

ETUDE DU PARC PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE - 2019

Etude d'initiative (BRUGEL-Etude-20210604-38)

Relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale 2019

Etabli sur base de l'article 30bis §2 2° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

04/06/2021

Rapport réalisé par le consortium Becquerel Institute – LuciSUN – SUN7 pour le compte de BRUGEL

Table des matières

1	Executive summary.....	5
2	Introduction.....	7
2.1	Base légale.....	7
2.2	Objet du rapport	7
2.3	Contenu du rapport.....	8
2.4	Modification par rapport aux exercices précédents	8
3	Contenu et méthodologie.....	9
4	Etat du parc photovoltaïque (PV) installé.....	11
4.1	Résumé des faits marquants.....	11
4.2	Situation en 2019.....	11
4.3	Evolution du parc PV par titulaire.....	14
4.4	Evolution du parc par classe de puissance.....	18
4.5	Comparaison européenne et interrégionale.....	20
5	Matériel installé.....	22
5.1	Résumé des faits marquants.....	22
5.2	Puissance spécifique des panneaux.....	23
5.3	Dimensionnement des onduleurs.....	25
5.4	Parts de marché des fabricants de panneaux.....	27
5.5	Parts de marché des fabricants d'onduleurs.....	31
6	Prix des installations.....	34
6.1	Résumé des faits marquants.....	34
6.2	Prix par kWc en fonction des catégories de puissance en 2019.....	35
6.3	Prix par kWc en fonction de l'année de mise en service et des catégories de puissance	38
6.4	Prix en fonction des puissances spécifiques et des catégories de puissance.....	39
6.5	Contribution au PIB bruxellois.....	41
7	Productivité des installations.....	42
7.1	Résumé des faits marquants.....	42
7.2	Ressource solaire.....	43
7.3	Analyses des orientations des panneaux du parc photovoltaïque	45
7.4	Disponibilité et filtrage des données.....	49
7.5	Productivité énergétique spécifique.....	54
7.6	Performance Ratio (PR).....	56
7.7	Analyses statistiques.....	64
8	Autoconsommation et autosuffisance.....	71
9	Analyse communale du parc photovoltaïque	72
9.1	Résumé des faits marquants.....	72
9.2	Indicateurs présentés.....	72
9.3	Echantillon analysé.....	72
9.4	Résultats.....	73
9.5	Potentiel solaire par commune.....	81
10	Glossaire	86
11	Abréviations	87

Liste des illustrations

Figure 3-1 : Illustration des notions d'installations et d'unités certifiées (UC).....	9
Figure 4-1 : Répartition du nombre d'installations et de la puissance par titulaire sur l'ensemble du parc actif fin 2019	12
Figure 4-2 : Répartition du nombre d'installations et de la puissance installée par catégorie de puissance sur l'ensemble du parc actif fin 2019.....	12
Figure 4-3 : Répartition du nombre d'installations PV par catégorie de puissance et par titulaire fin 2019	13
Figure 4-4 : Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC.....	14
Figure 4-5 : Evolution de la puissance PV installée par types de titulaire et par année de Mise en service (2008-2019)	15
Figure 4-6 : Evolution du nombre d'installations PV en RBC par types de titulaire, par année (2008-2019).....	16
Figure 4-7 : Évolution relative des parts de marché des différentes catégories de puissance.....	18
Figure 4-8 : Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2008 et 2019 ventilée par catégorie de puissance.....	19
Figure 4-9 : Comparaison avec 13 autres villes des Wc/habitant (2019).....	20
Figure 4-10 : Comparaison avec 13 autres villes de kWc/km ² installés (2019).....	21
Figure 5-1 : Fréquences des puissances spécifiques des panneaux : Etat du parc bruxellois fin 2019	23
Figure 5-2 : Fréquences des puissances spécifiques des panneaux : Installations mises en service en 2009 (haut) et en 2019 (bas)	24
Figure 5-3 : Evolution du ratio moyen CC/CA par année de Mise en Service.....	26
Figure 5-4 : Distribution des ratios de puissance CC/CA en 2009 et 2019.....	26
Figure 6-1 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année de mise en service 2019.....	36
Figure 6-2 : Prix des installations par catégorie de puissance dans le segment inférieur à 5 kWc (EUR/kWc) MeS 2019.....	37
Figure 6-3 : Prix des installations sur la période 2012-2018 (EUR/kWc).....	39
Figure 6-4 : Lien entre puissance spécifique et prix pour la catégorie]4-5] kWc en 2019	40
Figure 6-5 : Lien entre puissance spécifique et prix par kWc pour la catégorie]5-36] kWc en 2019.....	40
Figure 6-6 : contribution du PV au PIB en pourcentage (2019) source : IEA PVPS	41
Figure 7-1 : Irradiation solaire global horizontale annuelle mesurée à Uccle. Source : IRM, 2019.....	43
Figure 7-2 : Filtrages successifs appliqués et le nombre d'installations résultantes.....	46
Figure 7-3 : Répartition des orientations des installations contenue dans l'échantillon de BRUGEL	47
Figure 7-4 : Vue du ciel de centre-ville de Bruxelles (Pentagone)	48
Figure 7-6 : Schéma récapitulatif des filtrages appliqués sur les données brutes avant filtre des outliers considérant toute la période d'analyse de 2008 à 2019 (Filtres 1 à 3)	51
Figure 7-7 : Nombre d'installations disponibles par années de production pour l'analyse de la productivité (2008-2019).....	51
Figure 7-8 : Disponibilité des données de 2008 à 2019 pour chaque installation après filtrage des données.....	52
Figure 7-9 : Distribution de la productivité annuelle des installations pendant la dernière décennie (2009-2019).....	54
Figure 7-10 : Distribution de la productivité annuelle des installations PV pour l'année de référence 2018	55
Figure 7-11 : Evolution de la productivité annuelle au cours du temps, pendant une décennie (2009-2019).....	56
Figure 7-12 : PR annuel pour l'année de référence 2018 pour l'échantillon dont l'orientation est connue	57
Figure 7-13 : Distribution des PR annuels des installations en RBC pour l'année de référence 2018	58
Figure 7-14 : Evolution du PR annuel pendant la décennie 2009-2019.....	59
Figure 7-15 : Distribution des PR annuels des installations en RBC pour la décennie 2009-2019.....	60
Figure 7-16 : PR en fonction de l'année de mise en service des installations photovoltaïques.....	61
Figure 7-17 : Distribution des PR mensuels pour l'année de référence 2018	62
Figure 7-18 : Evolution du PR mensuel au cours de l'année de référence 2018.....	63
Figure 7-19 : PR en fonction des catégories de puissances.....	64
Figure 7-20 : PR en fonction du type de titulaire de l'installation	65
Figure 7-21 : PR annuel (2009-2019) en fonction de la marque de panneaux photovoltaïques	66
Figure 7-22 : Comparaison des puissances crête des installations en fonction de la marque des panneaux utilisés.....	68
Figure 7-23 : PR annuel (2009-2019) en fonction de la puissance spécifique des panneaux photovoltaïques.....	69
Figure 7-24 : PR d'une installation photovoltaïque en fonction du coût de cette installation.....	70
Figure 9-1 : Répartition communale du nombre d'installations par type de titulaire	73
Figure 9-2 : Nombre d'installations par 1 000 habitants par commune du parc PV fin 2019 en RBC.....	74
Figure 9-3 : Nombre d'installations par catégorie de puissance et par commune	75
Figure 9-4 : Puissance installée par commune et par type de titulaire.....	76
Figure 9-5 : Puissance totale communale installée en 2019 séparée en classes de puissance	77
Figure 9-6 : Puissance totale installée /1000 hab. et par commune	78
Figure 9-7 : Densité de Puissance PV totale installée et type de titulaire par commune en 2019.....	79
Figure 9-8 : Les installations de < 5kWc : Puissance par commune et densité. (2019)	80
Figure 9-9 : Potentiel PV réalisé pour les 19 communes bruxelloises fin 2019.....	83
Figure 9-10 : Cartographie du potentiel solaire exploité par commune.....	84
Figure 9-11 : Surfaces PV installées pour les 19 communes de la RBC	85

Liste des tableaux

Tableau 4-1 : Etat du parc de production photovoltaïque actif fin 2019 en RBC.....	11
Tableau 4-2 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC, en activité, ventilées par année de mise en service et type de titulaire.....	17
Tableau 4-3 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC ventilées par année de mise en service et catégorie de puissance entre 2006 et 2019.....	19
Tableau 5-1 : Top 25 des marques de panneaux/modules installés en RBC.....	28
Tableau 5-2 : Top 10 des fabricants de panneaux.....	29
Tableau 5-3 : Parts relatives du Top 25 en puissance.....	30
Tableau 5-4 : Top 10 des marques d'onduleur du parc PV fin 2019 en RBC.....	31
Tableau 5-5 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment résidentiel.....	32
Tableau 5-6 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment commercial/industriel.....	32
Tableau 5-7 : Parts de marchés relatives du top 10 d'onduleurs en puissance.....	32
Tableau 6-1 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2019.....	35
Tableau 6-2 : Données statistiques des prix par catégories de puissance – année 2019.....	36
Tableau 6-3 : Taille et représentativité de l'échantillon.....	38
Tableau 6-4 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2018).....	38
Tableau 7-1 : Données brutes sur une période d'analyse allant de 2008 à 2019 (Avant Filtre 1).....	50
Tableau 7-2 Données après filtre des installations avec moins de 95% de disponibilité annuelle (Après Filtres 1 à 3).....	50
Tableau 7-3 : Statistiques des données aberrantes filtrées (Filtres 1 à 3).....	53
Tableau 9-1 : estimation de la superficie nette de toiture de la RBC.....	81
Tableau 9-2 : Répartition de la superficie nette de toiture retenue et des surfaces installées en RBC par commune, entre 2018 et 2019.....	82

I Executive summary

Les analyses présentées dans ce rapport portent sur la situation du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale (RBC) au 31 décembre 2019 à partir des données collectées par BRUGEL. Elles mettent en évidence les tendances suivantes :

- A. L'année 2019 a été marquée par la plus forte croissance depuis le début du développement du PV, avec un triplement du nombre d'installations mises en service dans l'année par rapport celles mises en service en 2018. En fin d'année, le parc était constitué de 6 636 installations actives.
- La progression de la puissance mise en service en 1 an (+38 MWc) est également importante avec 62% de plus qu'en 2018, pour atteindre un total cumulé de 129 MWc. Ces progressions sont constatées tant dans le secteur privé que dans le secteur public.
- Le marché est également en croissance auprès des particuliers, avec plus du double de nouvelles installations mise en service en 2019 par rapport à 2018. Ce marché est principalement constitué d'installations inférieures à 5 kWc.
- B. Au niveau du matériel (chapitre 5) et de la conception des installations, on continue à observer une augmentation de la puissance spécifique (Wc/m^2) des panneaux et une tendance se dessine vers le surdimensionnement du champ des panneaux photovoltaïques par rapport à la puissance des onduleurs. Cette tendance dans le dimensionnement est de plus en plus marquée depuis 2017. Le ratio de puissance continue/alternative (ratio CC/CA) moyen du parc PV en 2019 atteint 124% contre 100 à 106% jusqu'en 2017.
- Le parc PV actuel en RBC est constitué de panneaux solaires photovoltaïques provenant de plus de 150 fabricants. Certains d'entre eux ont disparu du marché, alors que d'autres existent encore. Depuis 2018, le marché des panneaux photovoltaïques est clairement dominé par le fabricant chinois JA Solar (19%) dans tous les segments d'installations.
- Le marché des onduleurs photovoltaïques est composé d'une trentaine de fabricants et est largement dominé par le fabricant allemand SMA (34%) dans tous les segments d'installations sauf pour la catégorie au-delà de 250 kWc.
- C. L'analyse des prix d'installation (chapitre 6) met en lumière la tendance baissière des prix qui continue en 2019 avec une réduction allant de 5 % pour les grands systèmes jusque 16 % pour les petits systèmes résidentiels par rapport à l'année précédente.
- Depuis 2013, la baisse moyenne dans les différentes catégories de puissance est de près de 40%.
- On observe comme chaque année un prix au kWc plus faible avec l'augmentation de la gamme de puissance des installations, et qui représente un écart d'environ 58 % entre les > 250 kWc (moyenne de 893 €/kWc) et les [0-5] kWc (1 411 €/kWc).
- Le croisement des données de prix avec les rendements spécifiques d'installations n'indique pas une corrélation claire entre les deux. Le rendement d'un panneau n'est donc pas l'élément principal influençant le prix d'une installation.

