintenant, sans doute qu'il faut adapter le coût à ce que cela coûte  
101 vraiment sur cette ligne là et pas forcément sur tout le réseau amont quoi. Ça, ça pourrait être pas  
102 mal. Il y a quand même sûrement moins de frais dans la mesure où tu as soutiré dans la rue et pas  
103 au-dessus, ni de transport ni de la distribution moyenne tension.

104 *D'accord. A quel tarif doit être racheté l'électricité excédentaire injectée sur le réseau ? À un tarif*  
105 *supérieur, inférieur ou égal au prix de vente de l'électricité ?*

106 Je crois qu'à un tarif inférieur au prix de vente c'est mieux, et que c'est celui qui le rachète qui doit  
107 payer l'utilisation du réseau sur ça (kWh injecté) à toi. Parce que sinon tu payes deux fois... Mais en  
108 soit, tu pourrais dire que tu payes deux fois le réseau à chaque fois qu'on l'utilise en disant celui qui  
109 met sur le réseau il paye et celui qui rachète il paye parce que ça va créer encore plus d'incitation à ne

110 pas l'utiliser. A mon avis philosophiquement ça peut se justifier mais à nouveau c'est des histoires de  
111 chiffres.

112 *Alors au niveau de la répartition de l'autoconsommation maintenant et des systèmes de comptage.*  
113 *Comme nous en avons parlé, en France, il y a le système de pourcentage appelé clef de répartition*  
114 *mais on pourrait imaginer un système de répartition proportionnelle à la consommation ou bien*  
115 *encore un système égalitaire où chacun aurait le droit à la même quantité de kWh pour chaque*  
116 *période de temps. Selon vous quel est la meilleure méthode de répartition ?*

117 C'est vraiment hyper intéressant parce qu'en fait je n'ai jamais vraiment réfléchi à ça et je vois les  
118 conflits que ça peut créer. Si nous trouvons la bonne réponse ça peut vraiment faciliter la vie. On  
119 pourrait imaginer un prix local, ça c'est un peu le truc extrême que y'en a certainement qui vont  
120 défendre. Moi je n'ai pas trop d'avis, mais bon... Si tout le monde consomme au même moment en  
121 fait tu as un prix local de l'énergie qui peut redevenir élevé si tout le monde consomme, dès que tu  
122 dépasses par exemple, tu commences à dire à ce moment-là le prix devient plus cher et donc il y en a  
123 qui vont s'arrêter et il y en a qui ne s'arrêteront pas parce qu'ils ne peuvent pas. C'est une façon de  
124 faire mais pff... c'est aussi un peu compliqué. Mais à mon avis il faudra trouver un compromis entre  
125 la simplicité et quand même cet incitant à ce que tout le monde fasse le bon effort. Un mec qui adore  
126 les théories de marché il va te dire il faut faire un prix et un mec qui n'aime pas ça il va dire il faut  
127 faire un truc proportionnel. **Proportionnel je trouve ça encore pas mal, maintenant, je pense que ça**  
128 **pourrait être un peu plus dynamique. Le problème des pourcentages c'est qu'il ne faut pas que ça**  
129 **freine quelqu'un parce que s'il doit prendre plus, autant qu'il prenne plus (de kWh**  
130 **photovoltaïque), mais quand ils sont ensemble tu as une clef de répartition qui vient.** Ça, ça me  
131 paraît être le plus intéressant : que tu aies un max qui ne s'applique uniquement dans le cas où tu es  
132 en déficit par exemple. Je pense que cette clef de répartition elle est pas mal, avec l'adaptation dont  
133 je viens de parler.

134 *Alors, quel doit être la durée du pas de temps sur laquelle doit être calculé l'autoconsommation ?*  
135 *15min, 30min, 1h, un jour, un mois, un an ?*

136 **Sur la clef de répartition je pense que ça serait bien d'avoir un jour, une semaine, un mois parce**  
137 **que ça rendrait la chose flexible. Mais sur l'autoconsommation même, à mon avis, c'est le quart**  
138 **d'heure.** Parce que ça, ça aurait vraiment du sens... En instantané pourquoi pas aussi...

139 *Techniquement c'est faisable ?*

140 Ben c'est-à-dire que tu mesures la puissance quoi. La puissance c'est un flux que tu sais mesurer  
141 instantanément. De toute façon tu vas le sampler d'office donc quand on dit instantané ça sera  
142 probablement sur deux secondes, une seconde, un truc comme ça. La puissance instantanée ça, ça  
143 va être compliqué, mais bon, sur une seconde tu considères que ça va être l'image de ce qu'il se  
144 passe instantanément. Mais bon qu'est-ce que ça t'apporte ? Ça se peut que quand il y a un nuage  
145 qui passe tu as des fluctuations dans le solaire qui pourrait créer l'incitant. Que localement les gens  
146 peuvent chauffer plus ou moins et qui s'adapte au passage du nuage, ce serait le seul incitant je  
147 pense ou le seul intérêt. Mais comme ils ne le feront probablement pas et qu'à mon avis ça ne varie  
148 pas de l'ordre de la seconde mais plutôt de l'ordre de la minute, s'adapter à cela ça va être très

149 difficile... à mon avis 15minutes ça me paraît être bien. Le pas de temps qui correspond au système  
150 dans ce pays-là, souvent c'est 15minutes en Europe.

151 *Alors, parlons maintenant des réseaux privés. Doit-il être possible de vendre l'électricité d'un point de*  
152 *vu physique à un consommateur sans passer par le réseau public ?*

153 A mon avis **ça peut être bien mais il y a une notion de vérifications, par rapport aux compteurs,**  
154 **importantes. Il faut être sûr qu'il y ait un acteur qui garantisse la validation des chiffres afin qu'il**  
155 **n'y ait pas d'arnaques.** Ça vaut la peine de valider, qu'il y ait un process... Malheureusement assez  
156 long administrativement, mais qui est, je pense, nécessaire pour être sûr que les compteurs installés  
157 comptent bien ce qu'il y a et que tu sois sûr des données, qu'elles soient fiables.

158 *Doit-on autoriser les réseaux privés à relier producteurs et consommateurs quand un réseau public*  
159 *existe déjà ?*

160 Et bien **si j'étais un vendeur de câble je te dirais oui ! Si j'étais un réseau public je te dirai non. Mais**  
161 **plus sérieusement je dirai d'office non, si le câble est là.** Mais alors de nouveau il faut le payer quoi.  
162 A un moment donné il y a des arguments pour les deux, il y a des personnes qui vont te dire : « C'est  
163 plus efficace » tout le bazar. Je pense que environnementalement parlant il faut quand même être  
164 sérieux, si le câble est là je pense c'est bien de l'utiliser, mais bon, faut pas le dégrader quoi.

165 *Oui, l'environnement sera sûrement ce qui fera le consensus sur cette question ?*

166 Tout à fait.

167 *Et enfin, l'installation d'un compteur communicant chez les participants à une opération*  
168 *d'autoconsommation collective doit-elle être obligatoire ?*

169 Heu, pffff... J'aurai tendance à dire que c'est bien de ne pas obliger. J'aurai également tendance à  
170 dire que le compteur doit être capable de décompter et faire le lien pour chaque période qu'on a dit,  
171 de comptabiliser par période. Ça, ça me paraît logique, sinon on oublie complètement la notion  
172 d'autoconsommation. **Est-ce qu'il doit être communicant ? Ça je ne sais pas, c'est autre chose. Il**  
173 **pourrait être relevé je veux dire, il n'a pas besoin d'être communicant pour arriver à ça.** Je pense  
174 que ça sera plus simple (s'il communique) mais après avec toutes les réserves qu'on peut avoir sur  
175 les compteurs communicants. Mais voilà c'est tout. **Est-ce qu'il faut l'obliger ? Clairement je pense**  
176 **que ça sera plus simple.** Le consensus environnemental de nouveau...

177 *Ok, bon ben j'ai fini les questions précises. Avez-vous d'autres suggestions ?*

178 Il faut faire attention à simplifier les choses, pour la personne morale peut-être demander : Est-ce  
179 que vous pensez qu'un fournisseur habituel peut prendre ce rôle-là ou est-ce que non ? Est-ce que  
180 Engie EDF peut devenir la personne morale en question ? Parce que si il doit y avoir des assemblées  
181 générales, des votes, de l'administratif au sein de la personne morale, il risque de ne pas y avoir  
182 grand monde. **Est-ce que c'est un nouveau rôle dans le marché ? Ça se peut. Est-ce que tu peux le**  
183 **sous-traiter ? C'est ce qui me paraîtrait le plus simple, qu'il y ait des gens qui ait cette licence de**  
184 **coordination finalement.** Ça me paraîtrait le plus simple parce que comme ça ils peuvent le faire  
185 dans plusieurs rues. **Tu peux les obliger à être indépendant d'un fournisseur. Ça sera de nouvelles**

186 **entités, comme les certificateurs PEB par exemple, des gens qui viennent vérifier que le cahier des**  
187 **charges est bien suivi. Des personnes certifiés qui ne font que ça, qui ne peuvent pas faire deux**  
188 **trucs en même temps.** Voilà ce que j'aurais à dire. Franchement le seul obstacle que je vois, enfin les  
189 deux trucs à travailler on va dire c'est **cette histoire de répartition, ça c'est quand même important.**  
190 **De ne pas limiter les choses, trop, mais en gardant un cadre clair pour éviter les conflits entre les**  
191 **gens d'un même rue par exemple.** Le deuxième c'est ce dont je viens de parler, c'est comment tu  
192 permets à des gens d'en faire une activité. Pourquoi ? Parce que je pense que ça sera plus efficace et  
193 plus rapide si tu veux déployer ces concepts-là. Une société gagne à être efficace dans tous les cas je  
194 pense. **Je pense qu'il faut aussi demander si vis-à-vis de l'extérieur ça pose un souci**  
195 **d'approvisionnement. Est-ce que avec un système pareil appliqué à toute la région de Bruxelles**  
196 **vous pensez qu'il y a des moments dans l'année où on risque de mettre le système à mal ? Est-ce**  
197 **qu'il risque d'y avoir des black-out ?** Donc il y a un aspect sécurité. Au niveau des infrastructures,  
198 surtensions, surcourants. Et au niveau adéquation, même si je ne brûle pas les câbles, est-ce que j'ai  
199 assez d'énergie pour fournir mes clients ? Il y a aussi sans doute un aspect de qualité de ce qui est  
200 apporté, c'était l'histoire de triphasé.

### 8.2.3 Entretien Patrick Claessens

Entretien en date du 8 mai 2018, avec Monsieur Patrick Claessens, Directeur Département Network Access Management chez Sibelga.

Monsieur Patrick Claessens connaît déjà le schéma d’autoconsommation à la française. Nous commençons directement avec les questions.

1 *Producteurs et consommateurs doivent-ils s’unir au sein d’une personne morale pour pouvoir faire de*  
 2 *l’autoconsommation collective ?*

3 Pour répondre à votre question, donc moi je représente Sibelga, le GRD Bruxellois et à travers cela  
 4 mon actionnaire c’est les 19 communes de la région bruxelloise et, au-delà de, entre  
 5 guillemet, satisfaire l’actionnaire que sont les communes. Les communes ce sont des autorités  
 6 publiques et nous avons quelque part dans notre ADN le souci du bien commun, protéger le  
 7 consommateur bruxellois, etc, etc.. Donc je dirai que je peux travailler avec cette casquette là et en  
 8 tout cas je pense que ce qui a été développé en France va dans le bon sens, c’est quelque chose de  
 9 très positif. Par contre le cadre n’existe pas encore aujourd’hui. Moi je suis favorable à ce qu’un cas  
 10 comparable à ce qu’il se fait en France puisse voir le jour en Belgique. Alors, pourquoi est-ce que je  
 11 trouve que ce cadre est souhaitable et nécessaire ? Parce que je pense qu’il faut encourager  
 12 l’autoconsommation, mais il faut le faire en tenant compte des contraintes du réseau, parce que si  
 13 on ne le fait pas ça veut dire que la manière dont on va rémunérer le réseau ne va pas être équitable  
 14 c’est-à-dire qu’il va y avoir ce que l’on appelle des subsidiations croisées. Je peux prendre un petit  
 15 exemple, pour la production photovoltaïque, jusqu’à fin 2012, il y a eu une subsidiation croisée  
 16 incroyable entre les prosumers et les non prosumers. Je m’explique, on avait un compteur qui  
 17 mesure l’énergie. Cette énergie qui va dans un sens quand on est en solde préleveur et qui va dans  
 18 un autre sens quand on est dans un solde injecteur. Si vous avez un compteur Ferraris classique qui  
 19 tourne dans un sens en prélèvement et dans l’autre sens en injection et que vous mesurez un flux sur  
 20 une longue période, traditionnellement un an. Les prosumers ont vite compris qu’ils doivent  
 21 dimensionner leurs installations pour couvrir sur base annuelle leur besoin et donc nous on revient  
 22 un an plus tard pour faire un relevé de compteur et finalement on voit que le compteur est au même  
 23 endroit et donc qu’il y a zéro kWh. Qu’est ce qui se passe aujourd’hui ? C’est que ces zéro kWh sont  
 24 multipliés par un tarif et donnent comme résultat zéro euro à payer et donc on a convaincu Brugel  
 25 assez rapidement de nous mettre des compteurs bidirectionnels, ce n’est pas encore communicant,  
 26 mais qui mesuraient le flux dans les deux sens. On leur a expliqué que ce qui se passait c’est comme  
 27 quand vous partez à la côte d’azur l’été, vous payer 60€ pour y aller mais quand vous revenez on  
 28 vous rembourse ! Et ça c’est inadmissible car inéquitable. Il faut savoir qu’à Bruxelles il y a quelque  
 29 chose qui fait que les autorités sont assez, entre guillemet, réticentes, à promouvoir la production  
 30 décentralisée domestique qui est la chose suivante : c’est que ceux qui en profitent sont ceux qui  
 31 peuvent aujourd’hui se payer une maison unifamiliale à Bruxelles. Qui peut se payer une maison  
 32 unifamiliale à Bruxelles ? Evidement le constat étant que aujourd’hui il y a des subsidiations  
 33 croisées. Et donc pour revenir à la question. Pour favoriser la production décentralisée en région de  
 34 Bruxelles-Capitale, Il faut favoriser d’autres incentives (incitant, motivation) et l’autoconsommation

35 collective en est un. Parce que non seulement celui qui investit, parce qu'il y a toujours des gens qui  
36 investissent et ceux-là doivent avoir les moyens, mais quelque part il peut y avoir de l'intéressement  
37 vers la personne qui est à côté, qui ne peut pas se la payer mais dans une situation win-win pourrait  
38 bénéficier d'autoconsommation collective. Donc la compensation entre les kWh injectés et prélevés :  
39 Non. L'autoconsommation collective : Oui. Je l'encourage à 200%.