- D. La productivité des installations (chapitre 7) a été analysée au moyen du Performance Ratio (PR), un indicateur de performance utilisé couramment dans l'industrie photovoltaïque qui renseigne sur le bon fonctionnement du parc PV, et qui se construit par normalisation de la production énergétique par la puissance crête et l'irradiation solaire. La ressource solaire à Bruxelles a connu une augmentation progressive pendant les quatre dernières décennies. L'irradiation solaire globale horizontale moyenne au cours des quarante dernières années est d'environ 1000 kWh/m². Lors de ces dix dernières années, cette valeur moyenne est de 1078 kWh/m², environ 8% au-dessus de la moyenne des quatre dernières décennies. Un maximum historique a été enregistré en 2018, avec 1172 kWh/m², ce qui représente environ 17% de plus que la moyenne des quatre dernières décennies. La productivité énergétique spécifique médiane des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 850 kWh/kWc, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc. Le Performance Ratio médian des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 65%, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc. En comparaison, les Performance Ratio typiques observés en Europe sont de l'ordre de 70-80% ce qui démontre un bon niveau de qualité des installations. Des analyses statistiques ont permis d'établir une corrélation entre la performance des installations et certains paramètres clé tels que la puissance crête installée, leur année de mise en service, la marque des panneaux photovoltaïques, la catégorie de puissance ou le type de titulaire de l'installation.
- E. L'autoconsommation et l'autosuffisance (chapitre 8) n'ont pas pu être analysées pour cet exercice.
- F. L'analyse de la répartition communale (chapitre 9) montre que :
- Fin 2019, la commune de Bruxelles représente 33,7% de l'ensemble de la puissance installée sur les 19 communes.
 - Watermael-Boitsfort présente le nombre d'installations par 1000 habitants le plus élevé des 19 communes (11,9).
 - En termes de puissance par habitant, Forest se situe devant Bruxelles-Villes, avec 272 Wc/1000 habitants.
 - Le programme d'investissement SolarClick porte ses fruits en termes d'installations sur les bâtiments publics.
 - 4,2 % du potentiel solaire bruxellois est actuellement exploité.

2 Introduction

2.1 Base légale

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis §2, 7°, inséré par l'article 56 de l'ordonnance du 14 décembre 2006, que :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz ; ... »

Le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine en 2016 était légiféré, jusqu'au 1^{er} février 2016, par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 *relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité*. Depuis le 1^{er} février 2016, cet arrêté a été abrogé et remplacé par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 *relatif à la promotion de l'électricité verte*.

La présente étude rentre dans le cadre précité.

2.2 Objet du rapport

Dans le rapport annuel de BRUGEL sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine, les parcs de production d'électricité verte, comprenant notamment le parc de panneaux photovoltaïques (PV) bruxellois, sont analysés et détaillés. Ces informations s'articulent principalement autour de quatre indicateurs clés : nombre et puissance des installations, électricité produite, nombre de garanties d'origine (GO) octroyées y liées, et nombre de certificats verts (CV) octroyés.

L'objectif de cette étude est d'exploiter les informations contenues dans la banque de données BRUGEL qui ne sont pas reprises dans le rapport annuel. L'étude permet d'identifier, d'analyser et d'interpréter une série d'indicateurs pertinents du parc PV et de les croiser avec des données communales.

Le présent rapport porte sur les résultats d'une étude réalisée par le consortium Becquerel Institute – LuciSun – SUN7 pour le compte de BRUGEL qui vise à mettre à jour les études précédentes, réalisées depuis 2014 et disponibles sur le site de BRUGEL dans la section étude : <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/>.

Sauf mention particulière, les sources de données, tableaux et figures résultent de l'analyse des données de BRUGEL et de SIBELGA dans le cadre de cette étude.

Les résultats présentés se concentrent sur des analyses spécifiques identifiées comme particulièrement pertinentes pour comprendre l'évolution du parc PV bruxellois. L'étude porte sur la situation du parc à la fin 2019, par puissance et par titulaire, ainsi que sur la production des installations photovoltaïques jusqu'à la fin de l'année 2019.

En Région de Bruxelles-Capitale (RBC), l'ensemble des installations de production d'électricité verte sont équipées depuis 2007 d'un compteur double flux (bidirectionnel) permettant de mesurer séparément tant l'énergie prélevée qu'injectée sur le réseau électrique. Même si la compensation sur la partie « commodity » et sur les « coûts de réseau » était toujours d'application en 2019, ces données garantissent une étude précise de l'autoconsommation, c'est-à-dire la production qui n'est pas injectée sur le réseau, mais directement consommée sur place. Ces analyses n'ont cependant pas pu être réalisées par manque de données disponibles.

2.3 Contenu du rapport

Le présent rapport est composé de sept grandes parties :

1. **Contenu et Méthodologie** : qui présente les sources de données utilisées dans le rapport, ainsi que les traitements qui leur ont été appliqués.
2. **Etat du parc photovoltaïque (PV) installé** : qui décrit les caractéristiques générales du parc de production du PV, en RBC en fin 2019.
3. **Matériel installé** : qui complète le chapitre précédent en présentant l'évolution des puissances spécifiques installées et les parts de marché des différents fabricants de panneaux et d'onduleurs.
4. **Prix des installations** : qui présente les prix des installations de PV par kWc et compare ces prix en fonction des catégories de puissances et des rendements des modules.
5. **Productivité des installations** qui présente la productivité du parc, définie comme la production annuelle de l'installation (kWh) divisée par la puissance installée (kWc).
6. **Autoconsommation/autosuffisance** cette partie sera analysée dans le prochain exercice, les données sources n'ayant pas pu être exploitées pour l'exercice 2019.
7. **Analyse communale du parc photovoltaïque** qui présente le nombre d'installations et la puissance installée par commune.

Ces différents chapitres sont indépendants les uns des autres et la lecture de l'un n'est pas conditionnelle à la lecture des autres. Le lecteur est donc amené à prendre connaissance du chapitre qui l'intéresse sans pour autant devoir lire l'entièreté du rapport. Un résumé des faits marquants est également présent en début de chaque chapitre.

Un glossaire est situé en fin de rapport et reprend l'explication de plusieurs termes importants utilisés fréquemment dans ce rapport. Les abréviations sont quant à elles reprises en début de rapport.

2.4 Modification par rapport aux exercices précédents

Outre le changement de soumissionnaire, il est à noter que la base de données a été retravaillée par BRUGEL, permettant une analyse plus ciblée et de meilleure qualité que lors des éditions précédentes. Suite à cette modification, les analyses sont faites sur bases des Unités Certifiées et non des compteurs verts. La distinction entre les deux est détaillée dans le chapitre suivant.

Par ailleurs, le critère de limite de rendement des panneaux PV de 215 Wc/m² a été augmenté à 220 Wc/m² pour tenir compte des progrès de la technique.

Des filtres visant à regrouper les données redondantes ou aberrantes ont également été appliqués aux jeux de données.

Enfin, concernant l'analyse de la productivité, le Performance Ratio (PR) est maintenant construit, selon sa définition traditionnelle et rigoureuse, sur la base d'une normalisation de la production énergétique par la puissance crête et à l'irradiation solaire.

3 Contenu et méthodologie

Les exercices précédents basaient leurs études sur des données fournies par compteur vert pour l'analyse de la production et par installation pour l'autoconsommation et l'autosuffisance. Une installation correspond à un type de technologie reliée à un code EAN de prélèvement (consommation).

Les données de base fournies pour l'étude du parc PV en 2019 correspondent quant à elles à des unités certifiées (UC) par BRUGEL. Une unité certifiée correspond à une ou plusieurs parties d'une installation partageant les mêmes conditions de certification et d'octroi de CV. Des compteurs bénéficiant de régime de certificats verts différents peuvent par conséquent se retrouver au sein d'un même code EAN. La distinction entre ces notions est représentée dans la Figure 3-1.

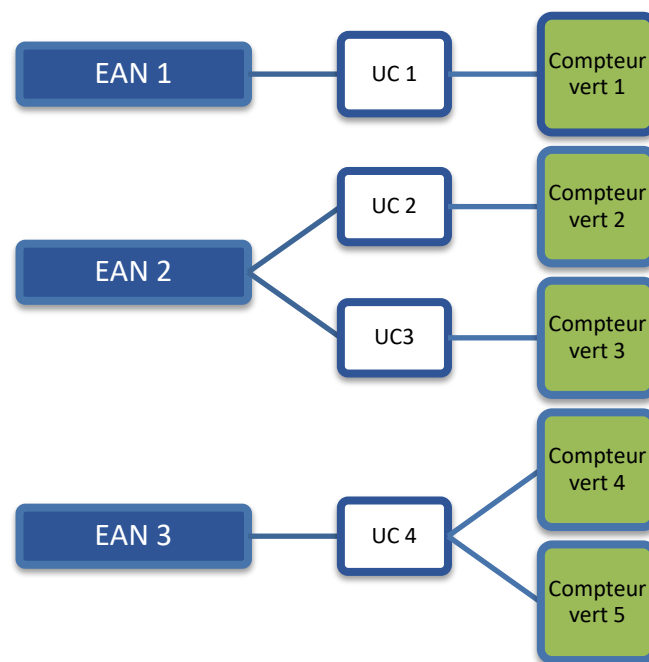


Figure 3-1 : Illustration des notions d'installations et d'unités certifiées (UC)

Pour faciliter la lecture du rapport, le terme « Unité Certifiée » sera remplacé par « installation » dans la suite du rapport même s'il s'agit d'une approximation.

Par ailleurs, les différentes sources de données (BRUGEL, SIBELGA) conduisent à des filtres spécifiques pour chacune des parties abordées dans cette étude. Ils sont présentés au début de chaque chapitre et spécifient les implications sur la taille de l'échantillon utilisé dans les analyses.

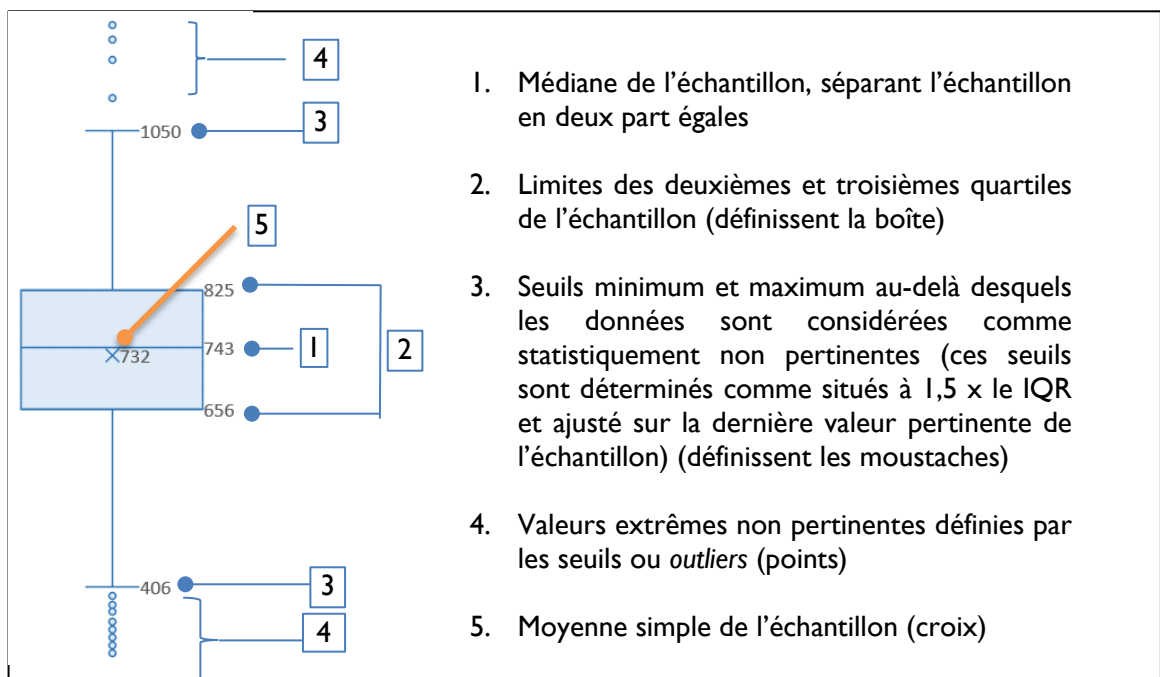
Les chapitres sur les prix et la performance présentent des graphiques du type boîtes à moustache "boxplot" dont nous rappelons ci-dessous l'intérêt dans le cadre de cette étude.

Les valeurs extrêmes sont identifiables soit visuellement par l'observation de la distribution de la densité des données dans un graphe en « nuage de points », soit statistiquement en recherchant des valeurs seuils représentant les bornes de la distribution des données au-delà ou en deçà desquelles toute donnée est considérée comme aberrante. Nous utilisons la méthode de la représentation de la distribution interquartile (IQR) pour représenter les tendances centrales des données. La distribution statistique est rangée par valeurs d'ordre croissant et ils sont regroupés en quatre quartiles qui contiennent chaque 25% de la distribution. Un quartile représente donc 25% de l'échantillon, le

deuxième quartile concerne donc les valeurs comprises entre 25% et 50% des individus de l'échantillon, classé par ordre croissant de valeur.

Les valeurs centrales correspondent au deuxième et au troisième quartile, qui ensemble représentent 50% des points étudiés. L'IQR représente l'intervalle qui s'étend entre la valeur inférieure de deuxième quartile et la valeur supérieure du troisième quartile. Ensuite, la méthode de Tukey est utilisée pour filtrer les valeurs extrêmes, en considérant comme aberrantes toutes valeurs qui se situent à plus de 1,5 IQR par rapport aux limites inférieure et supérieure de cet IQR. Pour représenter graphiquement cette analyse statistique, on utilise la méthode appelée des « boîtes à moustaches¹ », qui permet de visualiser à la fois les IQR et les gammes de valeurs acceptables 1,5 IQR. Les deux méthodes de représentation ont été utilisées dans cette étude.