40 *D'accord. Alors, sur quel périmètre il faut autoriser une opération d'autoconsommation collective a*  
41 *avoir lieu ?*

42 Certainement pour la micro, ce que j'appelle la micro c'est en-dessous de 56kVa. Donc toutes les  
43 unités de production que l'on peut mettre sous la basse tension en dessous de 56kVa, ce que  
44 j'encourage c'est le modèle français de l'autoconsommation collective à l'échelle du réseau alimenté  
45 par une cabine qui transforme l'énergie de la moyenne tension, le 11kV chez nous vers la basse  
46 tension, 230 ou 400V. Ça représente en moyenne à Bruxelles entre 300 et 400 consommateurs. Ça  
47 c'est l'échelle. **Une discussion que l'on devrait avoir avec Brugel c'est est-ce que l'on**  
48 **n'encouragerait pas l'autoconsommation collective des unités moyennes tensions ? Moi je suis**  
49 **ouvert à discuter. On pourrait imaginer effectivement que en aval du même point de connexion,**  
50 **cette fois-ci vis-à-vis du réseau Élia et là on sur l'ordre de 100 à 200 cabines. La logique c'est**  
51 **effectivement qu'il faut favoriser l'autoconsommation locale pour éviter qu'on ait à un moment**  
52 **donné énormément de production à un endroit et énormément de consommation à un autre en**  
53 **faisant fi de la réalité et des limites physiques du réseau. Mais sur la cabine basse tension pour moi**  
54 **c'est l'idéal et donc le modèle français est certainement un modèle à encourager.**

55 *Est-ce que selon vous il faut limiter la puissance des installations qui pratiquent l'autoconsommation*  
56 *collective ? Si oui, à quelle puissance ?*

57 Alors là je dirais oui, en fonction du niveau de tension et alors là il faut savoir aussi que c'est une  
58 question, on va dire historique, ça dépend effectivement du réseau. **Nous avons un réseau, on va**  
59 **dire assez vieux globalement et donc on a une limitation, c'est que notre réseau est**  
60 **essentiellement un réseau 230V. Tout réseau nouveau qui se construit est un réseau 400V et donc**  
61 **plus robuste.** Mais évidemment des nouveaux lotissements à Bruxelles il n'y en a quasiment plus et  
62 donc je dirais, on entame un programme de conversion 230 vers le 400 mais qui prendra des  
63 décennies. Donc il faut comprendre que le 100kVa (cas allemand) se justifie pour des réseaux 400V.  
64 Sur un réseau 230V je crains qu'on doive descendre à 100 sur racine de 3 qui sont les 56kVa dont je  
65 vous ai parlé (question précédente) donc **on sera plutôt à une limitation 56kVa sur le réseau 230V**  
66 **et on pourrait éventuellement monter à 100kVa sur les réseaux 400V,** mais ça c'est pour la basse  
67 tension. Sur la moyenne tension nous aurions plutôt des limites autour de quelques MW. En tout cas,  
68 le principe d'avoir une installation limite : certainement Oui.

69 *Est-ce que selon vous les kWh autoconsommés doivent être soumis à la redevance régionale*  
70 *finançant la gestion des certificats verts ?*

71 Alors, ça c'est une grosse question. Donc moi comme je vous l'ai dit en introduction, il faut favoriser  
72 l'équité de traitement entre tous les consommateurs. Donc, notre réseau a un coût et ce coût doit  
73 être répercuté sur l'ensemble de la clientèle selon une clef qui doit être, entre guillemets, équitable,

74 en tout cas c'est ce que l'on vise. Alors, comment traduire ça par rapport à ce que vous dites ? Alors,  
 75 nous avons l'utilisation du réseau et puis nous avons effectivement des charges, des surcharges, des  
 76 incitants, etc, etc.. Donc évidemment nous on peut faire des recommandations et puis c'est les  
 77 législateurs et Brugel qui décideront. Faisons les choses dans l'ordre. Sur le « Gridfee » (frais  
 78 d'utilisation du réseau), Brugel est compétent mais nous avons quelque part un droit d'initiative,  
 79 bien qu'ils aient le dernier mot. Ici l'idée est de dire : l'autoconsommation porte clairement sur la  
 80 commodité. Doit-elle porter sur l'utilisation du réseau ? Moi j'aurai tendance à dire que Oui, mais  
 81 dans un sens je dirais particulier, c'est-à-dire que, imaginons que un client soit à côté d'un prosumer  
 82 et que ce client pour dire les choses consomme 100 sur base annuelle et que ces 100 se répartissent  
 83 en 50 qu'il peut acheter localement via l'auto producteur et de 50 qui vient du réseau de transport  
 84 Elia et donc qu'il doit acheter à un producteur. Dans mon esprit, la redevance « gridfee » ne doit pas  
 85 être sur 50 mais bien sur les 100 parce qu'il y a effectivement 100. Mais par contre le tarif, donc ce  
 86 qu'on appelle l'inducteur c'est bien 100, mais le tarif pourrait être un tarif avantageux, mais  
 87 avantageux on va dire à l'envers. Je m'explique. Pour l'électricité, on part historiquement du principe  
 88 que l'électricité s'écoule de la source, réseau de transport, vers la charge, et donc quand on est sur le  
 89 réseau basse tension, on est censé avoir utilisé le réseau de transport et le réseau moyenne tension  
 90 et aussi le réseau basse tension et qu'à l'inverse, quand on est sur le réseau moyenne tension on  
 91 utilise le réseau de transport, le réseau de moyenne tension mais pas le réseau basse tension. Hors,  
 92 la réalité des flux fait que toute la partie qui est autoconsommée vient en déduction des flux qui vont  
 93 sur la moyenne tension et sur la haute, donc on a quelque chose d'à l'envers. **Quelque part sur la**  
 94 **partie des flux qui sont autoconsommés ils devraient payer la basse tension mais pas la moyenne**  
 95 **et à la limite pas le tarif Elia.**

96 *Donc il devrait y avoir un tarif spécifique inférieur ?*

97 Voilà. **Ça c'est une question ouverte. Evidement il faut que ça soit clair, c'est-à-dire que les clients**  
 98 **moyenne tension paieraient plus parce que de nouveau notre réseau il coûte ce qu'il coûte. Il**  
 99 **coûte la même chose donc si, je dirais, la moyenne tension et le réseau d'Elia est moins bien**  
 100 **rémunéré par les clients basse tension il devra être plus rémunéré par les clients moyenne tension.**  
 101 Voilà, ça c'est pour la partie gridfee. Maintenant pour la partie taxes, certificats verts et autres. Nous  
 102 avons à Bruxelles des taxes certificats verts, nous avons également ce que l'on appelle des taxes  
 103 redevances de voirie. La redevance de voirie, pour moi en tout cas, **il me semble logique que cette**  
 104 **redevance de voirie, heu, soit indifférenciée pour un client qui a la chance d'avoir un prosumer à**  
 105 **côté de lui versus un client qui n'aurait pas cette chance-là.** Je dirais, si ils consomment la même  
 106 chose... et à la limite, j'aurais tendance à dire pour les certificats verts, ça devrait à priori être la  
 107 même chose, je pense que le législateur ira dans ce sens-là. Parce que ce qui va se passer si on va  
 108 développer ça, il y aura sans doute plus de potentiel dans les zones un peu plus nanties et que donc  
 109 si vous habitez, pour ne pas dire, la commune de Woluwe-Saint-Pierre, qui est une des communes les  
 110 plus riches de Belgique, vous n'êtes pas un investisseur mais vous avez la chance d'avoir quelqu'un  
 111 qui investit à côté de vous, vous seriez avantageux par rapport au client qui à la base en général est  
 112 moins nanti que vous, qui habitez Molenbeek ou Saint-Josse, etc... Donc là **je pense, en tant**  
 113 **qu'expert, que si vous prévoyez un intéressement sur la partie CV, sur la partie redevance de**  
 114 **voirie, à mon sens c'est socialement inéquitable.**

115 *Alors, en Allemagne le producteur est subventionné par l'état pour vendre son électricité 10% moins*  
 116 *chère aux locataires à qui il la vend. Pensez-vous qu'il faille faire une telle mesure en RBC ?*

117 Là c'est moins dans mon domaine de compétences. Mais pour ce que j'en sais, la manière dont on  
 118 subventionne la production décentralisée, je dirais, il ne faut pas les multiplier. Chez nous on a le CV,  
 119 le CV, je rappelle on va l'abandonner en Wallonie et en Flandre, mais on va le conserver à Bruxelles.  
 120 J'ose dire que c'est parce qu'on a eu une politique de bon père de famille. En tout cas Sibelga attire  
 121 l'attention du législateur de dire « n'ouvrez pas grand les vannes et ne créez pas une politique de  
 122 Saint-Nicolas » parce que, évidemment, à la fin les caisses seront vides. C'est ce qui s'est passé  
 123 malheureusement en Flandre et en Wallonie où entre 2008 et 2012 tous ceux qui investissaient dans  
 124 le photovoltaïque avaient un payback (retour sur investissement) de moins de deux ans. Ça pour moi  
 125 c'est totalement excessif et finalement il y a des gagnants et des perdants et que finalement les  
 126 perdants ce sont les tarifs de réseau qui ont augmentés et surtout, évidemment pour ceux qui  
 127 n'avaient pas investi dans le photovoltaïque et donc quelque part une espèce de redistribution  
 128 socialement totalement inéquitable puisque c'est ceux qui pouvaient se le permettre qui étaient  
 129 avantagés et ceux qui ne pouvaient pas se permettre d'investir qui étaient désavantagés. De ce fait  
 130 là, nous avons aujourd'hui la possibilité de maintenir un intéressement via les CV. Donc moi,  
 131 **personnellement, tant que cet intéressement (les CV) reste profitable, utile comme aujourd'hui, je**  
 132 **ne prévois pas autre chose.** La rentabilité elle est assurée. L'autre question c'est que, la rentabilité  
 133 étant essentiellement garantie par les CV et aussi par un mécanisme qui est inique, la compensation  
 134 dont je vous ai parlé, parce que bon, malgré que nous ayons des compteurs qui tournent dans les  
 135 deux sens, pour des petites installations en deçà de 5kVa, le législateur a proposé le cadeau de la  
 136 compensation. Ce cadeau va être supprimé prochainement, d'ici un an ou deux. Mais une fois que ce  
 137 sera fait, ce sera un peu moins rentable, mais je pense que l'essentiel de la rentabilité restera au  
 138 travers des certificats verts. L'inconvénient de la compensation, c'est qu'aujourd'hui, tant que sur  
 139 base annuelle il restait en solde préleveur il avait tous les bénéfices. S'il avait surdimensionné son  
 140 installation et fait que, sur base annuelle, il consomme 100 et produit 150, il payait rien mais les 50 il  
 141 les reversait dans le réseau gratis. Donc c'était, quelque part, le garde-fou pour ne pas sur  
 142 dimensionner l'installation, c'était quand même une bonne chose. Avec la compensation qui va être  
 143 supprimée il perd un avantage, mais il pourrait gagner un avantage. Moi, ma religion n'est pas  
 144 encore faite, mais j'estime qu'il y a un mécanisme de marché qui pourrait jouer ou pas, mais de dire  
 145 que finalement, celui qui est à côté il a intérêt à acheter si c'est moins cher que le producteur, et le  
 146 producteur demain pourra la revendre à un tarif non nul. Ça veut dire **qu'il pourrait y avoir si le**  
 147 **marché joue, un point d'équilibre entre une situation, aujourd'hui, ou il ne valorise pas et une**  
 148 **situation où il pourrait valoriser à 100%.** Et donc où est-ce que cet équilibre va se stabiliser ?.. Nous,  
 149 on peut, avec Brugel, encourager la transparence du marché en disant : « le juste prix ça serait celui-  
 150 là ». **Est-ce qu'il faut imposer un prix ? A priori je ne suis pas tendu d'aller dans cette direction-là.**  
 151 Les gens font ce qu'ils veulent mais c'est clair que c'est du win-win. Le client va payer moins que le  
 152 marché et le producteur va gagner plus que zéro. **Pour moi il va y avoir un point d'équilibre. Est-ce**  
 153 **qu'il faut l'imposer à 90% ? A priori moi je dirais non, mais finalement ça c'est une décision**  
 154 **politique.** Je pense que si ça se développe on peut avoir un marché qui se stabilise. Peut-être qu'au  
 155 début il faudra donner un prix qu'on estime comme le juste prix, ça pourrait être un prix plancher par  
 156 exemple, prix maximum ou prix minimum.

157 *Au niveau de la répartition de l'autoproduction, sur quelle méthode devrait-on répartir*  
158 *l'autoconsommation entre les différents consommateurs ? Clef de répartition, proportionnelle, égale,*  
159 *autre ?*

160 De nouveau, mon avis n'est pas fait et pourrait évoluer dans le temps. Je dirais qu'il y a deux modèles  
161 possibles. Ou bien le prix (d'achat des kWh autoconsommés) est imposé, auquel cas il devrait y avoir  
162 une répartition équitable entre ceux, je dirais, qui sont ouverts, parce que bon, tout le monde n'a  
163 peut-être pas envie d'avoir deux fournisseurs, donc faisons-le au prorata si le prix est imposé. L'autre  
164 modèle est de faire marcher les prix du marché dans lequel la personne morale devrait jouer un rôle  
165 qui est de dire : « Qui est le plus offrant ? » Donc avec une légère intelligence supplémentaire, avec  
166 ce que l'on appelle un « merit order », on pourrait effectivement... Mais bon il faut être cohérent. **Ou**  
167 **bien on a un prix imposé et dans ce cas-là il faut avoir des parts de gâteaux standards, simples**  
168 **(prorata). Ou bien on a un prix du marché et là c'est la loi du plus offrant qui doit marcher.**

169 *Quelle doit être la durée, du pas de temps, sur laquelle est calculée l'autoconsommation ?*

170 Ça c'est standard en Belgique, c'est le quart d'heure.

171 *Doit-il être possible de vendre l'électricité d'un point de vue physique à un consommateur sans passer*  
172 *par le réseau public ?*

173 Alors, j'aurais tendance à dire oui, mais ça ne doit pas être encouragé et en tout cas au niveau du  
174 « gridfee » il ne peut y avoir aucun avantage. Et au niveau de la « commodity », pour moi la condition  
175 sine qua non est la simultanéité, c'est-à-dire dans le même quart d'heure. Il faut éviter le système de  
176 la compensation comme je vous l'ai dit. Pour moi c'est jouable mais il faut neutraliser 100% des coûts  
177 du réseau qui eux, en tout cas, restent au moins aussi grands si pas plus grands. On pourrait imaginer  
178 de créer une congestion par trop de production photovoltaïque à un endroit sur le réseau et au  
179 même moment trop de consommation par un véhicule électrique, comme c'est simultanément on va  
180 dire : « globalement pour l'équilibre du système c'est bon », mais je crée potentiellement des  
181 congestions à deux endroits. Ça, ça ne va pas. Donc Oui, pour intéresser au niveau de la commodity,  
182 condition : dans le quart d'heure, mais en tout cas : aucun incitative grid fee (incitant concernant le  
183 tarif réseau), ni pour les CV, ni pour les redevances de voiries, etc...

184 *Et donc : si Oui à la réponse précédente, doit-on autoriser les réseaux privés pour relier producteurs et*  
185 *consommateurs quand bien même un réseau public existe déjà ?*

186 Alors ça, pour moi, c'est essentiellement une décision politique. **On utilise à l'heure actuelle, à tort**  
187 **ou à raison, le réseau comme collecteur de taxes. Je trouve qu'au sein d'un même segment de**  
188 **population, la collecte de taxe doit être équitable.** Donc si on a un système qui est soustrait à la  
189 visibilité du réseau, qu'il ne permettrait pas de collecter des taxes. **Je recommanderais que ça ne soit**  
190 **pas recommandé car c'est socialement inéquitable.** Pour moi, en termes de collecte d'impôts il ne  
191 peut pas y avoir de favoritisme entre les clients qui peuvent participer et les autres.