Lecture des diagrammes en boîte à moustaches :



Cette figure comprend les informations sur la moyenne, la médiane, les 1^{er} et 3^{ème} quartile ainsi que sur le maximum et le minimum de l'indicateur en fonction que les données soient jugées statistiquement pertinentes (barre inférieure ou supérieure) ou non pertinentes (petits points représentant les *outliers*).

¹ https://fr.wikipedia.org/wiki/Bo%C3%A0Ete_%C3%A0_moustaches

4 Etat du parc photovoltaïque (PV) installé

Le développement du photovoltaïque a démarré en 2006 en Belgique, à la suite de la mise en place des systèmes de soutien à la production. Les premières installations photovoltaïques sont apparues en Région de Bruxelles-Capitale (RBC) dès 2006. Nous présentons successivement l'état du parc PV en 2019 et l'évolution de ce parc pour la période de 2006 à 2019, selon la base de données de BRUGEL.

4.1 Résumé des faits marquants

L'analyse de l'état du parc photovoltaïque en 2019 en RBC montre que :

L'année 2019 a été marquée par la plus forte croissance depuis le début du développement du PV, avec un triplement du nombre d'installations mises en service dans l'année par rapport celles mises en service en 2018. En fin d'année, le parc était constitué de 6 636 installations actives ;

La progression de la puissance mise en service en 1 an (+38 MWc) est également importante avec 62% de plus qu'en 2018, pour atteindre un total cumulé de 129 MWc ;

Ces progressions sont constatées tant dans le secteur privé que dans le secteur public ;

Le marché est également en croissance auprès des particuliers, avec plus du double de nouvelles installations mise en service en 2019 par rapport à 2018. Ce marché est principalement constitué d'installations inférieures à 5 kWc.

4.2 Situation en 2019

Jusqu'à la fin 2019, 6 657 installations d'une puissance totale cumulée de 129 094 kWc ont été installées en RBC. 21 installations d'une puissance cumulée de 73 kWc, soit 0,02% de la puissance totale du parc ont été désactivées au cours du temps pour différentes raisons non détaillées dans la base de données. Elles ne sont plus prises en considération dans les analyses du parc. Dès lors, l'état du parc PV actif en RBC atteignait 6 636 installations pour une puissance totale cumulée de 129 021 kWc.

La ventilation de ce parc de production photovoltaïque est résumée dans le tableau et la figure ci-dessous, suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance des installations.

Tableau 4-1 : Etat du parc de production photovoltaïque actif fin 2019 en RBC

Catégorie de puissance	Nombre d'installations			Puissance installée [kWc]			Nombre total d'installations	Puissance totale [kWc]
	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier		
[0-5] kWc	1 496	51	3 740	6 411	157	11 382	5 287	17 950
]5-36] kWc	373	95	418	4 280	1 570	2 747	886	8 597
]36-100] kWc	179	46	1	11 768	2 610	42	226	14 420
]100-250] kWc	116	27	0	17 411	4054	0	143	21 465
>250 kWc	89	5	0	64 396	2 192	0	94	66 589
TOTAL	2 253	224	4 159	104 267	10 584	14 170	6 636	129 021
Part du total	34%	3%	63%	81%	8%	11%	100%	100%

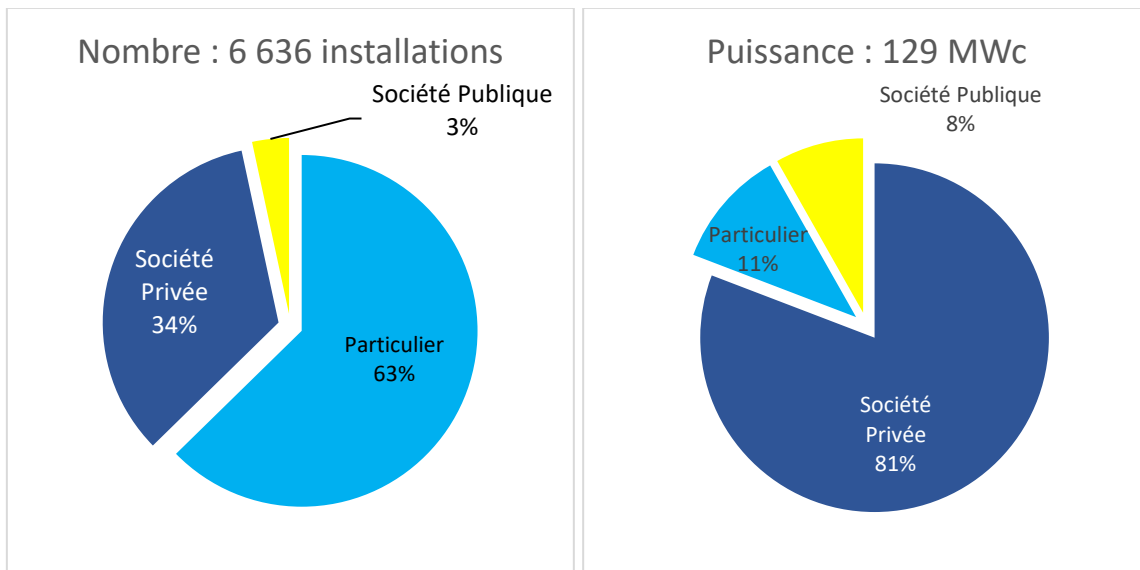


Figure 4-1 : Répartition du nombre d'installations et de la puissance par titulaire sur l'ensemble du parc actif fin 2019

L'analyse du type de titulaire en Figure 4-1 montre qu'une majorité d'installations appartiennent à des particuliers (63%), mais que cette majorité en nombre d'installations ne représente que 11% de la puissance installée. A l'inverse, les sociétés privées ne représentent que 34 % des installations mais plus de 81% de la puissance installée. C'est le résultat direct de la différence de puissance installée moyenne par installation entre les particuliers, qui possèdent des petites installations, et les sociétés, qui possèdent des installations plus grandes.

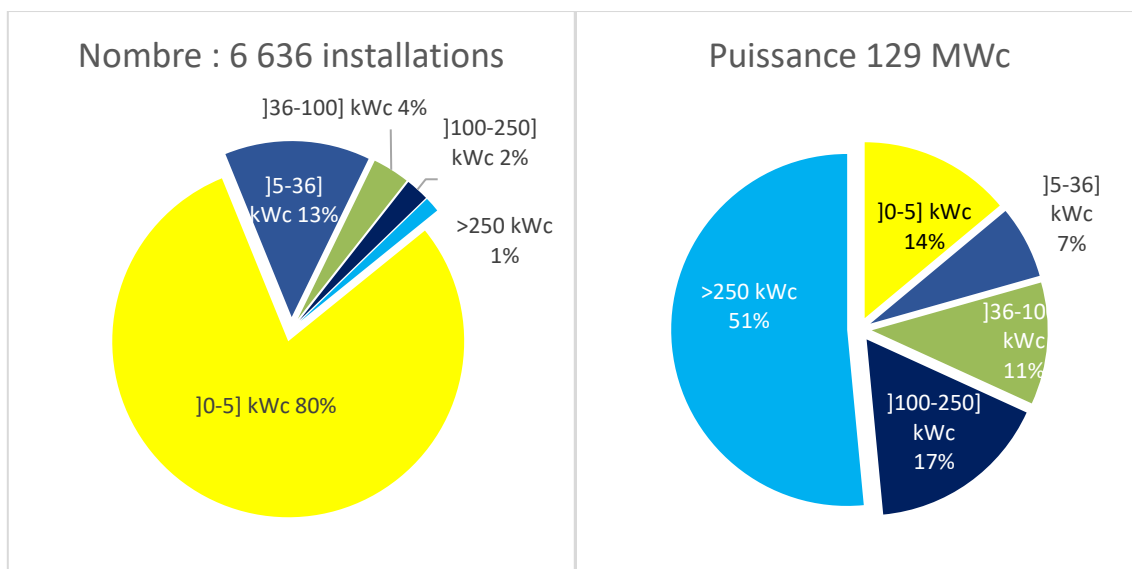


Figure 4-2 : Répartition du nombre d'installations et de la puissance installée par catégorie de puissance sur l'ensemble du parc actif fin 2019

La Figure 4-2 indique que la part de marché du résidentiel (≤ 5 kWc) représente 80% du nombre d'installations (5 287) sur l'ensemble du parc et 14% de la puissance totale installée (17 950 kWc). Par ailleurs, l'ensemble des autres segments de plus de 5kWc ne représentent que 20% du nombre d'installations (1 349) mais 86% de la puissance totale installée (111 071 kWc).

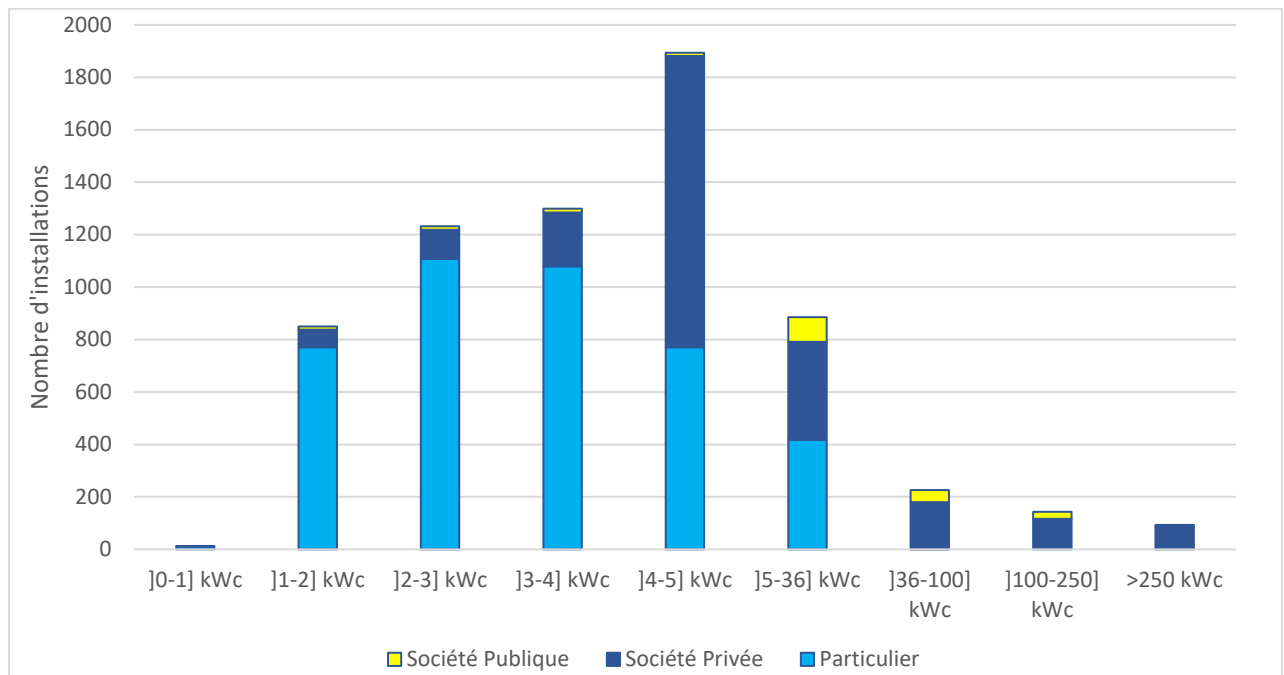


Figure 4-3 : Répartition du nombre d'installations PV par catégorie de puissance et par titulaire fin 2019

La Figure 4-3 représente la répartition du nombre d'installations par type de titulaire et catégorie de puissance, avec un zoom spécifique sur la catégorie inférieure à 5 kWc.

Les petites installations (≤ 5 kWc) sont détenues majoritairement par des particuliers (71% du nombre des petites installations) mais ce nombre est en baisse par rapport aux années précédentes (88% en 2018, 91% en 2017). Une des raisons de cette évolution est l'arrivée marquée de sociétés de tiers-investissement qui installent du PV sur les toitures dans le segment résidentiel tout en restant propriétaires de l'installation pendant la durée de l'obtention des certificats verts (10 ans). Cela s'observe bien sur le graphique, et plus spécifiquement dans le segment]4-5] kWc, qui es les plus attractif au niveau financier pour les tiers investisseurs.

La catégorie]5-36] kWc est une catégorie mixte avec 47 % de particuliers, 42 % de société privées et 11 % de sociétés publiques. Les autres catégories sont exclusivement dans les mains de sociétés privées ou publiques. Il est à noter que les associations de copropriétaires (ACP) sont reprises dans les entreprises privées. Il serait probablement intéressant de pouvoir quantifier le nombre de copropriétés qui ont réalisé des installations PV mais les données de BRUGEL ne le permettent pas pour cet exercice.

4.3 Evolution du parc PV par titulaire

4.3.1 Historique des incitants financiers à l'installation de PV

Divers incitants financiers sous forme de primes, avantages fiscaux, certificats verts et tarification adaptée via le « principe de compensation »^{2,3} ont été octroyés pour l'installation de PV en RBC depuis 2006.

Un graphique récapitulatif de ces incitants illustrant l'évolution du soutien public à l'installation de PV en RBC est repris en Figure 4-4.

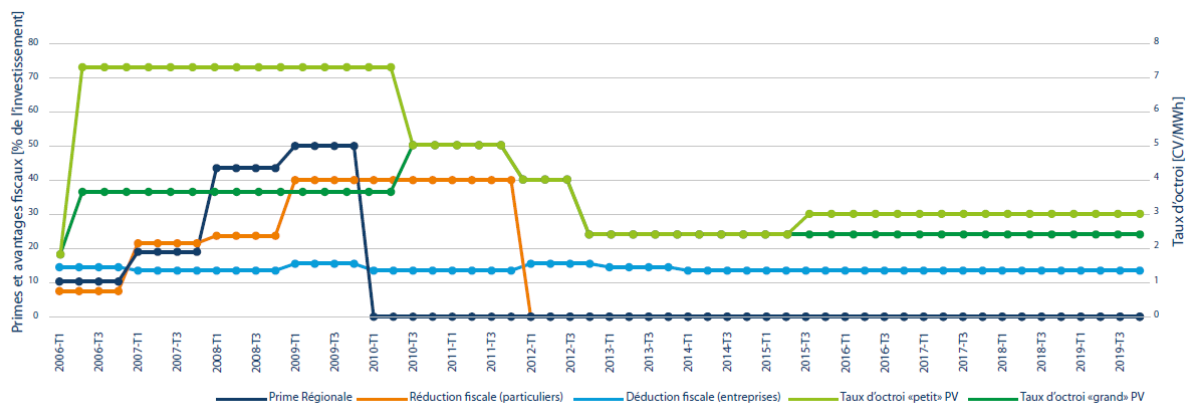


Figure 4-4 : Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC⁴

Cette figure permet d'illustrer l'évolution de la prime régionale à l'installation octroyée pour les particuliers de 2006 à 2009. Cette prime est tombée à 0 en 2010 (courbe bleue). Les réductions fiscales ont quant à elles continué jusqu'au premier trimestre 2012 pour les particuliers (courbe rouge). Cette figure illustre également les réductions progressives des primes et avantages fiscaux pour le « grand » PV, qui ont connu une nette diminution au troisième trimestre 2013 (courbe vert foncé).

Comme nous le verrons par la suite, le développement des installations sur le territoire de la RBC est lié de manière directe à l'évolution de ces divers incitants financiers.

² Le rapport annuel 2019 de BRUGEL sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine reprend l'évolution trimestrielle sur la période 2006-2018 de ces incitants financiers ainsi que l'évolution du parc de production photovoltaïque résultante.

³ La compensation est un mécanisme de comptage qui consiste à déduire les quantités injectées des quantités prélevées du réseau. Le principe de compensation n'est applicable qu'aux installations de production d'électricité verte et de cogénération dont la puissance de l'onduleur, côté AC, est inférieure ou égale à 5 kW. La fin de la compensation sur la partie coût de réseau est d'application à partir du 1er janvier 2020. La compensation sur la partie énergie, dite la partie « commodity », reste d'application, jusqu'à une éventuelle adaptation de l'arrêté électricité verte qui régit cette partie." Voir « Valorisation de l'électricité produite » https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11.

⁴ BRUGEL : rapport annuel 2019 – Cahier thématique 4

4.3.2 Evolution de la puissance installée et du nombre d'installations

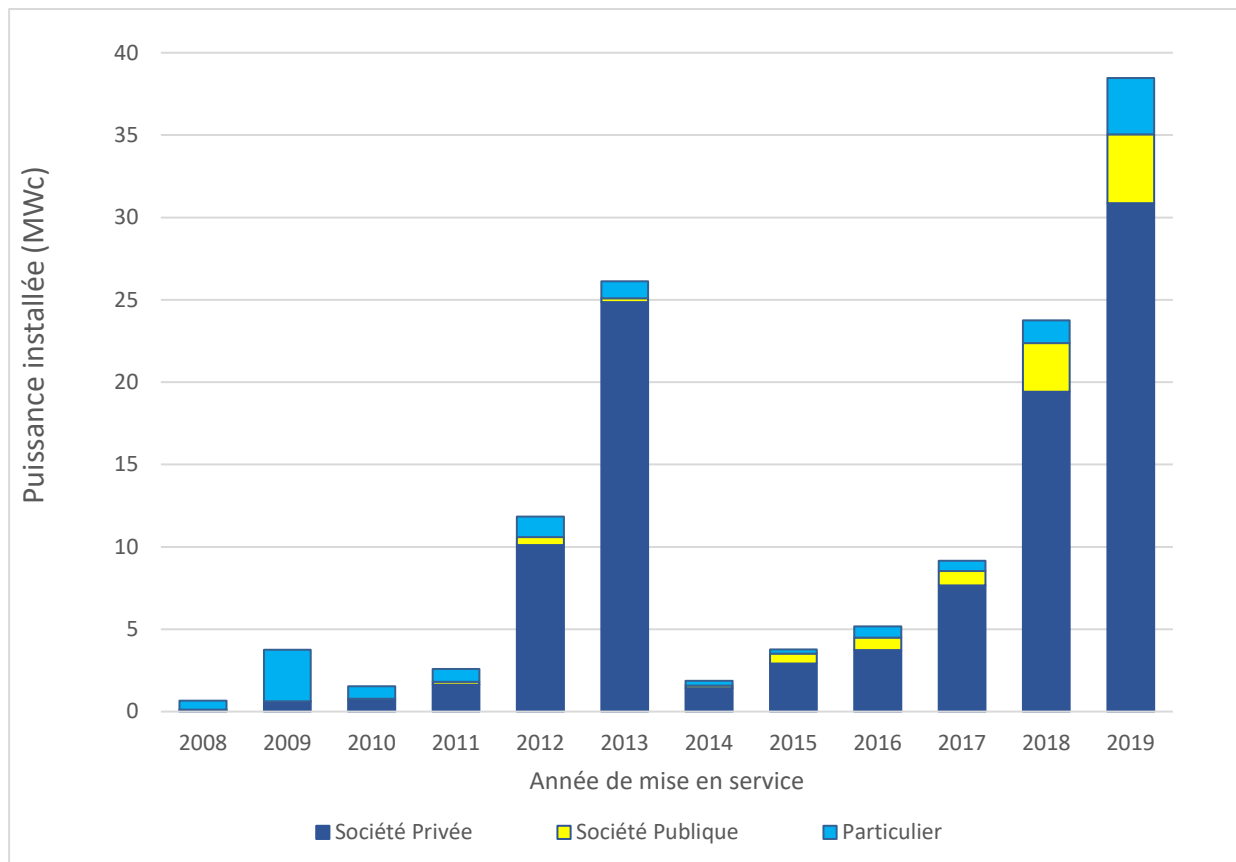


Figure 4-5 : Evolution de la puissance PV installée par types de titulaire et par année de Mise en service (2008-2019)

L'évolution de la puissance totale des installations mises en service annuellement repris dans la Figure 4-5 fait apparaître un nouveau record en 2019 se chiffrant à plus de 38 MwC c'est-à-dire 62 % de plus qu'en 2018. Les années 2006 et 2007 n'ont pas été reprises dans ce graphique étant donné la faible puissance qu'elles représentaient.

Le premier pic de 2013 fut la conséquence d'un investissement massif avant la réduction, courant 2013, du taux d'octroi pour le PV (>5 kWc).

Entre 2014 et 2017, le rythme d'installation du PV s'est retrouvé plus faible à la suite de cette diminution sensible du niveau de soutien des installations des entreprises privées (passage du taux d'octroi de 4 à 2,4 CV/MWh)) mais également d'une certaine perte de confiance dans le marché.

En 2018, un nouveau pic de puissance installée apparaît (23 746 kWc) largement dépassé ensuite en 2019.

Au niveau du type de titulaire, on observe qu'au début, le marché des particuliers était dominant jusqu'en 2009. A partir de 2010, la tendance commence à s'inverser. En effet, les installations par les entreprises privées se sont progressivement imposées en termes de puissance installée.

On peut noter également que 2019 est marqué par une progression des puissances installées dans l'ensemble des types de titulaires. Les 3 segments ont atteint un niveau annuel record. Les progrès du secteur public sur les deux dernières années sont la conséquence directe du programme SolarClick, le programme d'investissement régional démarré en 2017 et mis en place par la RBC.

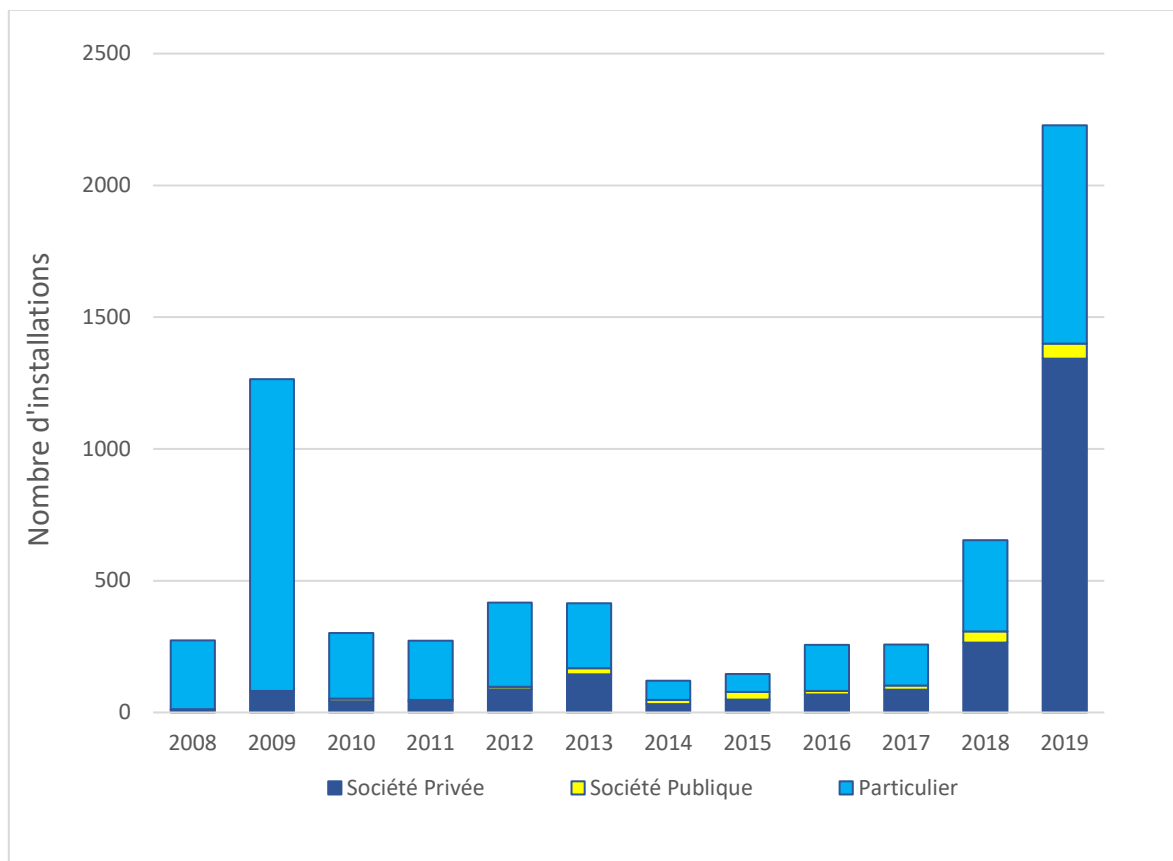


Figure 4-6 : Evolution du nombre d'installations PV en RBC par types de titulaire, par année (2008-2019)

La Figure 4-6, illustre l'évolution du nombre d'installations mises en service annuellement. Elle fait apparaître un premier pic en 2009 se chiffrant à 1 279 installations. Ce pic d'installations résulte notamment de l'annonce de la suppression de la prime régionale, équivalente à 50% de l'investissement, pour 2010.

Entre 2010 et 2017, le nombre d'installations est resté faible même si 2013 a été une bonne année en termes de puissances installées, grâce à plusieurs grandes installations.

En 2018, on constate une forte reprise du nombre d'installations (654) dans les 3 segments. L'explication se trouve dans la combinaison de plusieurs éléments dont notamment la chute mondiale des prix, la hausse du prix de l'électricité ou le maintien du système de soutien identique depuis 2013. Ces deux éléments ont constitué un terrain favorable pour les premières mises en œuvre du programmes SolarClick et pour le succès grandissant des tiers-investisseurs.

Cette reprise s'est confirmée en 2019 en atteignant un nouveau record du nombre d'installations en une année : 2 228 installations, plus du triple du nombre installé en 2018.

Le Tableau 4-2 reprend les données ayant servi de base aux Figure 4-5 et Figure 4-6.