192 *L'installation d'un compteur communicant chez les participants à une opération d'autoconsommation*  
193 *collective doit-elle être obligatoire ?*

194 On a aujourd'hui un problème d'intéressement dans les immeubles collectifs. Je m'explique : quand  
 195 vous êtes dans une maison unifamiliale, vous avez le branchement qui rentre dans votre maison,  
 196 vous avez un compteur et derrière le compteur vous mettez une installation photovoltaïque. Donc  
 197 tout ce qui est autoconsommé dans la maison n'est pas vu par le compteur. Et donc, vu que le  
 198 compteur voit moins, vous allez être tarifé moins, même si, effectivement, pour moi il faut travailler  
 199 quart d'heure par quart d'heure. Dans un immeuble collectif c'est évidemment différent, les  
 200 appartements ne voient pas l'autoconsommation dans l'immeuble. La production centralisée  
 201 photovoltaïque est sur les communs et puis pour chaque appartement j'ai un compteur et évidemment  
 202 le compteur, lui, il ne voit pas ce qui a été autoconsommé dans l'immeuble. Donc là, il y a de par la  
 203 structure de notre système de réseau et de comptage un favoritisme de la maison unifamiliale par  
 204 rapport à l'immeuble de logements et de nouveau : « Qui peut se payer ou louer une maison  
 205 unifamiliale à Bruxelles ?.. » Donc nous, nous avons suggéré, il y a à peu près deux trois ans, un  
 206 modèle qui n'utilisait pas le compteur intelligent où l'on rajoute un compteur en tête de réseau et  
 207 sur une période donnée on peut constater qu'il y a eu autoconsommation et de donner un  
 208 intéressement gridfee. Malheureusement on ne peut pas donner un intéressement commodity parce  
 209 que les fournisseurs, eux, ils voient plutôt d'un mauvais œil que leur marge, leur chiffre d'affaires  
 210 diminue. On ne peut pas attester que si il y a eu 50 autoconsommés dans l'immeuble, comment ce  
 211 50 se répartit entre les X clients ? On ne le sait pas. Donc on peut faire un intéressement au grid fee  
 212 sans compteurs intelligents. Par contre, on ne peut pas faire un intéressement global, la partie  
 213 molécule et la partie grid fee sans compteurs intelligents. Donc, pour répondre à votre question : si  
 214 l'on veut avoir un intéressement global aussi sur la commodity, il faut le compteur intelligent et en  
 215 plus il faut la mesure quart horaire. A Bruxelles on est en train de développer une logique où le client  
 216 par défaut peut décider qu'une mesure par mois lui suffit pour des raisons de vie privée. La vie privée  
 217 étant quelque chose de plus en plus sensible pour les autorités, on a dit : On ne peut pas, sans le  
 218 consentement explicite du client, venir lui soutirer des données de consommations quarts horaires  
 219 qui peuvent quand même, je dirais, donner une idée du profil d'utilisation, des habitudes, quand est-  
 220 ce qu'il rentre, quand est-ce qu'il sort, quand il se lève, quand il se couche. Ce qui peut  
 221 potentiellement être très intrusif. Donc ça ne peut se faire que sur base volontaire, mais c'est clair  
 222 que si l'on veut un intéressement, l'intéressement ne peut être que dans une logique de simultanéité  
 223 parce que si on ne le faisait pas, de nouveau il y aurait des subsidiations croisées entre ceux qui  
 224 pourraient en profiter et ceux qui ne pourraient pas en profiter. **Donc le compteur intelligent : Oui**  
 225 **certainement si l'on veut valoriser la partie commodity.**

226 *Alors, une question que j'ai rajouté suite à un entretien : Est-ce que l'autoconsommation collective*  
 227 *peut, à terme, créer un souci d'approvisionnement ?*

228 Non. Je crois que la sécurité d'approvisionnement c'est quelque chose qui doit se décider à un niveau  
 229 faitier, donc la ministre de l'énergie avec Elia et les grands producteurs d'électricité. Il y a une  
 230 décision tout à fait respectable qui a été prise, c'est de dire : « On arrête le nucléaire », on doit être  
 231 conséquent. Le problème c'est qu'on a décidé d'arrêter, mais sans prendre les devants. On remplace  
 232 le nucléaire par quoi ? Ça c'est un petit peu la difficulté. Je dis simplement que le nucléaire ça fait  
 233 très très peur, mais ce qui fait encore plus peur pour moi c'est les gaz à effet de serre. Des pays  
 234 comme la France qui sont très nucléarisés, ont peut-être une image moins verte que l'Allemagne. Or,

235 l'Allemagne ils font l'énergiewende mais ils ont encore des centrales au charbon et des centrales à la  
236 Lignite, c'est beaucoup plus polluant que le gaz. Et donc pour répondre à votre question de  
237 l'approvisionnement. Aujourd'hui le photovoltaïque à Bruxelles ça représente moins d'un pourcent  
238 des besoins. **Je pense que des incitants tels que ça (l'autoconsommation collective) vont créer un**  
239 **boost, mais pas au point d'avoir 10, 20, 30%. Si on peut à l'échelle de 10-20 ans passer de 1 à 5%, je**  
240 **pense que dans une ville comme Bruxelles, ça serait déjà très bien. Donc ça ne va pas influencer le**  
241 **risque d'approvisionnement.** Par contre maintenant il faut trancher. Aujourd'hui on aime ou on  
242 n'aime pas le nucléaire. Le nucléaire, pour moi, aujourd'hui, est mort. Parce que si vous décidez  
243 d'arrêter le nucléaire en 2003, vous n'encouragez plus la filière. Qui aujourd'hui, jeune ingénieur,  
244 peut s'investir dans le nucléaire ? Personne. Ceux qui étaient là en 2003, doucement partent à la  
245 retraite. On entend, je dirais, de plus en plus de problèmes et je vous rassure ce ne sont pas des  
246 problèmes sur le réacteur central, mais des petits problèmes. Je crois que c'est une mauvaise idée de  
247 rester sur une incertitude qui dure quasiment une génération de travailleurs.

248 *Merci beaucoup.*

#### 8.2.4 Entretien Philippe Devuyst

Entretien en date du 14 mai 2018 avec Monsieur Philippe Devuyst, Médiateur fédérale de l'énergie.

*Je commence par présenter le schéma d'autoconsommation collective à la Française. La discussion s'installe au début sans question spécifique. Sont rapportés ici quelques éléments notables.*

1 [...] **Moi je vois ce genre de choses (autoconsommation collective) intéressant à partir du moment**  
2 **où l'on a des installations photovoltaïques de 200, 300, 400, 500, 1000kWc. Mais pas l'individu qui**  
3 **a des panneaux et qui voudrait valoriser son électricité avec ses voisins. [...]**

4 Dans le temps il y avait un fournisseur local qui avait une licence de fourniture. Il réglait entre les  
5 productions locales et les consommations locales toute la transaction. Les consommateurs donnaient  
6 mandat d'éligibilité à ce fournisseur local et c'était lui qui négociait le complément d'électricité  
7 nécessaire à la fourniture locale. Mais ça, c'était dans une zone géographique particulière avec un  
8 réseau local (privé) dans lequel le fournisseur local gérait tout ces problèmes. Ça c'était pour de la  
9 production combinée. Donc électricité et chaleur locale, c'était pour faire en sorte que l'électricité  
10 produite dans un bâtiment à appartement ou dans des unifamiliales dans un réseau local, que ces  
11 appartements puissent bénéficier de la production locale. Ça permettait à tout le monde d'acheter  
12 l'électricité qui était produite localement et donc de rentabiliser aussi la production locale parce que  
13 la vente de cette production locale est très difficile étant donné que les grands fournisseurs ne vont  
14 pas faire un bon prix pour cette production locale, donc ne vont pas garantir la rentabilité de cette  
15 production locale. Et donc en vendant l'électricité localement il y avait moyen à travers ce mandat  
16 d'éligibilité... C'est ce que j'avais imaginé dans le temps et une ordonnance bruxellois avait été écrit  
17 et qui permettait de se... mais maintenant il y a une ordonnance qui supprime ça.

18 *Donc ce n'est plus possible ?*

19 Non parce qu'il y a une volonté de Sibelga d'avoir un monopole complet sur le réseau et y compris  
20 sur les réseaux locaux. D'ailleurs la directive européenne ne prévoit plus que des réseaux (privés)  
21 industriels mais plus avec de l'habitat. [...]

22 A Bruxelles il y a eu une étude qui a été faite et qui préconise de ne pas développer les compteurs  
23 intelligents. **Moi je ne suis pas favorable non plus parce que c'est une porte ouverte à une**  
24 **complexification de la capacité qu'ont les consommateurs à contrôler, non pas leurs**  
25 **consommations mais, leurs factures. Il faudrait aussi une législation vis-à-vis de ces compteurs**  
26 **communicants qui fasse en sorte que les tarifications d'électricité ne soient pas trop variées et**  
27 **soient communes à tous les fournisseurs, de façon à garder la comparaison des tarifs. Si on**  
28 **multiplie les tranches tarifaires, il y aura une incapacité pour le consommateur de pouvoir**  
29 **comparer sa tarification et ses factures.** J'ai beau prêcher cela, il ne semble pas que le monde  
30 politique soit prêt à adopter une législation qui impose une tranche tarifaire, trois maximum par jour,  
31 commune à tous les fournisseurs et pour lesquels, effectivement, on puisse faire une simulation de  
32 prix qui puisse être comparable de fournisseur à fournisseur. Moi je suis foncièrement opposé, aussi  
33 pour des questions de vie privée. J'ai été gérant de société de logements sociaux. On a fait placer en

34 bas, des portes avec contrôle électronique de façon à éviter la multiplication des clefs parce qu'on  
35 avait des problèmes de vols. Et donc on a mis des cartes, tout ça était transmis à l'ordinateur de la  
36 société de logement sociaux et mon successeur gérant regardait qui rentrait et qui sortait. C'est  
37 inadmissible. Et donc on a fait effacer après 24h toutes les données. Mais ici (avec des compteurs  
38 intelligents) on ne va pas effacer les données toutes les 24h. Avec les compteurs communicants vous  
39 savez déduire quel appareil tourne à l'intérieur du logement en fonction du profil de consommation.  
40 **Avec les compteurs communicants on va savoir tout ce qui se passe dans les logements, Orwell**  
41 **1984 est là, socialement... Donc voilà, moi je suis très opposé à toute cette informatisation. C'est**  
42 **intéressant comme système (l'Acc à la française) sauf que ça se base sur la technologie et que la**  
43 **technologie n'est jamais innocente, aucune technologie n'est innocente. [...]**

44 Assez parlé, je vais vous laisser poser vos questions.

45 *Alors j'avais une dizaine de questions sur la mise en œuvre de l'autoconsommation collective mais si,*  
46 *comme il me semble le comprendre, vous n'êtes pas favorable à la mise en œuvre de l'Acc, ces*  
47 *questions sont stériles.*

48 **Ah si, il faut chercher des moyens. Mais il faut chercher des moyens dans lesquels on dit :**  
49 **« Attention, il y a ça, ça et ça comme conséquences, parce que votre consommation elle sera**  
50 **surveillée en permanence, on aura la capacité de savoir quand vous serez chez vous et quand vous**  
51 **ne serez pas chez vous. »** Donc allez-y !

52 *Du coup est-ce que les producteurs et les consommateurs doivent s'unir au sein d'une personne*  
53 *morale ?*

54 Ce serait bien, parce qu'ils adhèrent à quelque chose.

55 *Au niveau du périmètre de l'autoconsommation collective, qu'est-ce que vous imaginez? En*  
56 *Allemagne ils limitent au bâtiment pour que l'électricité ne transite pas sur le réseau public.*

57 **Mais le réseau privé est devenu interdit à Bruxelles par la législation donc vous ne pouvez pas**  
58 **organiser ça à l'intérieur d'un bâtiment.** Chacun à un compteur avec Sibelga, dès que vous  
59 consommez de l'électricité vous devez avoir un compteur avec le distributeur. Et, le réseau qui y  
60 conduit est un réseau qui appartient à Sibelga. Ça c'est la position hyper monopolistique de Sibelga.  
61 Alors, au niveau des solidarités entre les personnes, si vous voulez recréer du lien social, il est évident  
62 que le niveau du bâtiment est la meilleure chose. Le problème c'est que le foisonnement, quand  
63 vous êtes un individu et que vous avez chez vous une connexion de 20 ampères, ces 20 ampères vous  
64 ne les utilisez presque jamais donc vous allez avoir un taux d'utilisation de 300, 400, 500h. Dès que  
65 vous regroupez dans un bâtiment et que vous êtes tous du même profil consommateur résidentiel,  
66 vous allez améliorer ça mais pas énormément. Si vous mettez maintenant un bureau, vous  
67 commencez à avoir une dissymétrie de vos consommations puisque pendant la journée vous avez la  
68 consommation de vos ordinateurs et puis le soir vous avez les consommations des ménages. Donc  
69 vous avez ce que l'on appelle du foisonnement et ça devient plus intéressant. Donc concernant le  
70 périmètre, je n'ai pas d'idée préconçue, sauf que le lien social vous l'établissez localement et dès que  
71 vous augmentez, vous dépersonnalisez. J'avais participé à l'écriture d'une ordonnance avec un  
72 cabinet d'avocat concernant justement un fournisseur local, ordonnance qui a été supprimée, mais

73 qui était destinée à des opérations de citydev, qui fait construire des logements par des promoteurs,  
74 dont l'un des promoteurs était intéressé de mettre de la production combinée. Et donc c'était dans  
75 ce cadre-là qu'il y avait une production combinée avec le mandat d'éligibilité qui permettait de  
76 vendre l'électricité. Et donc ce promoteur a construit deux grands groupes de logement à Bruxelles :  
77 Bervoets à Forest et Tivoli à Laeken, qui est occupé à être construit, dans lequel il y aura une grosse  
78 production combinée. Mais, étant donné la disparition de ces articles d'ordonnance, la valorisation  
79 dans ce groupe de logement n'est pas possible.

80 *Donc il y a eu qu'un seul cas dans lequel ça a été possible ?*

81 Ça n'a même pas été possible du tout. Non, non. Parce que l'ordonnance, il eût fallu que Sibelga  
82 veuille bien faire le décompte à ce fournisseur local et Sibelga n'a jamais voulu. Sibelga ne veut pas  
83 s'occuper du consommateur, il veut gérer ses fils, ses compteurs et le moins possible s'occuper des  
84 consommateurs, ce qui est malheureux parce qu'ils auraient une opportunité à saisir de ce côté-là.  
85 **Mais donc concernant le périmètre il y a deux tensions, c'est la tension du lien social et c'est**  
86 **d'autre part l'efficacité énergétique du foisonnement.**

87 *J'ai des questions concernant le cadre tarifaire. La première : Les kWh autoconsommés doivent-ils*  
88 *être soumis à la redevance régionale qui finance la gestion des certificats verts ?*

89 Ma réponse à ça... Il faut une justice sociale. A savoir que les personnes qui n'ont pas accès à  
90 l'électricité verte... Il ne faut pas que tout le monde participe à ce qui donne une rentabilité  
91 beaucoup trop importante à certains. Et donc par exemple garantir du 7%, moi je trouve ça honteux.  
92 Parce qu'à l'heure actuelle sur votre livret d'épargne vous avez du 0.5% au maximum et donc les  
93 personnes qui n'ont pas la capacité d'investir parce qu'ils sont soit locataires, soit parce qu'ils sont  
94 dans un bâtiment d'appartements et que la toiture ne leur appartient pas, ils n'ont pas, à travers ce  
95 financement collectif à donner de l'argent à des personnes. Voilà. **Il faut regarder ça de façon**  
96 **globale et pas de façon particulière pour les participants à une opération d'autoconsommation**  
97 **collective. Mais s'il y a un système de certificat vert ils doivent le payer parce qu'ils n'ont pas à**  
98 **bénéficier d'une situation privilégiée, donc ils ont à payer les certificats verts.**

99 *D'accord. Est-ce que le tarif d'utilisation du réseau public doit être payé sur les kWh*  
100 *autoconsommés ? Ou juste la partie distribution ?*

101 Alors, si c'est en aval d'un poste de transformation il ne faut payer que le tarif de distribution. Si, par  
102 contre, on passe au-dessus d'un poste de distribution et que l'on utilise le réseau d'Elia de 35000V de  
103 Bruxelles alors il faut payer le réseau de transport. Sinon pas, parce que **l'on doit participer à ce que**  
104 **l'on utilise.**

105 *J'ai une question par rapport au cas allemand. En Allemagne l'état subventionne le producteur pour*  
106 *qu'il vende l'électricité 10% moins cher que les tarifs du marché au consommateur. Pensez-vous que*  
107 *cela soit une bonne idée à reproduire en RBC ?*

108 Vous risquez de tomber sur une difficulté institutionnelle parce que la tarification des fournisseurs  
109 est une compétence fédérale. C'est pour favoriser l'achat d'électricité ?