Tableau 4-2 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC, en activité, ventilées par année de mise en service et type de titulaire

Année MES	Nombre d'installations			Puissance installée [kWc]			Nombre total d'installations	Puissance totale [kWc]
	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier		
2006	1	1	2	3	28	7	4	38
2007			24			42	24	42
2008	11	1	261	79	44	544	273	666
2009	80	2	1188	599	19	3 126	1 265	3 744
2010	43	9	254	713	68	758	302	1 539
2011	42	5	226	1631	180	770	272	2 581
2012	88	9	320	10 106	486	1 255	417	11 848
2013	145	23	249	24 854	235	1 027	415	26 116
2014	33	15	73	1 691	163	293	121	2 147
2015	49	29	67	2 913	600	250	146	3 764
2016	68	14	175	3 733	756	682	257	5 171
2017	86	16	149	7 661	874	621	251	9 157
2018	265	42	347	19 409	2 966	1 371	654	23 745
2019	1342	58	824	30 875	4 164	3 425	2 228	38 465
TOTAL	2 253	224	4 159	104 267	10 584	14 170	6 636	129 021
%	34%	3%	63%	81%	8%	11%	100%	100%

4.4 Evolution du parc par classe de puissance

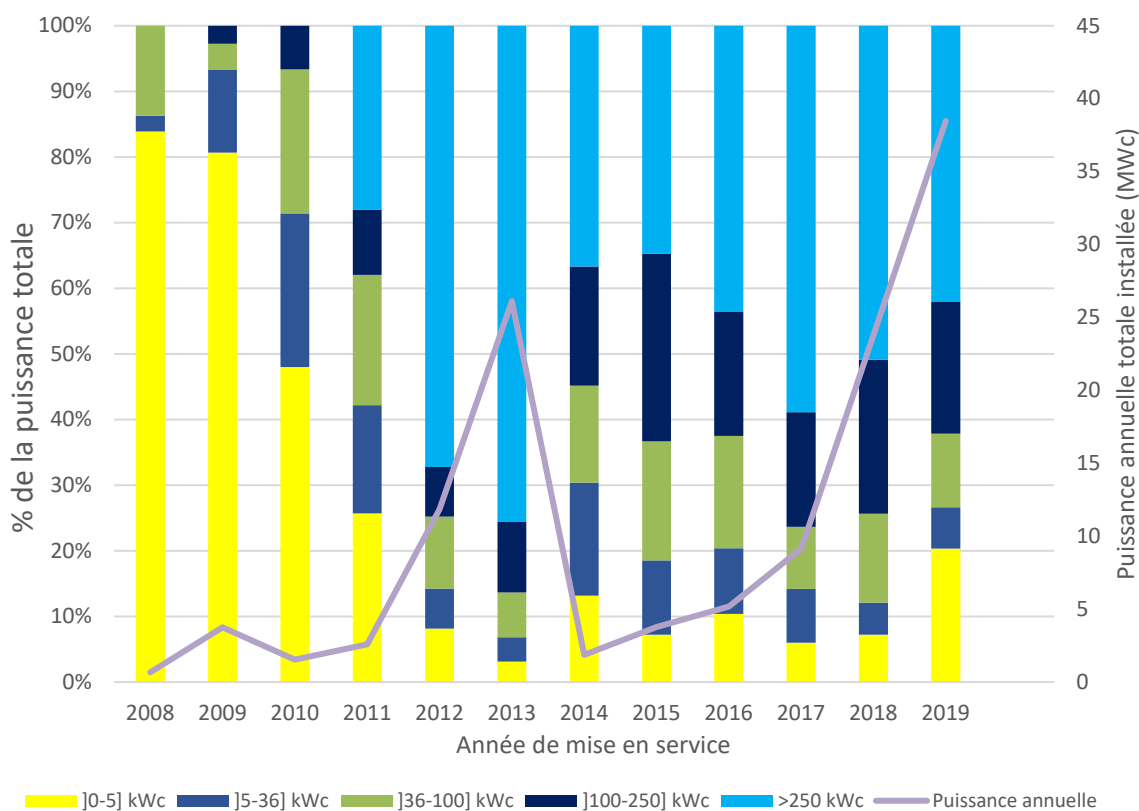


Figure 4-7 : Évolution relative des parts de marché des différentes catégories de puissance

L'analyse des parts de marché des différentes catégories de puissance illustrées dans la Figure 4-7 nous permet d'observer une augmentation significative de la part résidentielle (< 5 kWc) par rapport aux 7 dernières années, atteignant les 20% (+ 7,8 MWc). C'est d'autant plus marquant que le marché est en forte croissance. En valeur absolue, il s'agit d'une multiplication par 4,5 de la puissance mise en service en une année par rapport à 2018.

Le Tableau 4-3 ci-dessous présente le nombre et les puissances installées par année sur la période de 2006-2019, ventilées par catégorie de puissance. On y observe également que tous les segments sont en augmentation absolue en 2019 par rapport à 2018, battant des records dans toutes les catégories sauf la catégorie > 250 kWc (+16 MWc) qui avait déjà connu une année exceptionnelle en 2013 (+ 19 MWc).

Tableau 4-3 : Evolutions du nombre et de la puissance des installations du parc PV en RBC ventilées par année de mise en service et catégorie de puissance entre 2006 et 2019

Année	Nombre d'installations					Puissance installée en kWc					Nombre total d'installations	Puissance totale
	[0-5] kWc]5-36] kWc]36-100] kWc]100-250] kWc	>250 kWc	[0-5] kWc]5-36] kWc]36-100] kWc]100-250] kWc	>250 kWc		
2006	3	1				10	28				4	38
2007	23	1				34	8				24	42
2008	268	3	2			558	16	91			273	666
2009	1201	61	2	1		3022	469	151	102		1265	3744
2010	260	36	5	1		738	361	338	102		302	1539
2011	216	44	9	2	1	664	425	511	257	723	272	2581
2012	285	93	22	6	11	967	722	1300	895	7964	417	11848
2013	232	116	29	19	19	812	972	1787	2801	19744	415	26116
2014	71	40	4	3	3	246	323	277	340	962	121	2147
2015	85	41	10	7	3	272	426	682	1076	1308	146	3764
2016	179	57	13	5	3	537	517	886	975	2257	257	5171
2017	158	66	13	10	11	551	748	868	1599	5390	258	9157
2018	450	97	53	35	19	1719	1155	3216	5571	12085	654	23745
2019	1856	230	64	54	24	7821	2427	4312	7748	16157	2228	38465
TOTAL	5287	886	226	143	94	17950	8597	14420	21465	66589	6636	129021
%	80%	13%	3%	2%	1%	14%	7%	11%	17%	52%	100%	100%

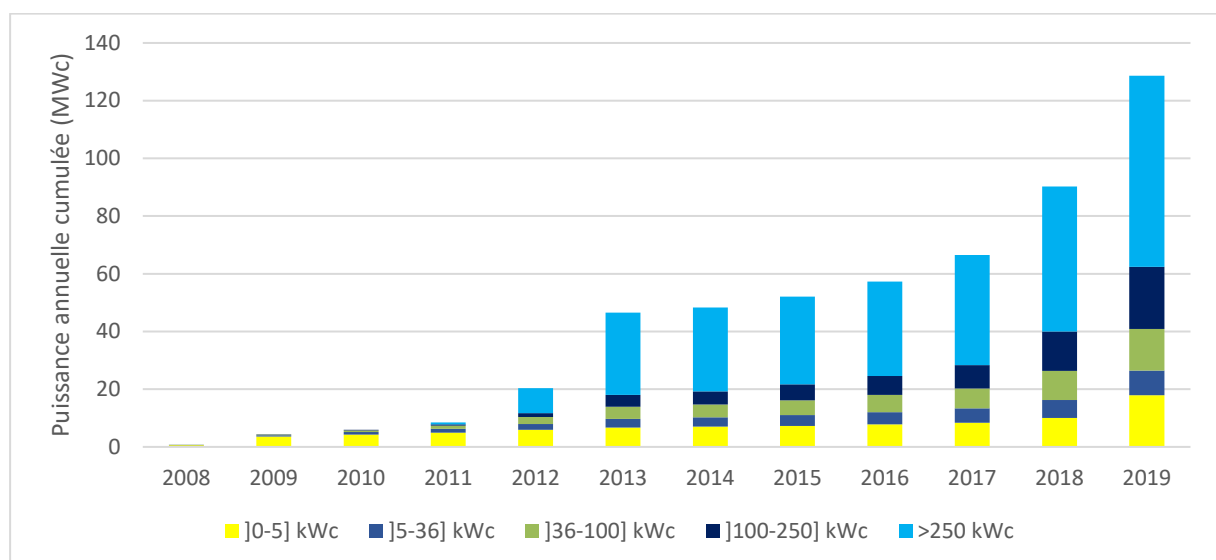


Figure 4-8 : Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2008 et 2019 ventilée par catégorie de puissance

Comme l'illustre la Figure 4-8, les grands systèmes (>250 kWc) dominent la puissance installée cumulée depuis 2013 et représentent fin 2019 plus de 50 %.

4.5 Comparaison européenne et interrégionale

La région de Bruxelles-capitale, avec plus de 1.218.000 habitants pour 162 km² est une des régions les plus denses d'Europe. La plupart des comparaisons internationales pour juger du développement photovoltaïque dans un pays ou une région se font sur base de la puissance totale installée ou sur base de cette puissance rapportée par habitant sans tenir compte de la densité. Ces comparaisons sont dès lors d'un intérêt limité pour une ville car, contrairement aux autres territoires, il y a peu de potentiel d'installation de grandes centrales au sol.

C'est pourquoi cette section développe une analyse des performances de la Région de Bruxelles-Capitale par rapport à 13 autres villes. Ces villes ont été sélectionnées par rapport à leur proximité et à leur typologie similaires (nombre d'habitants, superficie). A noter que Bruxelles est la ville avec la plus grande densité de population.

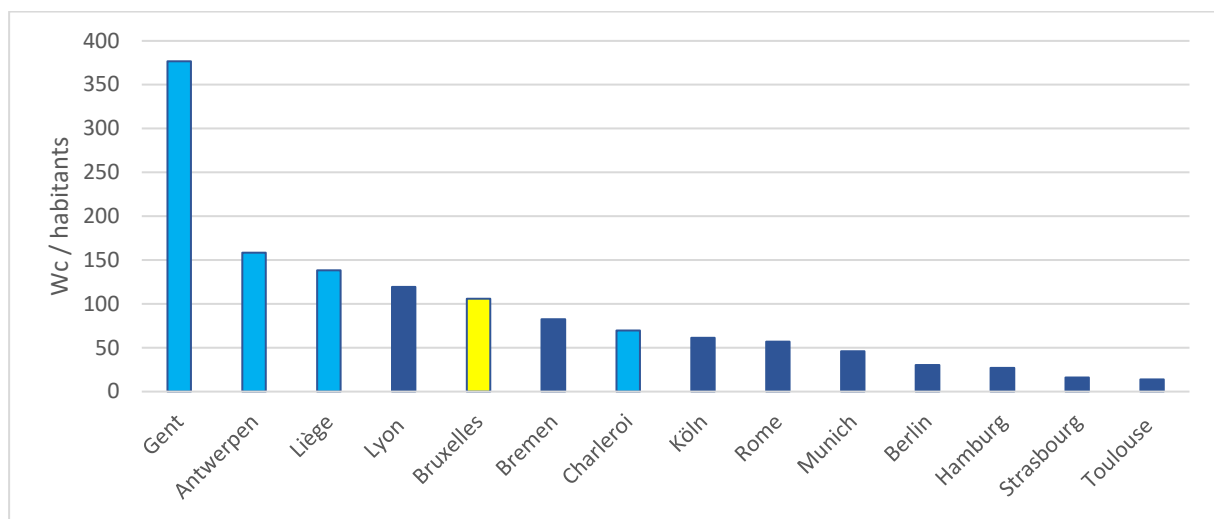


Figure 4-9 : Comparaison avec 13 autres villes des Wc/habitant (2019)

Lorsqu'on analyse la Figure 4-9 qui représente la puissance installée en Wc par habitant, on observe que la RBC possède une puissance installée de 105 Wc/hab, ce qui est légèrement en-dessous de la moyenne des autres villes analysées (137 Wc/hab.). Les villes ayant performés mieux que Bruxelles possèdent souvent des zones industrielles importantes.

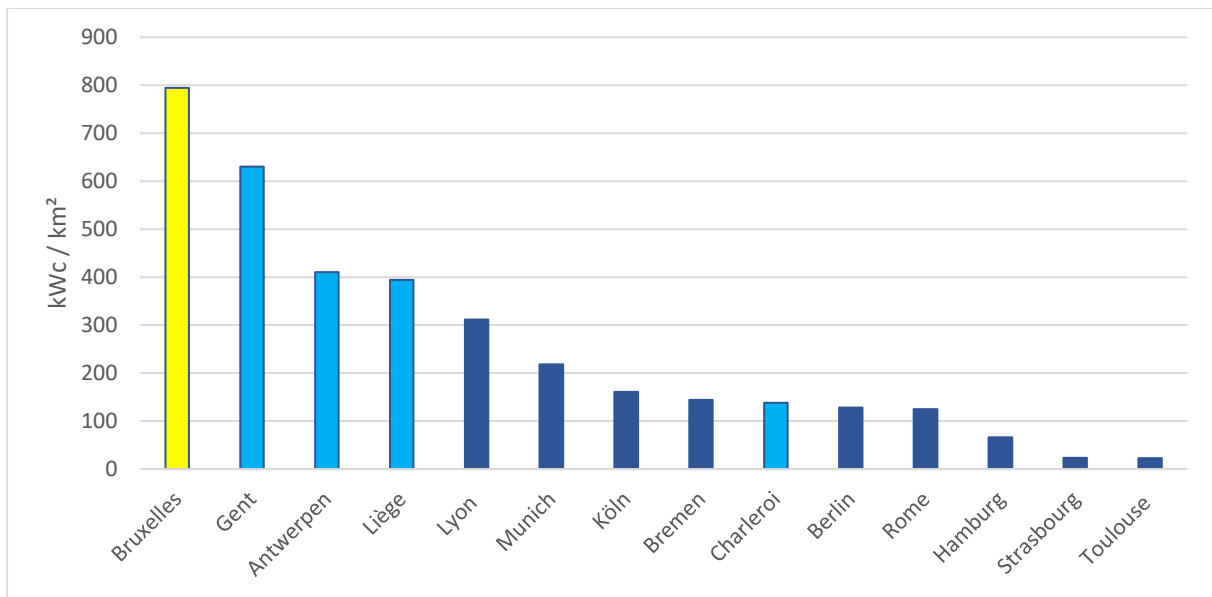


Figure 4-10 : Comparaison avec 13 autres villes de kWc/km² installés (2019)

Cette analyse peut être complétée par la comparaison de la densité d'installation au km². Elle montre mieux l'intensité de l'exploitation du potentiel. La Figure 4-10 indique clairement que la Région de Bruxelles-Capitale a déjà installé bien plus de PV par km² que les autres villes analysées, et ce malgré la densité de population plus importante (7 500 hab./km²). Cela représente près de 2 fois plus que Liège ou Anvers, qui ont des densités de population près de 3 fois plus faibles.