110 *C'est pour faire participer les locataires et particulièrement ceux de logements sociaux à la transition*  
111 *car ils se sont rendu compte que jusqu'à présent c'est surtout les propriétaires qui avaient profité des*  
112 *subsidés.*

113 Oui, en Belgique on a les tarifs sociaux aussi hein. **Oui c'est une bonne idée. Le système des**  
114 **certificats verts pour moi ça ne fonctionne pas. Le système du « feed-in-tarif » (tarif de rachat)**  
115 **était bien meilleur en Allemagne qu'en Belgique et ça permettait de contrôler beaucoup mieux le**  
116 **marché d'ailleurs et de ne pas gaspiller, faire des bulles comme on a fait en Flandres et en**  
117 **Wallonie.**

118 *Concernant la répartition, selon quelle méthode devrions-nous répartir l'électricité produite entre les*  
119 *différents consommateurs ? Il y a la clef de répartition comme en France avec des pourcentages,*  
120 *mais cela implique des compteurs communicants. J'ai aussi comme proposition une répartition*  
121 *proportionnelle à la consommation ou encore une répartition égale entre tous. Qu'en pensez-vous ?*

122 Alors, **pour éviter le compteur communicant, la répartition proportionnelle est très intéressante.**  
123 Vous n'avez pas besoin... vous pouvez tout gérer juridiquement sans avoir un aspect technique. Le  
124 producteur produit et automatiquement vous avez x% de ce producteur. Il faut que le ou les  
125 producteurs se constituent en personne morale de tel façon que ce soit elle qui facture et le  
126 distributeur retire lui x% de votre consommation simplement et communique la consommation à  
127 l'autre. Une des grosses difficultés de ce système c'est le paiement. Le contentieux c'est le problème.  
128 Il ne faut pas se voiler la face, c'est un vrai problème dans une ville paupérisée comme Bruxelles où  
129 dès que l'on a un peu plus de revenus, on cherche un terrain en Wallonie ou en Flandres. La question  
130 du paiement des factures ce n'est pas évident.

131 *Il y a des solutions selon vous pour limiter les contentieux ?*

132 L'électricité c'est un droit, on ne sait pas vivre sans électricité aujourd'hui. C'est comme le logement  
133 c'est un droit. C'est un droit pour la dignité humaine. Alors il y a des solutions, des souscriptions  
134 d'assurance. Mais ça reste un problème. Et donc ce système là (l'Acc) ça va limiter à des quartiers un  
135 peu plus riches, parce que si vous vendez, vous, producteur à des consommateurs, vous espérez  
136 avoir des garanties de votre recette. On peut aussi imaginer que ça soit le fournisseur du  
137 consommateur qui lui, ristourne de l'argent, mais bon, un fournisseur ça peut faire faillite aussi et  
138 donc il faut répartir le risque. De nouveau on retombe sur la question du lien social et de l'anonymat  
139 généralisé. Si en Allemagne ça se fait par bâtiment, il est évident que le vilain petit canard qui se  
140 trouve dans l'opération et que ne paie pas, les autres lui disent : « Eh tu vas payer ». Donc limiter la  
141 taille garantit aussi par le contrôle social local un meilleur paiement. Le lien social permet aussi de  
142 créer cette obligation de paiement. **Donc moi je serai favorable à la proportionnelle parce que ça**  
143 **permet d'enlever la contrainte des compteurs communicants.** C'est plus simple aussi.

144 *Est-ce que selon vous il doit être possible de vendre l'électricité d'un point de vue physique entre le*  
145 *producteur et les consommateurs sans passer par le réseau public ?*

146 La question a de l'intérêt au niveau philosophique. Mais le réseau électrique privé n'est pas possible  
147 puisque Sibelga verrouille tout. Le monopole quand il est là...

148 *La dernière question était sur les compteurs communicants mais j'ai déjà eu votre avis sur la question.*  
 149 *Du coup je vais finir par vous demander si vous avez d'autres suggestions ? Recommandations ?*

150 Suggestion : ne jamais favoriser les panneaux photovoltaïques individuels. De façon à mettre en  
 151 œuvre ce genre de système, simplement parce que... J'ai encore eu une plainte chez moi ce matin :  
 152 quelqu'un qui a installé des panneaux solaires chez lui et le fabricant n'envoie pas le certificat de  
 153 l'installation pour pouvoir obtenir les certificats verts donc cette personne ne reçoit pas le  
 154 financement. Si c'est une administration communale ou un promoteur immobilier qui a installé  
 155 1000m<sup>2</sup> de panneaux, l'installateur il va courir, mais vis-à-vis d'un individu, non. Et simplement,  
 156 comme les individus sont complètement démunis. Quand on individualise un onduleur et qu'il tombe  
 157 en panne : « Qu'est-ce que ça veut dire ? Comment je vais le réparer ? Mon fabricant n'existe plus,  
 158 etc., etc... ». On est démunie quand on est face à des technologies comme ça **donc il ne faut pas**  
 159 **individualiser les solutions. Quand on les individualise, il faut donner beaucoup de pourcentages**  
 160 **pour forcer les ménages à quand même accepter parce que le taux de risque est trop important. Et**  
 161 **donc on leur garantit 7% parce qu'effectivement à partir de ce niveau-là, les gens veulent bien**  
 162 **prendre le risque d'installer quelque chose. Et ça coute cher à tout le monde, collectivement. Donc**  
 163 **il faut réfléchir macro économiquement et pas simplement individuellement. Donc,**  
 164 **recommandation : ne pas favoriser les installations individuelles.** [...] Dans le schéma de  
 165 l'autoconsommation collective, les aléas de l'existant sont quelque chose d'important. Si vous n'avez  
 166 que des propriétaires qui consomment l'énergie verte, vous avez une stabilité, grande, des  
 167 participants. Si maintenant vous avez des locataires, 25% des locataires bruxellois, le quartile  
 168 inférieur reste en moyenne 1an et 2mois dans leur logement. **La rotation locative est aussi un**  
 169 **élément qui doit intervenir dans la définition juridique.** Parce qu'il faut savoir rentrer et sortir. Dans  
 170 les coopératives énergétiques ils sont confrontés à la mort de centaines de leurs collaborateurs sans  
 171 avoir pensé un jour que les collaborateurs allaient mourir. C'est des part de collaborateurs qui ne  
 172 valent pas grand chose, mais même pour 200€ ils doivent se coltiner des héritiers... Donc la  
 173 dynamique il faut la mettre dans un axe temporel aussi.

174 *D'accord, merci beaucoup.*

## 8.2.5 Entretien Dominique Woitrin

Entretien en date du 15 mai 2018 avec Monsieur Dominique Woitrin, ex-directeur de la CREG, le régulateur fédéral.

*La conversation s'engage autour de la vidéo de présentation de l'autoconsommation collective éditée par Enedis.*

1 L'autoconsommation collective serait une modification tout à fait intelligente, surtout pour Bruxelles,  
2 beaucoup plus que pour la Flandre ou la Wallonie parce qu'à Bruxelles on a un habitat concentré et  
3 beaucoup d'appartements et les gens ne peuvent pas bénéficier de panneaux photovoltaïques chez  
4 eux donc on a une proportion de gens habitant en habitat groupé beaucoup plus importante qu'en  
5 Flandre ou qu'en Wallonie. Donc ça serait génial de proposer ça à Bruxelles et puis si ça se généralise  
6 tant mieux.

7 *Alors la première question : selon vous, sur quel périmètre une opération d'autoconsommation*  
8 *collective doit pouvoir avoir lieu sur la RBC?*

9 **Je crois que pour la simplification, le mieux c'est effectivement de partir d'un poste et donc de la**  
10 **même source MT/BT, mais honnêtement avec les moyens informatiques modernes je ne vois**  
11 **vraiment pas pourquoi on se limite et pourquoi un consommateur bruxellois ne pourrait pas**  
12 **participer à une éolienne ou un panneau photovoltaïque en Flandre ou en Wallonie** et bénéficier au  
13 niveau global alors. Mais pour commencer, effectivement, simplifions les choses d'autant plus que  
14 les compteurs intelligents vont faire des synthèses au niveau d'un poste puis au niveau d'un réseau,  
15 etc..

16 *D'accord. Mais si l'on imagine un périmètre beaucoup plus large on va utiliser le réseau moyenne*  
17 *tension et peut-être même le réseau haute tension ?*

18 C'est aucun problème. Les vrais problèmes c'est dans le réseau basse tension ! Le réseau moyenne  
19 tension c'est très rare qu'il y ait des surcharges pour la simple et bonne raison que quand il y a des  
20 grands parcs de production éoliennes essentiellement mais parfois maintenant aussi photovoltaïque  
21 sur des supermarchés, des choses comme ça, raccorder en moyenne tension c'est une ligne directe  
22 vers la moyenne tension donc ça ne sature pas le réseau, parce que les lignes moyennes tension ne  
23 sont jamais calculées à la puissance. On fait en sorte qu'elle soit suffisante pour que l'on puisse  
24 mettre autant de transfo que l'on veut. Donc le réseau moyenne tension c'est très différent, il y a  
25 beaucoup moins de limites.

26 *Est-ce que selon vous il faut limiter la puissance des installations photovoltaïque qui pratiquent*  
27 *l'autoconsommation collective ?*

28 **Il n'y a pas plus de raisons de limiter l'autoconsommation collective que l'autoconsommation pure,**  
29 **si ce n'est des raisons de disponibilité du réseau basse tension.** Il est évident que si l'on a en bout de  
30 ligne une très grosse centrale photovoltaïque qui injecte en plein midi. Qu'est-ce qui va se passer ? Le  
31 dernier sur la ligne, à côté de la centrale va avoir la tension qui va monter et donc on va peut-être  
32 être obligé d'écarter cette centrale photovoltaïque, faire en sorte qu'elle ne produise pas autant que

33 l'on veut. Sauf si l'on parvient à donner, et c'est là tout l'intérêt du dialogue homme/machine,  
34 automatique, pas question de faire un truc manuel sur un GSM, mais donc si on peut donner  
35 automatiquement : « Mettez en route votre machine à laver, votre sècheuse » en même temps que  
36 la production, ça c'est bien, ça décharge le réseau. Il n'y aura pas trop d'augmentation de tension, le  
37 vrai problème c'est que les lignes sont radiales. Et **d'ailleurs en Flandre en tout cas Eandis sont**  
38 **occupés à mettre des cabines moyennes tension basse tension partout, pour réduire la longueur**  
39 **des réseaux basses tensions et donc permettre l'installation d'un maximum de photovoltaïque.**

40 *En France consommateurs et producteurs doivent être liés au sein d'une personne morale. Pensez-*  
41 *vous que cela est judicieux et que l'on devrait le reproduire en RBC ?*

42 Ce n'est pas idiot. **La seule chose que je trouve dommage dans le système Français est qu'ils ont**  
43 **chacun droit à un pourcentage de la production mais que le reste est injecté sur le réseau. Il**  
44 **faudrait que ça soit modulable. Si l'un consomme plus que son pourcentage et qu'il y a quand**  
45 **même des surplus, qu'il puisse les avoir.**

46 *Alors du coup je vous pose directement la question sur la méthode de répartition : Selon vous, selon*  
47 *quelle méthode devrait-on répartir la production entre les consommateurs ?*

48 **Si on veut aller au bout du raisonnement pour moi on doit la répartir en fonction de ce qui est**  
49 **disponible.** Bien entendu d'abord en fonction de la participation financière (dans l'installation PV),  
50 c'est assez logique, mais au-delà, si l'on ne participe pas assez mais que l'on consomme plus, on  
51 devrait pouvoir consommer la part qui n'est pas prise par d'autres. C'est vraiment en fonction de  
52 l'énergie disponible. Quitte à ce qu'annuellement ils refassent une péréquation entre eux.

53 *Au niveau du cadre tarifaire est-ce que les kWh autoconsommés doivent être soumis à la redevance*  
54 *régionale finançant la politique régionale en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et*  
55 *nottament la gestion des certificats verts ?*

56 Heu, non, cela ne le seront pas. Ceux qui auront la redevance régionale certificats verts ce sont les  
57 kWh consommés en dehors des périodes de production.

58 *Donc ceux qui sont soutirés auprès d'un fournisseur ?*

59 Lambda. Ça paraît logique parce qu'il n'y a pas que du photovoltaïque, il peut y avoir beaucoup  
60 d'éolien aussi.

61 *Une autre question tarifaire, cette fois concernant le tarif d'utilisation du réseau public. Est-ce qu'une*  
62 *part de ce tarif et si oui quelle part de ce tarif doit être payée sur les kWh autoconsommés ?*

63 Alors ça c'est la grande discussion qui est portée en Belgique depuis 2008, 2009, depuis le procès que  
64 nous avons perdu. **On se rend compte que les utilisateurs de panneaux photovoltaïques utilisent le**  
65 **réseau deux fois. Une première fois en temps normal quand il n'y a pas de soleil, mais l'autre fois,**  
66 **quand il y a du soleil, pas uniquement pour envoyer les kWh excédentaires en plein après-midi,**  
67 **mais surtout pour permettre le fonctionnement des onduleurs.** Sans réseau, pas d'onduleur, pas de  
68 production, zéro. Et donc ils ont un double service rendu par le réseau : la fréquence 50Hz qui est  
69 donnée par le réseau et la possibilité d'envoyer les excédents. Donc notre raisonnement à la CREG

70 était de dire qu'il faut qu'ils participent quelque part parce qu'avec le compteur qui tourne à l'envers  
 71 en Belgique, ils ne participaient plus à rien du tout ou quasi plus rien, uniquement le petit delta et  
 72 c'était absolument mauvais pour tous les autres utilisateurs du réseau qui n'ont pas la possibilité de  
 73 faire tourner leur compteur à l'envers. C'était injuste et asocial entre guillemet parce que des  
 74 panneaux photovoltaïques il y a dix ans, c'était des gens qui avaient les moyens de mettre 20 000€,  
 75 30 000€ sur leur toit hein. Maintenant c'est 5 000 il n'y a pas de problèmes, enfin, c'est beaucoup  
 76 moins. Donc on s'est battu et on a été remballé trois fois en cours d'appel. Mais finalement,  
 77 maintenant on y arrive.