5 Matériel installé

Sur base des données techniques mises à disposition par BRUGEL pour cette étude, quatre indicateurs ont été utilisés et leurs tendances analysées dans cette section :

- 1 Puissance spécifique des panneaux (Wc/m^2) et rendement ;
- 2 Ratio de dimensionnement entre la puissance nominale en Courant Continu (CC) des panneaux et la puissance nominale en courant alternatif (CA) des onduleurs ;
- 3 Parts de marché des fabricants de panneaux ;
- 4 Parts de marché des fabricants d'onduleurs.

5.1 Résumé des faits marquants

L'analyse du matériel du parc photovoltaïque en 2019 en RBC montre que :

Comme présenté dans les exercices précédents, on continue à observer une augmentation progressive de la puissance spécifique (Wc/m^2) des panneaux.

Il y a une tendance au surdimensionnement du champ des panneaux photovoltaïques par rapport à la puissance des onduleurs, plus marquée depuis 2017. Le ratio de puissance continue/alternative (ratio CC/CA) moyen du parc PV en 2019 atteint 124% contre 100 à 106% jusqu'en 2017.

Le parc PV actuel en RBC est constitué de panneaux solaires photovoltaïques provenant de plus de 150 fabricants. Certains d'entre eux ont disparu du marché, alors que d'autres existent encore. Depuis 2018, le marché des panneaux photovoltaïques est clairement dominé par le fabricant chinois JA Solar (19% du marché cumulé fin 2019) dans tous les segments d'installations.

Le marché des onduleurs photovoltaïques est composé d'une trentaine de fabricants et est largement dominé par le fabricant allemand SMA (36%) dans tous les segments d'installations sauf pour la catégorie au-delà de 250 kWc.

5.2 Puissance spécifique des panneaux

5.2.1 Définition de l'indicateur

La base de données BRUGEL renseigne la puissance crête (Wc) et la surface (m^2) par installation. Sur base de ces informations, la puissance spécifique des panneaux peut être directement calculée en divisant l'un par l'autre (Wc/m^2). Ces données constituent des paramètres techniques qui caractérisent l'installation au stade de la conception et du choix des composants installés (fiches techniques), mais ils ne renseignent pas sur la production réelle des installations.

La productivité des installations photovoltaïques et leur performance sont analysées dans un chapitre spécifique (Chapitre 7).

5.2.2 Situation fin 2019

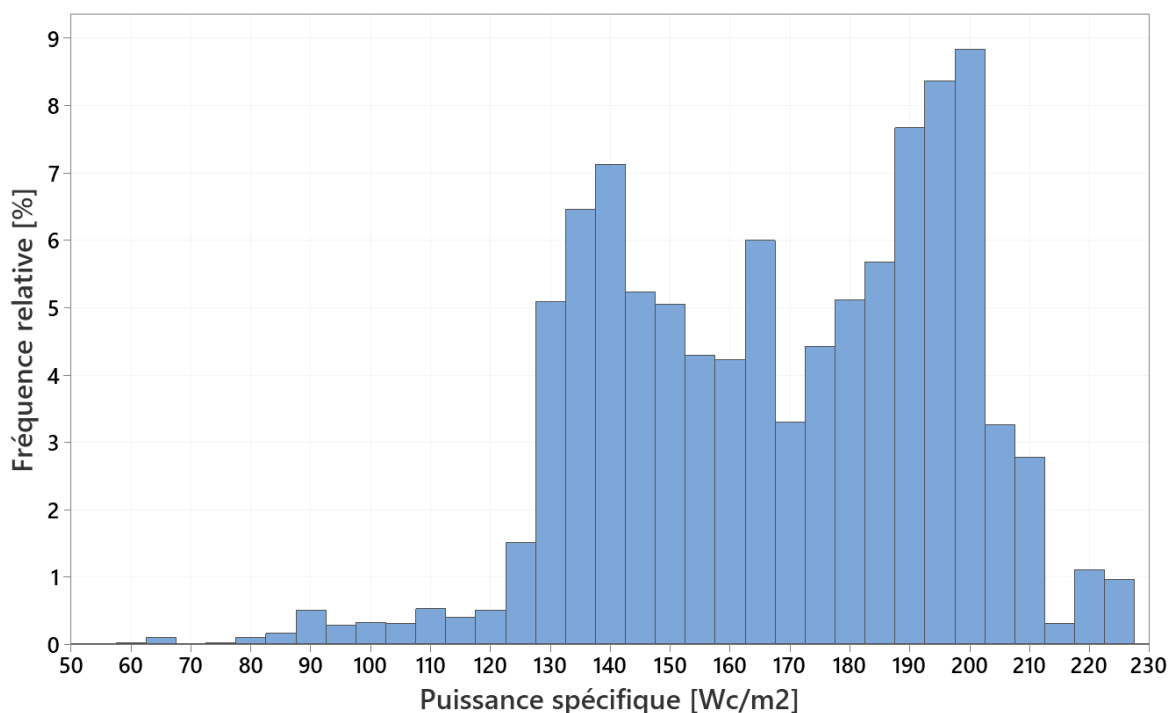
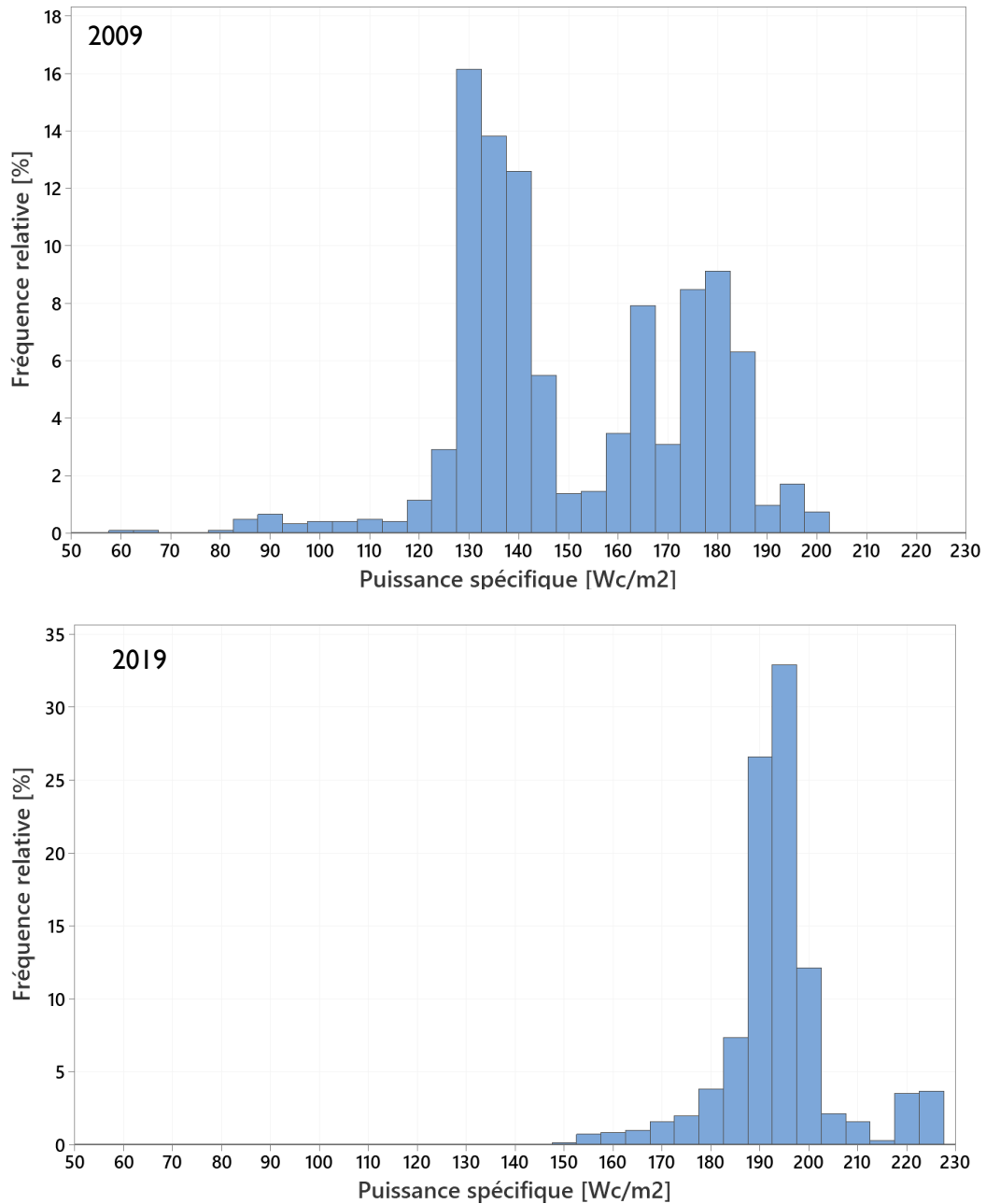


Figure 5-1 : Fréquences des puissances spécifiques des panneaux : Etat du parc bruxellois fin 2019

La Figure 5-1 montre la situation du parc PV à la fin de 2019 (puissances cumulées). Il présente des rendements surfaciques assez étendus avec deux modes (deux maximums relatifs) autour des 140 Wc/m^2 et 200 Wc/m^2 . Sans une étude plus approfondie, on pourrait penser à la présence de deux technologies dominantes : une de haut rendement et une de rendement moyen. L'analyse de l'évolution de cet indicateur au fil du temps montre comment s'est développée cette distribution bimodale.

5.2.3 Evolution des puissances spécifiques



**Figure 5-2 : Fréquences des puissances spécifiques des panneaux :
Installations mises en service en 2009 (haut) et en 2019 (bas)**

La comparaison de la distribution des puissances spécifiques des installations mises en service à 10 ans d'intervalle (2009 et 2019) nous montre deux situations bien distinctes :

- En 2009, il y avait un très large éventail de puissances spécifiques avec un des deux modes (à 130 Wc/m²) qu'on retrouve dans la situation cumulée de la Figure 5-1. On y distingue les technologies à bas rendement du type silicium amorphe (60 Wc/m²), les technologies poly et monocristallines (120 à 180Wc/m²), et les technologies à haut rendement (supérieures à 180 Wc/m²) de type LG ou SunPower (dites « à contacts arrière »).

- 10 ans plus tard, la dispersion est beaucoup plus faible et surtout concentrée autour d'une puissance spécifique bien plus élevée, indiquant une évolution générale des panneaux photovoltaïques. Il y devient très difficile de distinguer les différentes technologies présentes, si ce n'est la technologie à haut rendement de type SunPower ou LG (>220 Wc/m²).

Comme nous le verrons également dans l'analyse des parts de marché, l'environnement technologique a fortement changé en 10 ans et a eu tendance à s'homogénéiser. Les marques et les technologies semblent converger vers des standards de qualité élevés pour les panneaux photovoltaïques installés sur les centrales solaires ou en surimposition sur les toits (Building Applied Photovoltaics – BAPV), qui représentent la grande majorité du marché actuel. Les études précédentes annonçaient déjà cette amélioration progressive des Wc/m² sur le territoire et celle-ci se confirme dans cette étude.

5.3 Dimensionnement des onduleurs

La gestion des informations concernant les onduleurs n'est plus assurée par BRUGEL. La base de données des installations analysées dans cette section provient de SIBELGA. Des différences de nombre et de puissance totale installée sont constatées entre celle-ci et la base de données de BRUGEL, utilisée par ailleurs dans ce rapport. Sur les 6627 lignes que comporte le fichier, 330 ont été écartées car elles comportaient des incohérences (rapport CC/CA < 80 % ou >200 %) ou n'étaient pas compréhensibles.

5.3.1 Définition de l'indicateur

L'analyse du dimensionnement de l'onduleur s'effectue en utilisant le ratio de puissance CC/CA c'est-à-dire le rapport entre la puissance nominale en courant continu des panneaux et la puissance nominale en courant alternatif de l'onduleur. Si ce ratio est supérieur à 1, on parle de surdimensionnement de l'installation (ou de sous-dimensionnement des onduleurs). C'est une pratique assez courante car la puissance maximale des panneaux (exprimée en kWc) est rarement atteinte et dépend de l'irradiance reçue par les panneaux, mais aussi de la température des panneaux. L'irradiance dépend à son tour de la position du soleil, de la couverture nuageuse, de l'orientation des panneaux, des ombrages, etc. On considère également qu'un onduleur qui est trop peu chargé est souvent moins efficace qu'un onduleur qui travaille globalement à plus grande charge, nonobstant l'écrêtage de la puissance de l'onduleur à certains moments de l'année. De manière générale, un surdimensionnement des panneaux donne in fine souvent une production annuelle supérieure. Cela permet également de réduire les coûts des onduleurs utilisés, et donc de l'installation. Cette tendance dans le dimensionnement des installations est maintenant supportée par les principaux fabricants d'onduleurs qui garantissent leurs produits pour des dimensionnements pouvant atteindre dans certains cas 200% de la puissance AC.

5.3.2 Situation en 2019

Sur l'ensemble des données SIBELGA, un surdimensionnement moyen de 118% est observé pour la puissance des panneaux par rapport à la puissance des onduleurs.

L'analyse par catégorie de puissance n'a montré aucune différence significative entre les classes. Elle n'est donc pas développée ici.

5.3.3 Evolution du ratio de puissance CC/CA

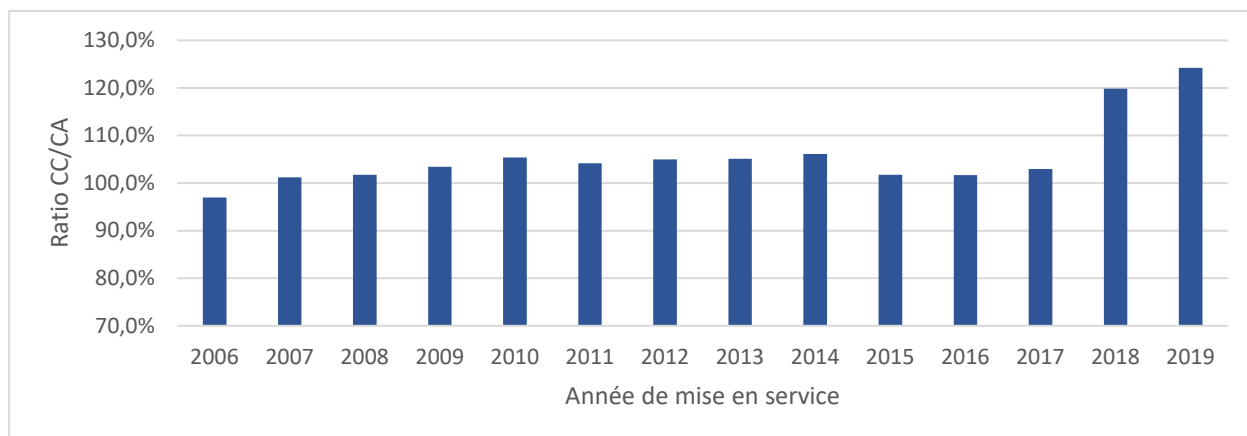


Figure 5-3 : Evolution du ratio moyen CC/CA par année de Mise en Service

La Figure 5-3 nous indique que ce ratio a fluctué au cours du temps, en fluctuant globalement entre 100 et 106 % jusqu'en 2017. Les deux dernières années marquent une forte rupture avec un surdimensionnement qui augmente fortement, atteignant les 124 % en moyenne en 2019 sur près de 2 200 installations.

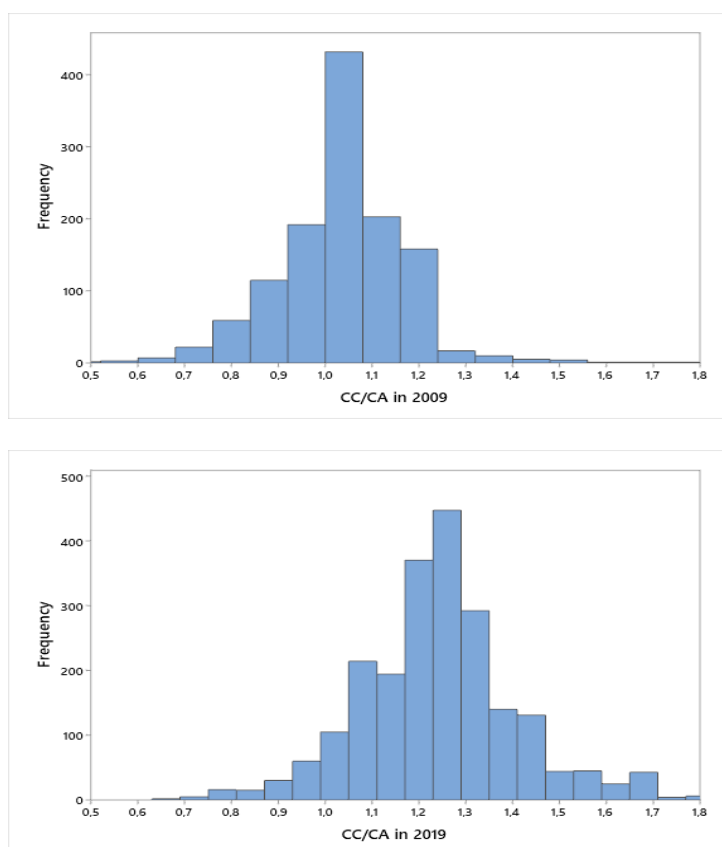


Figure 5-4 : Distribution des ratios de puissance CC/CA en 2009 et 2019

La Figure 5-4 compare les distributions de ces ratios entre deux années à 10 ans d'intervalle : 2009 et 2019. On y observe également ce glissement vers un surdimensionnement des panneaux plus important.

Ces évolutions peuvent être expliquées par plusieurs facteurs :

- L'évolution technologique permet aujourd'hui aux fabricants de garantir les onduleurs fonctionnant à des taux de surdimensionnement élevés par rapport au champ des panneaux photovoltaïques.
- L'exploitation plus marquée ces dernières années des toitures avec orientation Est-Ouest ou affectés par des avec ombrages partiels explique sans doute également le phénomène. Elles permettent un surdimensionnement du champ des panneaux photovoltaïques.
- Enfin, les réglementations techniques basées sur la puissance maximum AC de l'onduleur ont évolué dans le temps. Elles ont sans doute influencé ces évolutions du ratio CC/CA. C'est le cas par exemple de l'exigence du relais de découplage (passé de 10 à 30 kVA), de la fin partielle de la compensation en dessous de 5 kVA ou encore de la mise en place d'un tarif prosumer en Flandre et en Wallonie.

Dans tous les cas, ce surdimensionnement permet une réduction du coût d'investissement, tout en maintenant une productivité qui est soit très similaire, soit légèrement inférieure, soit même légèrement supérieure dans la plupart des cas lorsque les sous-dimensionnement sont relativement faibles.

5.4 Parts de marché des fabricants de panneaux

L'analyse des parts de marché des fabricants de panneaux vise à identifier les grandes tendances sur le marché bruxellois et de les situer par rapport à celles observées dans le monde. Cette analyse est réalisée sur le parc entier, actif ou non, des installations en RBC.

Par rapport aux années précédentes, l'origine des panneaux n'a pas été retenue comme critère pertinent pour 2 raisons principales. D'une part, il est difficile de déterminer le pays étant donné que les fabricants possèdent des lignes d'assemblage dans de nombreux pays, et pas uniquement dans le pays où se situe le siège social. D'autre part, les composants des panneaux proviennent également de plusieurs pays (majoritairement de Chine) même si l'assemblage peut être local comme dans les cas belges de New ISSOL (Verviers) et Evocells (Baillonville).

5.4.1 Echantillon analysé

La base de données de BRUGEL mentionne 152 marques différentes de panneaux à la fin 2019, à tous les stades de développement du processus administratif. La grande variété des marques à travers les années nous renseigne sur le dynamisme qui agite ce marché. A part le regroupement de certaines marques lié aux fusions d'entreprises, aucun filtre n'a été appliqué et les données présentées pour cet indicateur se rapportent donc à l'ensemble des données fournies. L'information n'est pas disponible pour 1 742 installations (26% du parc) et 5 722 kWc (4% de la puissance). Les installations présentant des données aberrantes ont également été basculées dans la catégorie « NDA⁵ (-) ».


























Pour une question de visibilité des résultats d'analyses présentés, nous avons effectué un tri sur les 25 premières marques en termes de puissance installée depuis 2012. Les autres marques de modules se retrouvent dans la catégorie « Others » (10% de la puissance)

⁵ NDA (-) = no data available

5.4.2 Classement des 25 marques les plus installées en RBC

Les 25 premiers fabricants constituent 85% de la puissance installée fin 2019. Ces fabricants (top 25) sont représentés ci-dessous, avec la catégorie « Others » qui regroupe le reste des installations.

Tableau 5-1 : Top 25 des marques de panneaux/modules installés en RBC

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total général	
JA Solar	538	1.004	12	90	14	1.366	5.738	12.491	21.251	
Trina Solar	870	1.825	65	738	232	835	1.224	6.939	12.729	
Yingli	2.095	6.128	14	40	5	2.498			10.780	
Hanwha (QCells)	1.112	1.027	172	217	441	4	4.482	2.028	9.484	
SunPower	753	4.028	219	151	147	518	856	2.514	9.185	
REC	197	3.632	36	211	1.021	134	1.584	1.136	7.951	
LG	32	14	4	20	123	23	2.655	1.971	4.840	
Longi							325	4.052	4.377	
Canadian Solar	261	314	4		289	565	1.372	1.298	4.103	
CSUN	162	248	5	219	618		1.825		3.076	
Suntech	2.297	95				4			2.396	
LDK Solar	4	2.291							2.295	
AUO		62	12	367	1.116	248	199	147	2.150	
ET Solar	17	1.567	332						1.916	
Espy	1.749								1.749	
Talesun					29	1.308	99	98	1.533	
EXE								1.442	1.442	
BYD (Build Your Dreams)		63					606	730	1.399	
Renesola	122	885	32	153				31	1.222	
Panasonic	192	107	22	10		419	29	407	1.184	
S-Energy	13			147	194	428	293	108	1.183	
Issol (Cenit)		3	542	256	241		89		1.130	
Risen Energy	139	4						952	1.095	
IBC Solar				15	21	75	431	551	1.094	
ZNShine	24	817		2				13	857	
Total général	10.576	24.111	1.470	2.637	4.495	8.420	21.805	36.907	110.422 kWc	
NDA (-):									5.722 kWc	
Others:									12.877 kWc	
Sample:									129.021 kWc	

Les fabricants repris ci-dessus sont pour la plupart des marques renommées au niveau du marché global, ce qui constitue, du moins en partie, un gage de qualité pour les prosumers et une assurance plus grande en termes de service après-vente.

Ce tableau nous permet également d'observer une certaine régularité à travers les années pour les marques présentes dans le top 10 et une consolidation des positions pour les plus gros acteurs (incrémentation en fonction du dynamisme annuel du marché PV).

On notera JA Solar qui affiche des volumes d'installation très importants et nettement supérieurs à son concurrent direct Trina Solar (+67% au total et +78% sur l'année 2019). En outre, sur la seule année 2019, JA Solar a réussi à installer plus qu'ils n'avaient installé lors des 7 années précédentes (12 491 kWc contre 8760 kWc entre 2012 et 2018). Ces 12 MWc installés constituent plus de 30% de la puissance totale installée en RBC durant l'année 2019.

Les marques « premium » telles que LG (7^e) et SunPower (5^e) sont bien représentées dans ce classement et leurs chiffres reflètent bien le dynamisme du marché. On considèrera dans cette étude que les marques « premium » sont celles qui offrent des hauts rendements et des garanties produits de 25 ans.

Certains fabricants font leur apparition dans le classement (EXE) alors que d'autres tendent à disparaître du marché bruxellois (Yingli Solar).

De manière générale, 24 marques ont installé plus d'1 MWc sur le territoire de la RBC et 3 marques dépassent même les 10 MWc cumulés.

5.4.3 Top 10 des marques pour le segment résidentiel et commercial/industriel

L'analyse de ces marques en fonction du segment permet de voir s'il y a des différences de dynamiques de marchés entre segments.

Tableau 5-2 : Top 10 des fabricants de panneaux

	Segment résidentiel (< 5 kWc)		Segment commercial/industriel (> 5 kWc)	
	Marque	Puissance	Marque	Puissance
1	JA Solar	3.468	JA Solar	17.728
2	SunPower	3.304	Trina Solar	11.938
3	EXE	1.170	Yingli	10.852
4	Trina Solar	871	Hanwha (QCells)	9.907
5	LG	581	REC	7.838
6	AUO	513	SunPower	6.188
7	Panasonic	412	LG	4.233
8	Longi	408	Canadian Solar	4.076
9	Hanwha (QCells)	346	Longi	3.965
10	REC	185	CSUN	3.069
11	Total général	15.311	Total général	79.794

Pour les installations inférieures à 5 kWc, les 10 premières marques détiennent 85% du marché résidentiel. Pour les installations supérieures à 5 kWc, les 10 premières marques totalisent ensemble 72% de ce segment.

A l'exception de quelques marques (EXE, Panasonic/Sanyo, AUO, Yingli, Canadian Solar et CSUN) ce sont principalement les mêmes acteurs qui sont présents sur les 2 segments.

5.4.4 Parts de marché relatives

L'analyse des parts relatives est détaillée dans le Tableau 5-3 ci-dessous. Les valeurs ont été arrondies et celles sans évolutions durant l'année ont été effacées pour plus de clarté. Les valeurs de 0% sont par conséquent des parts de marché inférieures à 0,5%.