78 *G Wallenborn : Mais alors c'est quoi le tarif prosumer ? La bonne manière de faire c'est quoi ? C'est*  
 79 *du tarif capacitaire ?*

80 **L'idéal c'est le tarif capacitaire.** Les lignes on ne les fait pas en fonction des kWh qui passent. Si on  
 81 devait le faire en fonction de ça, les lignes seraient beaucoup plus petites puisque les pointes sont  
 82 énormes. On parle de 1 à 20 entre le minimum au milieu de la nuit à 2h du matin et le pic en hiver  
 83 avec tous les petits chauffages d'appoint. Donc ce n'est pas vraiment ça, pas contre un tarif  
 84 capacitaire en disant : « vous pouvez prendre 3kW, 6kW, 9kW, 12kW » c'est plus juste parce que ça  
 85 permet de dimensionner les câbles et donc le réseau. Mais bon, on n'y est pas encore. Il y a déjà  
 86 maintenant une petite participation capacitaire. La première idée pour les prosumers avec les  
 87 compteurs électromécaniques qu'on a encore majoritairement en Belgique à 99% c'était de dire :  
 88 « Vous avez 5kW de panneaux sur votre toiture, vous payer tant, autant par kW installé. » Et puis  
 89 après, on est revenu, les premiers compteurs bidirectionnels sont apparus dans la maison et là on a  
 90 dit : « Si vous avez un compteur bidirectionnel, ou intelligent, encore mieux, vous paierez tel tarif en  
 91 fonction des kWh que vous réinjectez dans le réseau ». Mais il faut bien se rendre compte que le  
 92 réseau pour le photovoltaïque a deux fonction : une, la principale, celle de lui permettre de  
 93 fonctionner parce qu'il y a une référence 50Hz. Quand le 50Hz disparaît, plus de photovoltaïque, ils  
 94 ne savent pas fonctionner tout seul. Il leur faut la référence 50Hz. C'est tout simple, dans toutes les  
 95 réglementations belges et européennes il y a des seuils critiques à, 49,1 je crois et à 50,5 qui  
 96 déclenchent les panneaux photovoltaïques donc plus moyen de les raccorder. Il faut vraiment une  
 97 installation assez sophistiquée pour dire : « Ok, mon panneau peut fournir » A ce moment-là il y a  
 98 une régulation de puissance sur la consommation et c'est beaucoup plus compliqué et ça coûte  
 99 beaucoup plus cher. Et donc au jour d'aujourd'hui tous les panneaux européens sont conçus d'une  
 100 certaine manière de sorte qu'ils déclenchent à une certaine fréquence, sur-fréquence ou sous-  
 101 fréquence. Automatiquement. Donc ils n'apportent par exemple aucun soutien au réseau en plein  
 102 midi. Si par hasard il y avait par exemple 10 centrales nucléaire qui déclenchent en Europe, ça ferait  
 103 10 000MW, la réserve primaire c'est 3 000. On aurait un gros problème, on descendrait  
 104 probablement à 48,9 ou 48,5 un truc comme ça. Et donc, en plus du déclenchement de 10 000MW  
 105 de centrales nucléaires on aurait en même temps un déclenchement de 50 000MW de panneaux  
 106 photovoltaïques donc c'est le blackout généralisé assuré. Donc c'est un vrai danger pour la stabilité  
 107 du réseau.

108 *G Wallenborn : Et donc finalement au niveau tarification ça serait tarif capacitaire à l'injection ?*

109 Tarif capacitaire au raccordement, parce que finalement c'est ça qui détermine la grosseur du câble  
110 et la topologie du réseau, si l'on met deux cabines dans une rue ou une cabine, ça a un coût.

111 *Et dans le cas où nous n'aurions pas un tarif capacitaire ?*

112 Il faut une participation de ceux qui bénéficient de l'autoconsommation. Il n'y a rien à faire, ils ont  
113 besoin du réseau.

114 *Ok, la durée du pas de temps ?*

115 **En France c'est la demi-heure en Belgique c'est le quart d'heure.** Mais là aussi il faudra arriver à une  
116 normalisation européenne. Le quart d'heure, la demi-heure ou l'heure, c'est aussi un problème et il  
117 faudra arriver à normaliser. **Personnellement je crois que le quart d'heure est suffisant parce qu'il**  
118 **correspond à l'activation des réserves tertiaires. La demi-heure c'est trop long.**

119 *Est-ce que vous pensez qu'il doit être possible de vendre de l'électricité d'un point de vue physique*  
120 *d'un producteur à un consommateur sans passer par le réseau public ?*

121 **Non, non. Parce que ça demande un investissement en câble.** Un réseau privé c'est  
122 antiéconomique.

123 *D'accord. Dans le schéma d'autoconsommation collective à la française on utilise un compteur*  
124 *communicant. Est-ce que vous imaginez un schéma d'autoconsommation collective sans compteurs*  
125 *communicants ?*

126 **Non, c'est impossible. On ne parviendra pas à prendre les données. Il n'y a rien à faire, il faut un**  
127 **compteur bidirectionnel.** Les compteurs actuellement en Belgique ils sont monodirectionnels. La  
128 seule chose qu'ils peuvent faire c'est retrancher, c'est l'histoire du compteur qui tourne à l'envers.  
129 C'était génial d'un point de vue investissement ça ne coûtait rien, mais c'était idiot du point de vue  
130 du raccordement.

131 *Du coup globalement vous êtes favorable aux compteurs communicants ?*

132 Les compteurs communicants c'est tout une histoire. Le premier pays à les avoir mis en place c'était  
133 l'Italie. Enel (société nationale Italienne d'électricité) s'est rendu compte qu'il y avait 20% de son  
134 courant qui était volé et grâce aux compteurs communicants très simples qu'ils ont installés, en un  
135 an de temps ils ont récupéré trois milliards d'euros. Paf, réglé ! Mais les compteurs communicants  
136 italiens... poubelles ! Même topo en Suède, très volontaire : « On va mettre des compteurs  
137 communicants ». Et puis ils se sont rendus compte que les premiers compteurs communicants, il y en  
138 a déjà 1 ou 2 millions d'installés, ils ne savent pas évoluer, ils sont fermés, on ne sait rien faire. Alors  
139 Linky c'est un magnifique exemple d'industrialisation français, ça vient de Paris, c'est très bien, etc...  
140 Et puis là aussi on arrive aux limites, et puis surtout il y a des dérapages de coûts colossaux. On s'est  
141 rendu compte que ça coûtait très cher. Il y a du développement, la digitalisation c'est l'un des grands  
142 enjeux des 10ans à venir. Et la Belgique a bien fait d'attendre, je crois qu'on a eu raison de  
143 temporiser.

144 *Et du coup, de manière assez globale, quelles recommandations feriez-vous pour que*  
145 *l'autoconsommation collective se développe en Région de Bruxelles-Capitale ?*

146 Changer la législation d'abord. Là c'est un « no pasaràn ». Il faut changer la législation ! Et en profiter  
147 pour l'adapter de façon intelligente.

148 *Vous avez des suggestions particulières ? Des choses dont on n'a pas parlé ?*

149 Et bien il y a une chose qui est particulier à Bruxelles, que Sibelga a obtenu, c'est qu'à Bruxelles il n'y  
150 a pas de réseau privé. Dans les deux autres régions du pays il y a des réseaux privés, essentiellement  
151 des industriels sur leurs terrains. A Bruxelles il y avait quelques réseaux privés qui existaient dans des  
152 immeubles ou quelques sites industriels et Sibelga a décidé en accord avec son régulateur de dire :  
153 « On va tous les racheter ». Plus de réseaux privés à Bruxelles. Et du coup il n'y a pas de problèmes,  
154 Sibelga a tout en main.

155

## 156 8.2.6 Entretien Manoël Rekinger

Entretien en date du 16 mai 2018 avec Monsieur Manoël Rekinger, Innovation project leader chez Elia et Monsieur Menno Janssens, head of innovation également chez Elia. L'entretien s'est déroulé à distance.

157 M. Rekinger : Bonjour, nous travaillons tous les deux chez Elia, moi dans la partie stratégie et dans la  
 158 partie dans laquelle on suit un petit peu tout ce qui est nouvelles tendances à la fois nouvelle  
 159 technologie mais également tout ce qui est modèle économique. Et donc dans ce cadre-là on suit un  
 160 peu l'autoconsommation collective. Menno, lui, dirige l'équipe innovation. Heu, le sujet (l'Acc) n'est  
 161 pas à l'ordre du jour, mais en termes de projet, parce que c'est assez loin des activités d'Elia. Mais il  
 162 pourrait y avoir un impact, mais on rentre en interaction avec d'autres sujets qui approchent, qui  
 163 sont simplement l'intégration du consommateur final ou du prosumer dans ce que l'on va appeler : le  
 164 fonctionnement du système en entier. Ça c'est une première chose. Et puis c'est également un sujet  
 165 que je suis de manière personnelle parce que j'ai travaillé avant ça pendant 7ans, 8ans dans  
 166 l'industrie du PV et principalement 4ans au sein de Solar Power Europe qui est la fédération  
 167 européenne du PV. C'est un sujet que j'ai suivi principalement au niveau des législations et de  
 168 l'avantage sociétal que ça peut apporter.

169 *D'accord. [Je me présente] Alors, la première question concernant le cadre réglementaire est de*  
 170 *savoir s'il est bon de rassembler les producteurs et les consommateurs au sein d'une personne*  
 171 *morale comme c'est le cas en France?*

172 En pratique tu dois avoir une entité responsable de tous les processus liés à cette notion  
 173 d'autoconsommation collective. En fait il y a plusieurs questions sous-jacentes, il y a  
 174 l'implémentation technique et l'écriture au niveau du GRD, tout ce qui est system process et autres  
 175 et la question à un moment on va dire de l'activité commerciale. De ce que je comprends de  
 176 l'approche française c'est pour éviter à un moment qu'il y ait une sorte de locking par rapport à un  
 177 supplier type EDF. **Tu pourrais très bien avoir un schéma où c'est un supplier qui s'occupe de ça.**  
 178 **Maintenant ça veut dire que t'es forcé à un moment à rentrer en tant que client chez un supplier**  
 179 **spécifique parce que tu veux faire partie d'un groupe de personnes qui autoconsomment**  
 180 **ensemble. Donc oui, je pense que l'approche d'avoir une entité supplémentaire est un bonne**  
 181 **approche en terme de libéralisation.** Je pense que c'est une bonne chose à un moment d'avoir une  
 182 capacité d'avoir des gens qui se mettent ensemble sans devoir s'exposer, sans devoir à un moment  
 183 se lier avec une entité existante qui peut être un supérieur ou autre. Mais ça peut être aussi une  
 184 barrière à un moment au développement de ces modèles là parce que tu vas avoir besoin quand  
 185 même d'un cadre réglementaire spécifique pour ce type d'association là. Première chose. Et puis  
 186 deuxième chose, ça reste quand même un sujet qui est compliqué à comprendre, c'est-à-dire que  
 187 essentiellement les gens qui veulent créer des capacités, qui ont des capacités pour créer ce genre de  
 188 coopérative ils vont mettre en place ce schéma-là. Donc est-ce que dans le fond ce n'est pas un  
 189 acteur existant qui est neutre ? Ça fait penser aux GRD ou même à un moment à une administration  
 190 qui pourrait à un moment générer ou faciliter ce mécanisme-là.

191 *Oui, donc afin de ne pas complexifier la tâche des prosumer ?*

192 **Disons que si tu as envie de te lancer là-dedans, le fait que tu dois créer une entité, c'est une**  
 193 **barrière en quelque sorte.**

194 *Ok. Quel doit être selon vous le périmètre dans lequel peut avoir lieu une opération*  
 195 *d'autoconsommation collective en RBC ?*

196 Heu, pfiou, de nouveau il y a beaucoup de questions sous-jacentes à cette question-là. C'est la  
 197 question de ce que c'est que le local, qu'est-ce que tu reprends dans cette notion-là ? À mon sens, le  
 198 fait d'aller au-delà d'une représentation physique de cet aspect local, en fait tu deviens un BRP  
 199 (balancing responsible party). Et en fait, le fait de ne pas lier ça à une contrainte géographique et je  
 200 t'expliquerai après, je pense qui doit être physique, lié à, par exemple, un feeder particulier ou une  
 201 poche particulière du réseau c'est juste réinventer la roue en fait. C'est de se retrouver à un moment  
 202 avec un concept de type BRP, il y a des boîtes qui surfent là-dessus maintenant, ils font de  
 203 l'optimisation en fait, maison par maison, de l'autoconsommation en Allemagne, mais qui en même  
 204 temps ont mis en place un forme d'avancée, d'optimisation d'un portefeuille de production et de  
 205 consommation, mais où tout est situé chez le consommateur. **Donc le fait de ne pas lier ça à une**  
 206 **contrainte géographique qui je pense devrait être physique c'est juste faire quelque chose qui**  
 207 **existe déjà.** C'est un peu différent mais tu reprends le concept de « qu'est-ce que fait un BRP,  
 208 comment il le fait », sauf que tu amènes une question d'autoconsommation particulière, c'est-à-dire  
 209 maison par maison, plus une notion d'autoconsommation au niveau d'un portefeuille donné,  
 210 portefeuille de producteurs et de consommateurs. C'est ce que fait un BRP en fait. Voilà, donc ça  
 211 c'est un premier point donc en terme de modèle économique je vois plus trop l'intérêt de le faire si  
 212 ce n'est pas lié à une zone géographique et puis pour moi un point qui est assez important. Même si  
 213 je viens du PV, un point qui est défendu, c'est que dans le fond, penser que de base  
 214 l'autoconsommation, qu'elle soit particulière ou collective amène une valeur système donc une  
 215 valeur à la société en tant que telle, heu, c'est parfois un peu illusoire et donc **le fait de pouvoir lier**  
 216 **ça à un élément physique qui peut être un transformateur ou une poche particulière peut amener**  
 217 **à la détection de la création de valeur.** Un des très gros problèmes du développement du  
 218 renouvelable en général c'est que les effets positifs qui existent sont très très indirects en fait. Si tu  
 219 pousses un mécanisme tu dois réfléchir à l'impact sociétal que ça a. Un manque d'anticipation qui a  
 220 été réalisé avec la compensation en Belgique par exemple c'est d'avoir sous-estimé la capacité de la  
 221 technologie à, de un, diminuer le coût et de deux, c'est la capacité d'adoption de ces technologies.  
 222 C'est quelque chose qui va très ou trop vite par rapport à des régulations. On doit penser à l'avance  
 223 à : « Quelles sont les effets si cela se répand ? ». De nouveau ce n'est pas une volonté de freiner. Les  
 224 gens pensent parfois que les GRD ou les GRT sont anti ce genre de schéma-là. Pas du tout, c'est, dans  
 225 un design de mécanisme de soutien, un mécanisme d'interaction on doit penser à un moment à :  
 226 « ok si ce mécanisme scale (s'intensifie) c'est quoi l'impact ? ». Il faut être très malin dans le design  
 227 au début pour s'assurer qu'on est assez proactif et futurproof (étanche au futur). Et donc **pour moi le**  
 228 **fait de lier ça à une dimension physique peut complexifier la chose mais peut permettre à un**  
 229 **moment de ne pas se tirer une balle dans le pied si ça se développe trop.**

230 *Donc au niveau physique c'est vraiment dans un périmètre restreint ?*

231 La question de restreint c'est... Pour moi quand je parle physique c'est lier ça à des assests (des  
 232 atouts), dire mettre ça derrière un transformateur ou un compteur spécifique, si on prend le cas  
 233 Allemand ou la cas Français pour moi, j'aurai tendance à dire que c'est plus intéressant, ça va peut-  
 234 être ralentir le développement mais s'assurer que ce truc ne crée pas plus de problèmes qu'il  
 235 n'amène de solutions. Cette composante physique a un intérêt pour moi dans ce sens-là. **Quand je**  
 236 **dis physique c'est lié à l'infrastructure réseau.**

237 *D'accord, alors je vais passer à la troisième question. Est-ce que selon vous il faut limiter la puissance*  
 238 *des installations qui pratiquent l'autoconsommation collective en RBC ?*

239 Je ne parlerai pas de limitation, je parlerai de lien, de liaisons avec ce que tu souhaites, l'objectif que  
 240 tu souhaites atteindre. Quel est la valeur que tu souhaites créer. Limiter pour dire de limiter en  
 241 pensant que ça va freiner le mécanisme en disant : « On ne va faire ça que jusqu'à 100kWc » par  
 242 exemple pour éviter que ça se développe. De nouveau à mon sens c'est sous-estimer la capacité du  
 243 PV dans son essence à se développer très rapidement et facilement en fait. Si tu mets une limite à  
 244 100kW, qu'est ce qui empêche de multiplier les zones d'autoconsommation collective avec des  
 245 unités de 100kW. La question c'est de nouveau à quoi tu souhaites lier ça. Quel est l'objectif que tu  
 246 recherches ? Un mécanisme de soutien ou un mécanisme d'interaction doit avoir un mécanisme  
 247 d'optimisation qui peut être simplement une volonté politique à un moment que les gens aillent plus  
 248 vers du vert et donc ça c'est une décision politique qui doit être basée sur des objectifs, par exemple  
 249 réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ou d'intégration du renouvelable ou pourrait être lié à quelle est la  
 250 valeur que je veux créer au niveau de l'infrastructure ? Et dans ce cas-là il n'y a pas de question de  
 251 limitation de puissance, la question c'est quel est le système le plus adéquat dans une situation  
 252 donnée pour maximiser ou optimiser l'objectif que je recherche. Quand je parle d'objectif, ça peut  
 253 être comme j'expliquais un objectif politique, de promotion du renouvelable, mais ça peut être  
 254 également un objectif de minimisation de certaines caractéristiques de l'infrastructure. **L'avantage**  
 255 **sociétal doit être clairement défini.** Et l'installation doit être désignée en fonction de l'objectif. **En**  
 256 **fait, l'autoconsommation est une forme de subside, de nouveau ce n'est pas une question de dire**  
 257 **si c'est bien ou mal, c'est un subside indirect. On autorise les gens en fait à arbitrer entre deux**  
 258 **choses tout à fait différentes, entre un service qui est en fait la tarification de l'électricité comme**  
 259 **elle existe maintenant et d'arbitrer ça contre le coût de production locale qui est en fait une**  
 260 **commodité pure.** Donc le fait de permettre l'autoconsommation, de dire « il n'y a pas de subsides »  
 261 Si, il y a un subside. Le fait de le permettre c'est un subside indirect. On te donne la possibilité de  
 262 faire quelque chose qui n'a pas vraiment de sens, qui fait moins sens.

263 *Du coup cela m'amène à la question suivante qui est de savoir si les kWh autoconsommés doivent*  
 264 *être soumis à tout ou partie du tarif d'utilisation du réseau public ?*

265 De nouveau les gens vont dire : « Elia ou n'importe quel GRD veut défendre son beefsteak. » Parce  
 266 que ça reste la source de rémunération en fait pour des acteurs régulés via des réseaux. De nouveau,  
 267 j'essaie toujours d'être très neutre par rapport à ça. La question c'est socialement parlant qu'est-ce  
 268 qui fait sens ? De nouveau c'est ce que j'expliquais, si tu veux que ton mécanisme skill, je ne pense  
 269 pas que tu ne peux pas à un moment éviter cette question de permettre d'éviter entièrement le  
 270 paiement de la tarification réseau. Parce que la question c'est une question d'utilisation en fin de

271 compte, c'est un truc que les gens ont du mal à comprendre dans l'autoconsommation, **ce n'est pas**  
272 **parce que tu autoconsommes que tu limites le besoin d'infrastructure. Si le pic de consommation**  
273 **est en hiver par exemple ton service est dimensionné en fonction du pic d'hiver.** Si  
274 l'autoconsommation ne participe pas à la diminution de ce pic et ben elle peut amener en fait à des  
275 gains d'efficacité en termes de perte mais ton infrastructure aura quand même été créée pour t'offrir  
276 un service qui est ce service-là, c'est **la sécurité d'approvisionnement 365 jours par an, 24h/24. Donc**  
277 **est-ce que l'autoconsommation va amener une valeur ajoutée par rapport à ça ? Non.**

278 M Janssens : Non et je crois que tu as besoin d'un changement de mentalité. Pour les GRD et GRT  
279 peut-être qu'il ne faut plus tout dimensionner pour les pics. T'as besoin d'incentives différentiels  
280 pour faire ça sinon...

281 M Rekinger : Mais tu pourrais très bien dire à un moment. De nouveau je répète : il n'y a pas de  
282 position d'Elia par rapport à ça donc ne prends pas la discussion que nous avons là comme étant la  
283 position d'Elia. Je suis d'accord avec Menno qu'il y a une question de comment se rémunèrent les  
284 acteurs ? Comment sont rémunérés les acteurs GRD GRT ? C'est une question assez complexe. Si on  
285 prend uniquement l'autoconsommation que ça soit particulière ou collective. Si on veut lier à un  
286 moment ce mécanisme-là à une création de valeur pour la société. **L'autoconsommation comme elle**  
287 **est à l'heure actuelle en Belgique ne participe pas du tout à la réduction des infrastructures. Et**  
288 **donc pourquoi quelqu'un qui a accès au service ne paie pas ?** Maintenant ce n'est pas noir ou  
289 blanc. C'est un paramètre que l'on peut utiliser pour permettre le développement de ces  
290 mécanismes-là. Je suis anti vision tranchée, c'est-à-dire que les gens qui disent : « Il doit être  
291 entièrement payé » c'est tuer dans l'œuf...

292 M Janssens : Oui il faut partager les bénéfices. Des bénéfices qui vont vers les gens qui font de  
293 l'autoconsommation parce que sinon ils ne vont pas le faire, mais comme ils vont toujours utiliser le  
294 réseau, d'une façon ou d'une autre, il y a une partie du bénéfice qui doit aller là-bas (au réseau). Je  
295 crois que c'est super difficile de définir le mécanisme pour faire ces bénéfices pour les deux. Mais  
296 clairement il faut partager les gains.

297 M Rekinger : Il faut partager les gains et les coûts. C'est la question fondamentale, comment je  
298 répartis coûts et gains entre les différents utilisateurs du réseau qu'ils soient prosumers,  
299 consommateurs purs et autres. **Et je me répète, le fait de reporter les différents coûts d'utilisation**  
300 **du réseau, taxes ou autres, au reste des membres de la société c'est une forme de subsides**  
301 **indirects.**

302 *J'ai la même question mais pour la redevance régionale qui finance la gestion des certificats verts.*

303 C'est une décision qui doit être politique en termes de répartition de qui paie pour quoi. Qui crée la  
304 valeur et qui paie pour quoi ? **Une politique régionale ou nationale de développement du**  
305 **renouvelable ne peut pas être supportée que par une partie des citoyens et qu'une autre partie**  
306 **des citoyens soient rémunérée là-dessus. Tu crées un clivage qui ne peut aller qu'en grandissant.**

307 *Donc est-ce que l'on pourrait imaginer un tarif évolutif qui n'est par exemple pas payé quand il n'y a*  
308 *pas beaucoup de personnes puis qui est progressivement payé et augmente au fur et à mesure que*  
309 *les gens s'y mettent ?*

310 Oui, il y a ça. Ou qui peut être lié au LCOE (Levelized Cost of Energy, soit le coût actualisé de  
311 l'énergie) lui-même. Le mécanisme de « feed-in-tarif » allemand a été désigné sur ça. Le mécanisme  
312 diminuait trimestre par trimestre en fonction d'un corridor de développement souhaité. **Mais donc**  
313 **je le répète, les questions de taxes et de coût réseau sont des décisions politiques mais pour moi**  
314 **elles devraient être prises avec l'objectif d'optimiser socialement. Et pas de donner à un groupe**  
315 **de personnes un avantage en gain tout en leurs épargnant certains coûts.**

316 *La question suivante nous vient du cas allemand où le gouvernement subventionne le producteur*  
317 *pour qu'il vende l'électricité 10% moins chère au consommateur que les prix du marché. Pensez-vous*  
318 *que cela soit une bonne chose et qu'il faille le reproduire en RBC ?*

319 Je répète souvent ce que je dis, mais tout dépend de l'objectif recherché. [...]

320 Les compteurs communicants sont largement diabolisés, pour de bonnes et de mauvaises raisons on  
321 va dire. Mais ça peut apporter beaucoup de choses. Et dans le cas de mécanismes  
322 d'autoconsommations collective créatrice de valeurs tu as besoins d'intelligence pour le rendre  
323 créateur de valeurs.

324 *Et donc une question qui découle de l'utilisation des compteurs communicants. En France ils calculent*  
325 *l'autoconsommation collective sur des pas de temps de 30min. Quel est le bon pas de temps pour la*  
326 *RBC ?*

327 Ça dépend du design des mécanismes en fait. Chez nous c'est 15min. C'est un trader à avoir entre la  
328 complexité du mécanisme et le fait de le rendre dynamique. Quand je parle de dynamique c'est de  
329 s'assurer que le comportement d'autoconsommation soit en fait désigné pour créer de la valeur  
330 parce qu'il y a une question de puissance derrière qui est importante.

331 *Justement, à ce niveau-là, on peut imaginer que plus le pas de temps est court, plus les*  
332 *autoconsommateurs consommeront instantanément et que donc cela créera de la valeur en limitant*  
333 *les pics d'injection ?*

334 Théoriquement oui, après, est-ce que les gens sont capables ? Je crois que selon les dernières études  
335 c'est moins qu'espéré. Les gens ne changent pas de fournisseurs alors que financièrement c'est  
336 intéressant. Les gens ne font pas ça. Alors est-ce qu'ils seront capables d'adapter leurs  
337 consommations toutes les trente minutes ? Ça risque d'être compliqué. Maintenant, je répète, la  
338 technologie permet beaucoup de choses. **Les compteurs intelligents permettent de faire beaucoup**  
339 **de choses. Il est dommageable qu'actuellement les gens ne voient pas la valeur en fait. Ils ne**  
340 **voient que le coût, que les effets parfois indirects, extrapolés, la question des ondes par exemple.**  
341 **La protection des données, oui, c'est un sujet extrêmement important qui doit être abordé dès le**  
342 **début**, mais de nouveau, entendre des levés de boucliers par rapport à ça alors que les gens surfent  
343 sur Google tous les jours, il y a une espèce de drôle de paradoxe là-dedans. Et le compteur intelligent  
344 peut amener vraiment, vraiment, beaucoup de choses.

345 *Selon vous les compteurs intelligents peuvent amener plus de valeurs que les comportements de*  
346 *consommations des consommateurs ?*

347 Oui. On peut faire beaucoup de choses avec les données des smart meters (compteur  
348 communicant) on va dire. C'est un outil fantastique en fait. Dans la durée c'est ça que l'on vise. Et je  
349 dis bien que c'est pour moi de nouveau. Je ne défends nullement la position d'Elia.

350 *D'accord. Donc j'ai une question maintenant au niveau de la méthode de répartition. Quelle est selon*  
351 *vous la meilleure manière de répartir l'autoproduction entre les différents consommateurs ?*  
352 *Répartition au pourcentage, répartition proportionnelle aux consommations, répartition égale ?*  
353 *Quelle méthode est la plus bénéfique pour le réseau ?*

354 Je n'ai pas d'idée par rapport à ça. Si c'est une coopérative qui investit, peut-être que cela peut se  
355 faire au prorata de l'investissement. Ou alors proportionnelle à la consommation annuelle, mais elle  
356 ne décrit pas la capacité de chaque foyer à autoconsommer physiquement. Oui, je crois qu'il n'y a  
357 pas de bonne approche, juste des règles à suivre pour rester honnête. Il ne faut pas qu'au sein de la  
358 coopérative il y ait des gens qui profitent de la coopérative plus que d'autres.

359 *Est-ce qu'il doit être possible de vendre l'électricité dans une opération d'autoconsommation*  
360 *collective d'un point de vue physique sans passer par le réseau public ?*

361 M Janssens : Pour la société dans sa globalité ça n'apporte pas de valeur ajoutée. **Tu peux avoir une**  
362 **poche privé comme les chemins de fer mais pour la société je ne crois pas que ça soit une bonne**  
363 **chose.**

364 M Rekinger : J'aurai tendance à rejoindre Menno sur cet avis-là. **La privatisation d'une partie du**  
365 **réseau ça pourrait être destructeur. Aller vers un morcellement ça peut amener vers une**  
366 **augmentation des coûts du réseau.** C'est pour cela qu'il faut toujours garder à l'esprit une  
367 optimisation sociétale.

368 *J'ai maintenant une question spécifique à Elia. Est-ce que vous pensez que si l'Acc venait à se*  
369 *développer cela pourrait avoir des conséquences sur le réseau d'Elia ? Une diminution du transit ou*  
370 *pas vraiment ?*

371 Il y aura forcément un impact, maintenant jusqu'à quel degré ? C'est compliqué à estimer. C'est aussi  
372 fortement lié à la régulation.

373 *Ok, merci, j'ai fini ma liste de questions.*

374 Dans mon précédent travail je disais toujours que **l'autoconsommation c'est une forme d'optimum**  
375 **de la libéralisation du marché de l'électricité parce que je choisis entre moi et d'autres.** C'est un  
376 mécanisme que je trouve fascinant. Maintenant il ne doit pas être désigné au mépris de la société.  
377 C'est des mécanismes qui paraissent très opportuns à très court termes pour développer une filière  
378 ou développer un modèle économique, mais qui quand ils sont extrapolés en fait, heu, détruisent de  
379 la valeur sociétale. Donc voilà, moi je suis tout à fait un partisan de l'autoconsommation collective,  
380 mais pour moi on a fait assez d'erreurs dans le passé pour ne pas se pencher sur le comment  
381 produire quelque chose de malin qui donne le droit et le pouvoir, quand je dis pouvoir ce n'est pas  
382 dans le sens négatif du terme, mais qui donne la capacité aux gens de pouvoir consommer  
383 localement, pour moi c'est nécessaire, c'est l'évolution, mais pas au détriment du reste. Je tiens à  
384 souligner une fois de plus que ce n'est pas la position d'Elia mais bien ma réflexion qui est liée à ma

385 double vie, entre avant où je travaillais dans le PV et maintenant que je travaille pour un GRT, j'ai un  
386 peu les deux perspectives sur la question.

### 8.2.7 Entretien Thomas Geury

Entretien en date du 22 mai 2018 avec Thomas Geury, Project engineer chez GreenWatch. Monsieur Geury travaille sur un projet de gestion active de la consommation au niveau d'un lotissement. Cela peut s'apparenter à de l'autoconsommation collective, d'où cet entretien.

1 *Aviez-vous déjà entendu parler de l'autoconsommation collective ?*

2 Oui.

3 *Comment pilotez-vous à distance les équipements des consommateurs ?*

4 C'est via un « Gateway », c'est un petit boîtier qui fait le relais entre nous, la centrale et les objets  
5 que l'on pilote. Et les objets que l'on pilote ça peut être soit avec des prises intelligentes, soit en  
6 communicant directement avec l'interface, par exemple une borne de recharge de voiture  
7 électrique. On collecte les données et on envoie les commandes quoi. On fait ça avec chaque maison  
8 et on fait de l'optimisation de manière globale selon plusieurs critères. Après ça va fort dépendre de  
9 l'évolution de la législation. On peut, un peu, pousser vers l'autoconsommation collective mais il faut  
10 que la législation suive. C'est bien d'anticiper, c'est en développant des choses comme cela que l'on  
11 pousse, un peu, ceux qui décident à aller dans cette direction.

12 *Et ces boîtiers est-ce qu'ils collectent les données du compteur ou est-ce que c'est juste du pilotage ?*

13 Oui, on va récolter les données du compteur. Il y a deux possibilités, soit on se connecte à distance  
14 en GPRS ou GSM, soit on se branche sur le port client directement sur le compteur et là on récupère  
15 via notre boîtier. Il y a deux solutions. On n'a pas encore décidé laquelle on va implémenter mais,  
16 bon, l'idée c'est de récupérer les données directement depuis le compteur quoi.

17 *Et donc dans votre projet, la flexibilité passe par le boîtier, mais est-ce qu'elle passe également par les*  
18 *comportements ?*

19 Oui, alors, l'idée c'est de piloter deux types d'appareils : boilers, chauffages, etc... que là, on peut  
20 piloter à distance sans que le comportement des gens n'intervienne vraiment et puis il y a des  
21 appareils comme l'électroménager : machine à laver, lave-vaisselle où, là, le comportement des gens  
22 intervient beaucoup, même chose pour la voiture électrique et donc l'idée pour ces équipements  
23 c'est de dire aux gens : « On voudrait que vous l'utilisiez entre telle et telle heure, c'est à vous de  
24 choisir la plage horaire » On donne des suggestions d'utilisation pour certaines heures. Après si eux  
25 veulent absolument l'utiliser à un moment, ils peuvent toujours le faire. C'est là que la flexibilité des  
26 gens intervient.

27 *Parce qu'en fait, il y a une question que je me pose et que donc je vous pose, j'essaie d'imaginer un*  
28 *système d'Acc sans compteur communicant. Est-ce que selon vous il est possible de faire de*  
29 *l'autoconsommation collective sans compteur communicant? A-t-on un moyen de calculer qui*  
30 *consomme quoi ?*

31 Via notre « gateway » l'idée c'est de récupérer la mesure de la production des panneaux  
32 photovoltaïques via un petit compteur communicant que toutes les installations ont pour les  
33 certificats verts. Après, on pourrait faire la même chose avec les compteurs actuels avec simplement  
34 une caméra pour récolter la donnée de consommation, ce qui se fait sur certains compteurs de cuve  
35 à mazout. Donc c'est faisable avec les compteurs actuels, mais ça paraît quand même plus facile, plus  
36 simple d'implémentation avec les compteurs communicants. Et plus fiable aussi. A mon avis c'est  
37 faisable sans compteurs communicants mais je n'en vois pas l'intérêt.

38 *Donc vous êtes plutôt favorable aux compteurs communicants ?*

39 Oui. Moi tant que c'est cadré au niveau de la protection des données je suis très ouvert.

40 *D'accord, maintenant je vais vous poser les questions de mon questionnaire. Sur quel périmètre  
41 pensez-vous qu'il faille autoriser un projet d'autoconsommation collective ?*

42 Pour moi c'est au plus local au mieux. **Je dirai qu'en dessous du poste de distribution c'est idéal ou  
43 au sein d'un bâtiment quand il y a assez de foisonnement à l'intérieur du bâtiment.** Ça dépend  
44 surtout du nombre de foyer parce que c'est eux qui offrent la flexibilité quoi.

45 *Est-ce que selon vous il faut limiter la puissance des installations ?*

46 Au plus tu injectes de puissance sur les câbles, au plus tu fais monter la tension et donc il faut  
47 corriger ça et parfois on coupe les productions photovoltaïques pour éviter qu'il y ait trop de  
48 puissance injectée sur le réseau. Mais après, la consommation augmente aussi. Donc **pour autant  
49 que l'on trouve un bon équilibre, un bon ajustement entre production et consommation, pour moi  
50 il ne faut pas limiter**, mais après, s'il n'y a rien qui est fait pour gérer de manière intelligente la  
51 production et la consommation, alors là il faut limiter.

52 *Les kWh autoconsommés doivent-ils être soumis à la redevance régionale finançant la gestion des  
53 certificats verts ?*

54 Oui, oui. L'énergie est partagée à un plus petit niveau, mais elle est partagée quand même.

55 *Est-ce que les kWh autoconsommés qui transitent sur le réseau basse tension doivent être soumis au  
56 tarif d'utilisation du réseau public ? Et si oui, dans quelle mesure ?*

57 Juste la partie distribution. Et encore, qu'à un certain niveau. Pour le tarif distribution il y a encore  
58 tout un tas de niveaux. **Il y a une partie basse tension et l'idée, ça serait que les gens qui n'utilisent  
59 que cette partie-là ne paient que les frais en fin de cascade.** Ils ne paient forcément pas le transport  
60 et ils ne paient qu'une partie des frais de distribution.

61 *Une question qui nous vient du cas allemand où les kWh autoconsommés dans des projets d'Acc sont  
62 en partie subventionnés par l'état pour qu'ils soient vendus 10% moins chers aux locataires que le  
63 tarif du marché. Pensez-vous que cela soit un schéma à reproduire en RBC ?*

64 Et bien, s'ils ne paient pas la partie transport et une partie de la distribution j'ai l'impression que le  
65 prix de l'énergie pourrait être le même que ce qu'il est chez les fournisseurs. Après faut trouver  
66 lequel parce qu'il y a aussi une différence chez les fournisseurs, mais **j'ai l'impression que ce n'est**

67 **pas nécessaire que l'état vienne intervenir. Si l'état verse de l'argent à certains pour faire ça alors**  
68 **ceux qui ne le font pas sont forcément pénalisés.**

69 *L'électricité en surplus qui n'est pas autoconsommée sur place et est injectée sur le réseau doit-elle*  
70 *être valorisée d'une manière ou d'une autre ? Est-ce qu'un fournisseur doit racheter cette électricité*  
71 *ou est-ce que l'on considère qu'elle est perdue ?*

72 Pour moi ça devrait rester la même chose. Si personne ne veut leur racheter, ben, entre guillemet  
73 « tant pis pour eux ». C'est eux qui produisent, le marché devrait leur faciliter la revente auprès des  
74 fournisseurs, mais on ne peut pas leur garantir non plus que leur électricité va être rachetée. C'est  
75 eux qui injectent sur le réseau, personne ne les y oblige.

76 *En France les autoconsommateurs décident entre eux d'une clef de répartition pour l'électricité*  
77 *autoproduite avec des pourcentages alloués à chacun pour des pas de temps de trente minutes. Ma*  
78 *première question est de savoir quelle serait selon vous la meilleure méthode pour répartir l'électricité*  
79 *entre les autoconsommateurs ? La seconde question concerne le pas de temps, quelle est le bon pas*  
80 *de temps selon vous ?*

81 Pour la deuxième question je dirai au plus court au mieux. Un quart d'heure c'est bien. Après, pour  
82 les gens, le plus rentable économiquement c'est clairement le pas de temps le plus élevé. Vu que le  
83 quart d'heure est utilisé sur le marché de l'électricité je dirai que c'est un bon compromis. Instantané  
84 ça devient compliqué... ou même minute, minute c'est faisable mais bon il faut voir **si c'est possible**  
85 **d'échanger les données rapidement et de pouvoir faire tous les calculs à la minute. Si c'est faisable**  
86 **pourquoi pas, mais dans un premier temps 15minutes c'est un bon compromis** je pense.

87 Pour la première question **je pense qu'on devrait répartir équitablement**, c'est ce qui me paraît le  
88 mieux. Pour les gens c'est bien d'avoir l'information à l'avance, l'installation produit à ce moment-là  
89 donc c'est bien de consommer à ce moment-là, mais commencer à avoir des pourcentages à la demi-  
90 heure... sachant qu'il n'y aura pas de pilotage automatique chez tout le monde, ça me paraît  
91 compliqué. Après, si il y a une optimisation centralisée les pourcentages avant la demi-heure c'est  
92 bien. Mais là, si tout se fait manuellement de manière décentralisée, je ne vois pas l'intérêt.

93 *Est-ce que selon vous il doit être possible d'avoir une possibilité d'autoconsommation collective sur*  
94 *des réseaux privés ?*

95 Oui pour moi c'est l'idéal. Au moins tu utilises le réseau ou tous les trucs externes au plus il est isolé  
96 et il s'auto gère. C'est juste plus local. Après, niveau répartition consommation production entre les  
97 différents consommateurs, ça devient plus compliqué, peut-être s'il n'y a pas de législation qui va  
98 vers l'extérieur, mais si c'est géré et cadré au niveau privé correctement...

99 *Et du coup on imagine une tierce personne qui gère tous les compteurs ?*

100 **Oui, il faudrait presque un acteur qui vende ses services à tous les réseaux privés, qui puisse**  
101 **rapatrier les données, faire la gestion** parce qu'il faut quand même quelqu'un qui rapatrie toute les  
102 données des compteurs, qui fasse les calculs. Et pour cela il faut quand même les compétences,  
103 choses que les gestionnaires de réseaux auront et qu'ils font automatiquement via la facturation.  
104 Mais si c'est au niveau privé ben il faut peut-être un acteur en plus qui permette de faire ça quoi.

105 *Et du coup faut-il selon vous autoriser les réseaux privés quand bien même un réseau public est déjà*  
106 *présent ?*

107 Oui, pour moi c'est la même chose que juste avant. Je trouve ça très bien.

108 *L'installation d'un compteur communicant chez les participants à une opération d'autoconsommation*  
109 *collective doit-elle être obligatoire ?*

110 Mais de toute façon elle sera obligatoire pour tout le monde, qu'ils participent ou pas. Elle sera déjà  
111 obligatoire pour tout le monde, ça va se faire de toute façon. Donc, ceux qui n'en veulent  
112 absolument pas, ils veulent rester un petit peu en arrière. Donc, ça m'étonnerait qu'ils veuillent  
113 participer à une opération d'autoconsommation collective dans ce cas-là, si ils sont déjà un peu en  
114 recul pour les compteurs intelligents, qui se généraliseront de toute façon. Donc, à mon avis ce  
115 seront des cas isolés.

## 8.2.8 Entretien Benjamin Wilkin

Entretien en date du 12 juin 2018 avec Benjamin Wilkin, secrétaire générale à l'APERe, l'Association pour la Promotion des Énergies Renouvelables. Monsieur Wilkin travaille sur un projet européen d'autoconsommation collective qui vise à mettre en place des projets pilotes.

Monsieur Wilkin connaît déjà très bien le schéma d'autoconsommation collective français, nous pouvons donc rentrer directement dans le vif du sujet.

1 *Est-ce que vous imaginez en RBC un schéma d'autoconsommation collective comme celui à l'œuvre en*  
 2 *France ? Est-ce que vous imaginez cela avec des compteurs communicants ?*

3 Ben, je ne vois pas comment l'on peut faire autrement qu'avec ce type de technologie. Je ne suis pas  
 4 technophile donc, au plus simple les choses sont, au mieux c'est. J'analyse beaucoup des trucs qui  
 5 fonctionnent en autonomie, sans communication et qui font du stockage d'eau chaude dont tu as  
 6 besoin, plutôt qu'en batterie. Et une grande vertu que je trouve à ces éléments là c'est justement le  
 7 respect du « low tech », donc franchement plus c'est « low tech » et simple d'usage, mieux c'est je  
 8 pense. Parce que, du coup, l'organisateur final qui n'y connaît rien, je pense, peut se saisir de ces  
 9 éléments-là. Et plus ils s'en saisissent, plus il y aura d'impacts d'une part et d'autre part si les  
 10 éléments sont assez... Si ils n'ont pas besoin d'IT (Technologies de l'information) et de  
 11 communication, qu'ils sont autonomes, ben, c'est plus robuste, quoi ! Si tu as un problème de brol,  
 12 et bien ce n'est pas grave, le truc fonctionne plus ou moins en autonomie. Un exemple d'ailleurs que  
 13 l'on peut trouver maintenant, si l'on retourne vers les réseaux, aujourd'hui, dans un pays comme la  
 14 Belgique, tous les onduleurs qui sont connectés au réseau sont asservis au réseau. C'est-à-dire qu'en  
 15 fonction des réseaux de fréquence ou de tension que le réseau procure, il s'arrête ou pas quoi. On a  
 16 mis ça par défaut pour être sûr que... par sécurité, par principe de précaution en fait. Aujourd'hui on  
 17 sait qu'avec les onduleurs qui ont des petites batteries etc... ils peuvent maintenant se déconnecter  
 18 puis charger la batterie. C'est quand même plus robuste quoi. En fait il y a une dépendance assez  
 19 forte (dans le cas actuel) et donc le truc est relativement peu robuste, on parle de blackout et tout  
 20 ça, possible parce que les choses sont relativement peu robustes. Et intégrer le décentralisé avec sa  
 21 capacité éventuellement d'autonomie relative, c'est beaucoup plus robuste. Donc voilà, les choses  
 22 qui ne sont pas trop interdépendantes rendent le système global plus robuste. Tout ça pour dire que  
 23 oui, **si l'on pouvait se passer des compteurs communicants au maximum, pour moi, c'est mieux,**  
 24 **mais je ne vois pas comment tu fais une régulation fine et une facturation entre guillemet « juste »**  
 25 **sur base de cela. Et en fait c'est une opportunité les compteurs communicants parce**  
 26 **qu'aujourd'hui il se passe plein de trucs sur le réseau. La manière de payer le réseau est**  
 27 **relativement éloignée du comportement physique du réseau.** Si demain nous faisons de  
 28 l'autoconsommation collective, on permet l'Acc, au début qu'est-ce que ça va changer par rapport à  
 29 la situation actuelle au niveau des flux ? Rien du tout. Parce que de toute manière, ici, il y a du  
 30 photovoltaïque mais rien ne passe le poste de transformation, tout est consommé localement. C'est  
 31 juste que ce n'est pas traduit sur une facture. Et donc, ce qu'on va faire c'est qu'on va commencer à  
 32 faire des épiciers, quoi ! Avec ce truc-là, on va dire : « Toi tu paies ça mais tu ne paies pas le  
 33 transport ». **On casse une certaine forme de solidarité en fait, mais c'est à priori pour mieux**

34 **intégrer de la production locale. C'est pour mieux pouvoir faire du « bottom-up », du décentralisé**  
35 **comme étant l'endroit de production principal et de gestion.** J'entends, plein de plaintes de plein  
36 d'acteurs sociaux, mais je trouve qu'elles sont relativement infondées et qu'elles sont juste basées  
37 d'une part, sur leur « core business », mais comme un lobby d'entreprise et d'autre part, sur un  
38 manque de clairvoyance par rapport à ce que ça permet. Et donc, on s'arrête juste à l'outil, mais en  
39 fait l'outil n'est pas important, c'est ce que ça permet, et est-ce que ce que ça permet, on le  
40 souhaite ? « Ah oui, ça on le souhaite, mais ça, pas ! » Alors on met les balises quoi. Donc voilà, mais  
41 en fait on pourrait aussi décider que, non, on n'en a pas besoin et on considère que 30% est  
42 autoconsommé et on fait une réduction sur facture, mais sans preuve, sans rien, sans mesure. Moi je  
43 n'ai pas de soucis avec ça, mais je n'ai pas l'impression que ça soit le monde dans lequel on est, mais  
44 c'est peut-être le monde que l'on souhaite, donc voilà... Je n'y crois pas, dans le monde dans lequel  
45 on est et où il va, je ne vois pas comment on ferait ça.

46 *D'accord, et du coup pour essayer de maintenir une forme de solidarité régionale, concernant les*  
47 *tarifs réseau vous imaginez un maintien de la composante réseau dans le prix des kW*  
48 *autoconsommés ?*

49 Oui, mais à un tarif inférieur à ce qui vient de plus loin. **Pour moi l'aspect solidarité c'est : on essaye**  
50 **d'estimer à différents endroits les coûts que l'on évite et on regarde combien l'on évite en**  
51 **moyenne et on fait la réduction à tout le monde en moyenne en fait.** Les contraintes qui ont un  
52 coût aujourd'hui ne seront peut-être plus les mêmes demain avec l'évolution fortement  
53 décentralisée.

54 *Concernant l'Acc est-ce que vous imaginez cela plutôt comme quelque chose de coopératif dans*  
55 *lesquels les consommateurs investissent ensemble ou plutôt un producteur qui investit et fait*  
56 *bénéficier les consommateurs de l'électricité, ou les deux ?*

57 Pour moi à ce stade tout reste ouvert quoi ! Quand je vois la réglementation française je me dis que  
58 tout est ouvert quoi. Maintenant il faut voir comment est-ce qu'ils réalisent ça, quand tu es dans  
59 l'implémentation pratique il y a plein de questions qui se posent. Par exemple celui qui investit dans  
60 l'installation solaire, il envoie une facture au consommateur ? Donc le consommateur il va recevoir  
61 deux factures ? Ça peut avoir du sens, mais je trouve ça un peu dingue. Pourquoi est-ce que tu ne  
62 recevrais pas une seule facture avec autant à payer à untel et autant à untel ?

63 *Et qui imaginez-vous pour prendre le rôle de gestionnaire de l'opération (de facturation) ? GRD ?*  
64 *Fournisseur ?*

65 Ben, pour moi le GRD est le mieux placé, mais aujourd'hui c'est le boulot des fournisseurs donc dans  
66 la logique d'aujourd'hui en Belgique tu recevrais deux factures différentes. Le GRD a les données  
67 globales et il dit à tel fournisseur : « Tu factures autant » et à un tel : « Tu factures autant ». « A tel  
68 prix et à tel prix » parce que les tarifs réseaux c'est lui qui les connaît. Et donc s'il y a un tarif  
69 spécifique pour le solaire local... Mais voilà, ça pourrait être le boulot du GRD, mais ce n'est pas du  
70 tout ce qui est prévu pour l'instant. C'est vraiment un marché libéralisé la fourniture, mais pourquoi  
71 pas ? L'activité de facturation pourrait repasser chez le GRD, du coup être monopolistique.

72 *Et est-ce que vous pensez que l'on pourrait imaginer que ça soit la personne morale créée pour*  
73 *l'opération qui décide d'un même fournisseur pour tout le monde pour les surplus de consommation ?*

74 Ben, ce n'est pas du tout ce qui est prévu par les règles européennes aujourd'hui où chaque individu  
75 doit pouvoir garder son libre arbitre.

76 *Et pensez-vous qu'il est important de créer cette personne morale qui regroupe producteurs et*  
77 *consommateurs ?*

78 Pour moi c'est indispensable, c'est vraiment une opportunité. Alors il y en a plein qui vont dire : « Oui  
79 mais ça fait des coûts ». Maintenant, on peut essayer d'encadrer cette personne morale pour  
80 qu'effectivement ça soit le plus simple possible à faire, surtout que ça serait une personne morale  
81 assez spécifique dans un marché spécifique. Donc, elle pourrait avoir des procédures assez  
82 spécifiques en terme de création, de coût d'enregistrement, parce qu'il va y en avoir plein aussi. Pour  
83 créer une société coopérative aujourd'hui par exemple, tu dois libérer 20 000€ en capital d'entrée de  
84 jeux. Ça fait un gros frein quoi. Est-ce que là, on ne peut pas faire autrement ? La question de la TVA  
85 aussi : « tient on va facturer, faut mettre la TVA, mais alors il faut payer un comptable ? »... Mais tout  
86 ça, ça sera dans un second temps, il faut commencer par dire : « on le fait » ! Je sais qu'il y a plein de  
87 gens qui vont trouver ça absurde de faire plein de petites entités, ça sera des coûts administratifs  
88 gigantesques. Okay, peut-être, permettons-le puis voyons comment on optimise les coûts. Mais  
89 **n'argumentons pas du fait qu'on a pas de véhicules juridiques optimaux par rapport à ça pour ne**  
90 **pas le faire.** Des véhicules juridiques ça se crée quoi.

91 *Et concernant le périmètre, qu'est-ce qui vous semble le plus judicieux à Bruxelles ?*

92 Moi je n'ai pas vraiment d'avis, **le poste de transformation basse tension je crois que c'est celui qui**  
93 **va rassurer le plus d'acteurs historiques** : le GRD, les politiques. Ça c'est facile à comprendre pour  
94 eux. Après je crois que ça pourrait suivre une logique de type capacité de raccordement. On pourrait  
95 avoir une espèce de critère de capacité de raccordement. Tu peux avoir des boucles en moyenne  
96 tension, des boucles en basse tension, pourquoi pas en haute tension, ça se marie beaucoup moins  
97 bien avec le renouvelable donc je ne vois pas trop l'intérêt, mais...

98 *Mais alors est-ce que vous trouveriez ça intéressant de donner la possibilité à quelqu'un à Woluwe de*  
99 *vendre à quelqu'un à Molenbeek ?*

100 Moi ça ne me paraît vraiment pas bien, je sais bien qu'il y a plein de personnes qui trouvent ça génial.  
101 Aujourd'hui, **une des difficultés que l'on a avec le réseau c'est que la tarification est vraiment très**  
102 **éloignée de la réalité physique de la gestion.** Or, plus l'on va vers le renouvelable, plus les limites  
103 sont physiques quoi, et plus l'on a intérêt à consommer là où on produit ou éventuellement même à  
104 stocker parce que la nuit il n'y a pas de soleil. Et donc, si l'on commence à faire des choses très très  
105 lointaines... pourquoi pas en fait, mais alors tu paies les frais réseaux, c'est-à-dire que si tu utilises le  
106 réseau tu le paies quoi, donc finalement tu ne vas pas avoir d'avantages financiers. Ça me paraît plus  
107 robuste de faire ça comme ça (localement).

108 *D'accord, pensez-vous que la redevance régionale finançant la gestion des certificats verts doit être*  
109 *payée sur les kWh autoconsommés ?*

110 C'est vraiment une question de politique ça. Des certificats verts, un jour, il n'y en aura plus et  
 111 franchement ça sera bientôt quoi ! Parce qu'il n'y en a plus besoin en fait. En fait, si tu mets un  
 112 système d'Acc tu n'en a plus besoin donc la question n'a plus de sens. Finalement c'est l'état qui  
 113 offre une aide, ici, ce qu'il y a c'est qu'elle est complètement affectée, tu la vois sur la facture, mais  
 114 au final elle n'a rien à voir avec le marché qui est mis en place et qui va se pérenniser quoi. Et donc,  
 115 pour moi, c'est vraiment un détail, la seule chose c'est qu'effectivement, c'est l'avantage d'être aussi  
 116 transparent. Au moins on sait combien ça coûte le soutien au renouvelable, et l'inconvénient c'est  
 117 que les gens font des raccourcis. Donc si en tant que producteur d'électricité solaire tu ne paies pas  
 118 ce truc-là, l'autre il dit : « Ah mais c'est moi qui paie pour toi ! » C'est vrai et ce n'est pas vrai quoi. **Je**  
 119 **veux dire que si tu ne prends pas le train, tes impôts ils servent quand même à financer le train. Si**  
 120 **tu n'as pas de voiture , tes impôts servent quand même à financer les routes.** Il y a une question de  
 121 coût affecté ou pas affecté. Pour moi c'est autre chose quoi, mais si l'on met en place un système  
 122 comme ça (Acc) il n'y a plus besoin d'aides. L'aide elle est dans la tarification différenciée qui est  
 123 inférieure et on peut justifier pourquoi c'est inférieur. **Et si l'état a peur de perdre, comme je le dis**  
 124 **ce n'est pas compliqué, il augmente le tarif « non-autoconsommation collective » et c'est bon quoi.**  
 125 **Mais donc est-ce qu'ils devraient ou pas... je pense qu'à terme non en fait.** Parce que demain il n'y  
 126 aura plus de certificats verts, mais peut-être que l'on aura quoi ? Une taxe pour payer la gestion des  
 127 déchets nucléaires ? Ceux qui sont sur le solaire ils doivent payer ou pas ? C'est la même question,  
 128 qu'est-ce que l'on veut mettre sur la facture et quelle est la volonté politique derrière ? Quel  
 129 message pédagogique on veut faire passer au travers d'une facture d'énergie ? On pourrait imaginer  
 130 que la redevance certificat vert elle disparaît, mais + X% parce que ce n'est pas certifié renouvelable,  
 131 une taxe en fait. Parce qu'au final l'idée des certificats verts c'est d'encourager quelque chose qui ne  
 132 pollue pas, qui n'émet pas, ou très très peu, de CO2 et à terme plus du tout en fait. Donc on a  
 133 commencé par la carotte quoi ! Alors, d'accord, on a donné de la carotte parce qu'on a un marché  
 134 qui le permet, peut-être que l'on va passer au bâton en fait. C'est comme les véhicules maintenant,  
 135 on parle d'interdiction du diesel, en quelques années ça a totalement changé quoi. Voilà, je pense  
 136 qu'il y a une dimension pédagogique du message qui est plus importante encore que la valeur de ce  
 137 que l'on y met. **Donc on pourrait ne plus rien avoir et puis à terme une taxe quoi.**

138 *Mais là du coup, ce que l'on va répondre c'est que les gens qui ne peuvent pas se payer d'installations*  
 139 *PV...*

140 Sauf que dans le cas de l'Acc tu n'es plus obligé d'investir.

141 *Oui mais à un niveau relativement locale d'environ 300 foyers, le gens qui ne peuvent pas investir*  
 142 *sont généralement rapprochés les uns des autres et donc si il n'y a personne pour investir dans la zone*  
 143 *alors il n'y a pas d'installation PV.*

144 **Mais pour moi dans l'Acc tu n'es pas obligé d'investir, c'est ça qui est intéressant. Tu fais appel à un**  
 145 **tiers investisseur, à une banque ou à un tiers investisseur qui va se manifester. Les Engie et tout ça**  
 146 **ils sont prêts pour ça.** Ils sont prêts à venir faire des offres, et eux justement ils vont dire : « Mais  
 147 vous voyez, mettre en place une ASBL c'est compliqué, mais nous on a industrialisé le truc, on a des  
 148 trucs types et donc c'est justement bien pour nous que ça soit complexe parce qu'on va vous faciliter  
 149 la chose ». Eux ils sont prêts à rentrer là-dedans, ils viennent t'offrir leur service et ils mettent les

150 installations et tu paies le service quoi. **Et donc tu as les fournisseurs classiques, mais tu as toutes**  
 151 **les coopératives citoyennes aujourd'hui qui peuvent investir, qui ont plein d'argent à investir là-**  
 152 **dedans.** Et après tu peux devenir coopérateur ou pas en fait, mais coopérateur c'est entre 100 et  
 153 250€ donc ça devient beaucoup plus accessible. Imagine que la coopérative vient là et dit « Nous on  
 154 veut que tous les coopérateurs aient au moins une part chez nous », c'est déjà beaucoup plus  
 155 accessible. Et puis même cette barrière peut ne pas exister non plus, je l'invente cette barrière. Ils  
 156 vont faire des « packages » les fournisseurs, les coopératives. Les coopératives elles auront intérêt à  
 157 dire : « On vous installe le PV et en plus vous avez le complément via nous ». Et du coup tu gères un  
 158 package global, tu ne peux pas faire de la vente forcée, mais commercialement tu t'arranges pour  
 159 que ça soit intéressant, et les gens vont faire ça beaucoup en fait.

160 *Oui je pense que c'est ce que fait EDF sur les premiers projets en France.*

161 Oui tout à fait. Donc pour moi, la question de l'investissement c'est la dimension la plus vertueuse de  
 162 ce système-là. C'est que tu peux devenir consommateur sans devoir investir. Il y a trois raisons pour  
 163 lesquelles tu n'investis pas. La première c'est que tu n'as pas l'argent. L'Acc fait sauter ce frein-là. La  
 164 deuxième c'est que tu n'as pas de toiture et l'Acc peut faire sauter ce frein-là parce que tu trouves  
 165 dans le voisinage des toitures. Et la troisième c'est que tu n'es pas propriétaire, et tu ne vas pas  
 166 investir à 25-30ans pour un truc sur lequel tu n'es pas propriétaire. Mais les coopératives peuvent  
 167 investir. Tout ça pour dire que finalement ce n'est pas un frein financier ni technique, c'est pour ça  
 168 qu'il faut le faire, parce que du coup tout le monde va s'équiper.

169 *Et concernant la répartition, quelle est la meilleure méthode selon vous ?*

170 Ben, je ne l'ai pas encore beaucoup analysée. Moi ce que j'aime bien avec le prorata des  
 171 consommations, c'est que, plus tu consommes au bon moment, plus tu vas en bénéficier. Mais du  
 172 coup, il y en a un qui va le faire au début et puis du coup sa facture va être moins chère, pour autant  
 173 que le solaire soit moins cher. Le postulat, c'est que le solaire va être moins cher, et il va plutôt rien  
 174 dire. Et puis il y en a un qui va se dire : « Mais enfin, j'ai quand même pas beaucoup de solaire » et  
 175 puis ça va, à un moment, se savoir et puis les gens vont commencer à tous déplacer leurs  
 176 consommations au moment de la production. Donc tant qu'il y a du soleil c'est bien. Pour moi, ça  
 177 peut stimuler un déplacement de charge, mais juste, presque psychologique quoi ! Les gens vont le  
 178 faire parce que le voisin gagne plus que lui. Et donc tant que ça va être possible ils vont le faire et  
 179 donc il y a un driver en plus : « moi c'est faire comme mon voisin ». Il y a une espèce de petite  
 180 compétition quoi. Mais une fois que tu as bougé tout ce que tu pouvais bouger ça va être fini quoi.  
 181 Mais je pense que c'est un stimulateur de déplacement de charge important en plus de ton intérêt  
 182 individuel, c'est combiné. Maintenant, le risque c'est, éventuellement, d'avoir du coup des profils  
 183 trop similaires et que **si tu les globalises au niveau du réseau, ça fait un petit stress et donc ton pic**  
 184 **que l'on a le soir aujourd'hui tu vas le retrouver peut-être en journée, le jour où tu as moins de**  
 185 **soleil.** Voilà, après je pense qu'il y a pas mal de choses qui existent pour pouvoir gérer ce risque,  
 186 même des choses en amont. Mais clairement, le fait d'avoir une signature un peu plus homogène  
 187 risque de rendre le réseau un peu plus fragile. Et donc ça stimule le déplacement de charges et une  
 188 fois que tout le monde a bougé tu vas te retrouver avec les mêmes pourcentages. Et là on peut  
 189 commencer à communiquer sur l'effort commun en efficacité énergétique en disant que si tout le

190 monde diminue, tout le monde est gagnant quoi ! C'est une forme de jeu coopératif dans lequel il y a  
191 un peu de compétition, mais au final tout le monde est plus gagnant si on fait le même effort dans la  
192 même direction.

193 *Quels vont être, selon vous, les éléments de blocage de l'Acc ?*

194 **Les tarifs. En premier chef ce seront les politiques qui vont à un moment comprendre, quand ils**  
195 **comprendront plutôt qu'à un moment en fait, il en va aussi de leur assiette fiscale. Là ils vont se**  
196 **crisper quoi. C'est là qu'il faut se tenir prêt à leur suggérer qu'ils peuvent faire évoluer le prix de**  
197 **l'énergie traditionnelle et que ça ne pénalisera personne parce que comme tu n'as pas besoin**  
198 **d'avoir de l'argent pour investir là-dedans, enfin ça ne pénalisera personne... ça pénalisera celui qui**  
199 **ne bouge pas en fait.** Et là les acteurs sociaux vont sortir les catégories : « Oui, mais les vieux qui  
200 n'ont pas internet, le chômeur qui.. ». Enfin voilà, il ne faut pas les oublier, mais on doit changer en  
201 fait. Et donc on met des choses en place pour aider ces gens-là éventuellement.

202 *A ce sujet que pensez-vous du schéma de subvention allemand, les tarifs 10% inférieur en Acc ?*

203 Ben, c'est une sorte de certificats verts. Donc pas besoin d'en rajouter.

### 8.3 ANNEXE 3 : METHODOLOGIE DE RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE

Pour nos recherches bibliographiques nous avons principalement cherché sur Cible +, ProQuest, Science Direct, Google scholar, Cairn et Persée, pour les ressources scientifiques. Nous avons également consulté beaucoup de rapports, notamment de la CRE qui menait des travaux en France sur l'autoconsommation collective en même temps que nous réalisons notre travail. Nous avons également consulté les rapports des différents acteurs bruxellois : Sibelga, Elia, Brugel, IBGE. Enfin, ce sujet étant largement d'actualité, nous avons mis en place une alerte google avec les mots « autoconsommation collective » et recevions régulièrement des articles de presse ou de revues centrées autour de l'environnement ou du photovoltaïque. Enfin, les mots clés utilisés pour nos recherches sont listés ci-dessous.

Mots clés : Autoconsommation collective, photovoltaïque, self-consumption, collective self-consumption, communautés énergétiques, partage électricité.