Tableau 5-3 : Parts relatives du Top 25 en puissance

Marque	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cumulé:
JA Solar	5%	4%	1%	3%	0%	16%	26%	34%	19%
Trina Solar	8%	8%	4%	27%	5%	10%	6%	19%	12%
Yingli	19%	26%	1%	1%	0%	30%			10%
Hanwha (QCells)	10%	4%	12%	8%	9%	0%	21%	6%	9%
SunPower	7%	17%	15%	6%	3%	6%	4%	7%	8%
REC	2%	16%	2%	8%	21%	2%	7%	3%	7%
LG	0%	0%	0%	1%	3%	0%	12%	5%	4%
Longi							1%	11%	4%
Canadian Solar	2%	1%	0%		6%	7%	6%	4%	4%
CSUN	2%	1%	0%	8%	13%		8%		3%
Suntech	21%	0%			0%				2%
LDK Solar	0%	10%							2%
AUO		0%	1%	14%	23%	3%	1%	0%	2%
ET Solar	0%	7%	23%						2%
Espy	16%								2%
Talesun					1%	16%	0%	0%	1%
EXE								4%	1%
BYD (Build Your Dreams)		0%					3%	2%	1%
Renesola	1%	4%	2%	6%				0%	1%
Panasonic	2%	0%	2%	0%		5%	0%	1%	1%
S-Energy	0%			5%	4%	5%	1%	0%	1%
Issol (Cenit)		0%	37%	9%	5%		0%		1%
Risen Energy	1%	0%						3%	1%
IBC Solar				1%	0%	1%	2%	2%	1%
ZNShine	0%	4%		0%				0%	1%

En 2019, on observe une concentration assez importante des volumes installés répartis entre 6 grandes marques : JA Solar, TrinaSolar, Longi, SunPower, LG et Hanwha (QCells).

On notera également la présence d'un fabricant belge dans ce classement, ISSOL, qui capitalise essentiellement sur ses résultats de 2014 dans un marché restreint.

5.5 Parts de marché des fabricants d'onduleurs

5.5.1 Echantillon analysé











Les données présentées pour cet indicateur se rapportent à l'ensemble des données fournies par SIBELGA pour les installations avec une MES de 2008 à fin 2019. Un filtre a été appliqué à ce jeu de données pour ne retenir que les valeurs présentant un ratio CC/CA compris entre 80% et 200%. Les données non retenues sont reprises dans la catégorie « NDA (-) ». Un regroupement des installations par classe de puissance en kWc a également été réalisé pour permettre la comparaison avec les fichiers de BRUGEL. Enfin, pour 25% du nombre d'installations, les informations sur le fabricant ne sont pas disponibles dans le jeu de données cela représentent 6% de la puissance et totalise 6 356 kVA. Ces installations ont été basculées dans la catégorie « NDA (-) »⁶.

Les marques les moins représentées sont regroupées dans la catégorie « Others ».

5.5.2 Classement et top 10 des marques d'onduleurs

Le Tableau 5-4 présente les parts de marché du top 10 des marques d'onduleurs en RBC en puissance AC maximum raccordée au réseau de distribution Basse tension.

Tableau 5-4 : Top 10 des marques d'onduleur du parc PV fin 2019 en RBC

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total général	
SMA	107	580	328	198	820	7.510	2.899	1.605	1.564	1.653	3.549	13.020	33.833	
ABB (Power-One)		23	11	150	1.704	12.266	339	1.138	346	421	1.328	1.627	19.354	
Huawei				4		28			283	1.034	4.713	8.005	14.066	
Fronius	32	117	62	27	913	1.125	254	42	1.332	2.041	2.123	56	8.123	
SolarEdge				16	156	360	68	10	166	416	2.773	3.907	7.874	
Danfoss		47	30	165	915	4.104	2						5.263	
Ginlong										4	22	2.548	2.574	
KACO (Powador)	8	28	13	5	18	56					673		801	
AE REFUSol						476		122					598	
DELTA		15	8	3	21	188	15	15	32	13	10	130	449	
Total général	146	810	452	567	4.547	26.114	3.578	2.932	3.724	5.582	15.191	29.292	92.935 kVA	
Others:													5.972 kVA	
NDA (-):	393	2.517	820	598	174	263	2	395	3	514	667	11	6.356 kVA	
Sample:													105.263 kVA	
Oversizing (ratio DC/AC):													118%	

On constate que le marché des onduleurs est plus concentré que celui des panneaux puisque le top 10 des marques d'onduleurs concentre 91% du marché en RBC et que 3 marques (SMA, ABB et Huawei) dominent le marché bruxellois avec 77% de parts de marché.

Selon le jeu de donnée mis à disposition, le ratio CC/CA moyen du parc atteint 118% ce qui semble représentatif.

⁶ NDA (-) = no data available

5.5.3 Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment « résidentiel » et « commercial/industriel »

Les Tableau 5-5 et Tableau 5-6 présentent l'évolution des parts de marché des puissances raccordées par marque d'onduleurs dans le segment résidentiel (< 5 kWc) et dans le segment des grandes installations que nous avons décidé de nommer commercial/industriel (> 5kWc).

Tableau 5-5 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment résidentiel

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
SMA	63	414	60	113	468	324	88	161	373	268	695	3.662	6.688
SolarEdge				3	99	106	27	10	68	131	424	1.658	2.527
ABB (Power-One)		8	11	72	159	150	65	44	49	21	32	51	662
Huawei				4							3	367	374
Fronius	28	88	47	20	30	5	5	5	4	48	17	46	341
Total	91	510	118	211	755	584	185	220	494	468	1.171	5.784	10.592 kVA
Others:													764 kVA
NDA (-):	365	2.159	539	411	65	38	2	-	3	-	115	6	3.704 kVA
Sample:													15.060 kVA

Tableau 5-6 : Top 5 des fabricants d'onduleurs dans le segment commercial/industriel

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
SMA	44	166	268	85	353	7.186	2.811	1.444	1.191	1.385	2.854	9.358	27.145
ABB (Power-One)		15		78	1.546	12.116	274	1.094	297	399	1.296	1.576	18.692
Huawei					28				283	1.034	4.710	7.638	13.692
Fronius	4	30	15	7	882	1.119	249	38	1.328	1.994	2.106	10	7.782
SolarEdge				13	57	255	41		99	285	2.349	2.248	5.347
Total	47	210	283	183	2.838	20.705	3.376	2.576	3.198	5.097	13.315	20.830	72.658 kVA
Others:													14.893 kVA
NDA (-):			28	358	281	187	109	224	395	514	552	5	2.652 kVA
Sample:													90.203 kVA

On observe que SMA reste leader dans les 2 segments et que ce sont essentiellement les mêmes fabricants qui sont présents.

5.5.4 Parts de marché relatives

Les valeurs ont été arrondies et celles sans évolutions durant l'année ont été effacées pour plus de clarté. Les valeurs de 0% sont par conséquent des parts inférieures à 0,5%.

Tableau 5-7 : Parts de marchés relatives du top 10 d'onduleurs en puissance

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cumulé:
SMA	73%	72%	73%	35%	18%	29%	81%	55%	42%	30%	23%	44%	36%
ABB (Power-One)		3%	2%	26%	37%	47%	9%	39%	9%	8%	9%	6%	21%
Huawei				1%		0%			8%	19%	31%	27%	15%
Fronius	22%	14%	14%	5%	20%	4%	7%	1%	36%	37%	14%	0%	9%
SolarEdge				3%	3%	1%	2%	0%	4%	7%	18%	13%	8%
Danfoss		6%	7%	29%	20%	16%	0%						6%
Ginlong										0%	0%	9%	3%
KACO (Powador)	5%	3%	3%	1%	0%	0%					4%		1%
AE REFUsoL						2%		4%					1%
DELTA		2%	2%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%

Parmi les fabricants du top 10, la plupart sont des leaders mondiaux dans le domaine des onduleurs photovoltaïques. Aucune singularité n'est donc observée sur le marché bruxellois en ce qui concerne les fabricants d'onduleurs. De manière générale on observe les mêmes évolutions que précédemment : une importante domination du top 5, avec ABB qui semble sortir peu à peu du classement, tandis que des marques comme Huawei semblent venir prendre quelques parts de marché.

SMA reste l'acteur principal et couvre 44 % du marché de 2019. A la fin 2019, cette marque allemande équipe 36% des onduleurs connectés en RBC. ABB reste une marque bien présente, surtout sur le segment des grandes installations et représente encore 21% des onduleurs solaires à la fin 2019. L'évolution la plus importante est celle de Huawei qui depuis 2016 augmente sa présence et représente 27% de l'activité de 2019 (15% du parc en RBC fin 2019).

6 Prix des installations

L'analyse des prix des installations de panneaux photovoltaïques pratiqués sur le marché bruxellois sur la période 2012-2019 présentée ci-dessous complète l'analyse des prix réalisée annuellement par BRUGEL. Cette dernière permet d'actualiser les paramètres économiques utilisés dans la formule de calcul pour le coefficient multiplicateur appliqué au nombre de CV octroyés aux installations photovoltaïques⁷.

La présente analyse vise à quantifier l'impact des différents facteurs pouvant influencer le coût total d'une installation photovoltaïque sur base des informations contenues dans la base de données de BRUGEL : année de mise en service, catégorie de puissance de l'installation et type de titulaire.

La catégorie de puissance est un facteur essentiel qui a une forte influence sur les prix étant donné les économies d'échelle engendrées par des plus grands chantiers. Les analyses des années précédentes ont montré cette corrélation forte entre puissance et prix. De ce fait, toutes les analyses présentes dans ce chapitre tiennent compte de ces catégories.

Par rapport aux années précédentes, l'origine des panneaux n'a pas été retenue comme critère pertinent pour deux raisons. D'une part, il est difficile de déterminer le pays étant donné que les marques ont des usines d'assemblage dans de nombreux pays et ce n'est pas forcément dans le pays du siège social. D'autre part, les composants des panneaux viennent également de plusieurs pays (majoritairement de Chine).

Les prix renseignés dans la banque de données sont repris tels quels. Ils sont supposés couvrir l'ensemble des coûts du projet⁸ et aucune correction n'est apportée à ceux-ci pour tenir compte d'éventuels surcoûts non renseignés dans le dossier introduit auprès de BRUGEL. Tous les prix mentionnés s'entendent TVAc⁹. Le prix indiqué dans les différentes analyses ci-dessous est toujours exprimé par rapport à la puissance installée de l'installation (EUR/ kWc).

Les prix ne tiennent pas compte de l'inflation. La comparaison porte donc sur des euros courants et non sur des euros constants.

6.1 Résumé des faits marquants

La tendance baissière des prix a continué en 2019 avec une réduction allant de 5 % pour les grands systèmes jusque 15 % pour les petits systèmes résidentiels par rapport à l'année précédente.

Depuis 2013, la baisse moyenne dans les différentes catégories de puissance est de près de 40%.

On observe comme chaque année un prix au kWc plus faible avec l'augmentation de la gamme de puissance des installations, et qui représente un écart d'environ 58 % entre les > 250 kWc (moyenne de 893 €/kWc) et les [0-5] kWc (1 411 €/kWc).

Le croisement des données de prix avec les rendements spécifiques d'installations n'indique pas une corrélation claire entre les deux. Le rendement d'un panneau n'est donc pas l'élément principal influençant le prix d'une installation.

⁷ Projet de proposition 27 relatif au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques <https://www.brugel.brussels/documents/proposals/rechercher>

⁸ Toutefois, le surcoût lié aux études (stabilité, vent, etc.) et le coût du compteur SIBELGA ne sont pas pris en compte.

⁹ Varie selon la catégorie (particulier, professionnel) et l'âge du bâtiment.

6.2 Prix par kWc en fonction des catégories de puissance en 2019

L'analyse des prix en fonction des catégories de puissance a été réalisée de manière plus approfondie sur l'année 2019, notamment grâce au grand nombre de données disponibles.

6.2.1 Echantillon analysé MES 2019

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres. Près de 93 % des installations de 2019 mentionnaient un prix (2.074 sur 2.228). Parmi celles-ci, 447 installations ont été considérées comme trop éloignées des tendances générales étant donné qu'elles étaient soit inférieures au 10^e centile, soit supérieures au 90^e centile¹⁰. Ces prix qui s'écartent fortement de la moyenne peuvent s'expliquer par : des erreurs d'encodage, des prix ne comprenant que le matériel ou au contraire intégrant d'autres travaux, ...). Ces prix extrêmes ont donc été considérés comme des valeurs aberrantes (outliers) et n'ont pas été pris en considération.

Tableau 6-1 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2019

Catégorie de puissance [kWc]	[0-5]]5-36]]36-100]]100-250]	>250	Total
Nombre d'installations	1752	219	50	35	18	2074
Nombre d'installations analysées	1371	175	40	27	14	1627
% du nombre total d'installations	78%	80%	80%	77%	78%	78%
Nombre d'outliers	381	44	10	8	4	447

6.2.1.1 Prix des installations en 2019 par catégorie de puissance installée

La figure suivante représente la distribution du prix par puissance installée des installations (EUR/kWc) en fonction de la catégorie de puissance et ayant été mise en service en 2019.

¹⁰ La méthode du 1,5 IQR n'a pas été appliquée ici car elle écarte trop peu de valeurs manifestement en-dessous ou au-dessus des prix du marché.

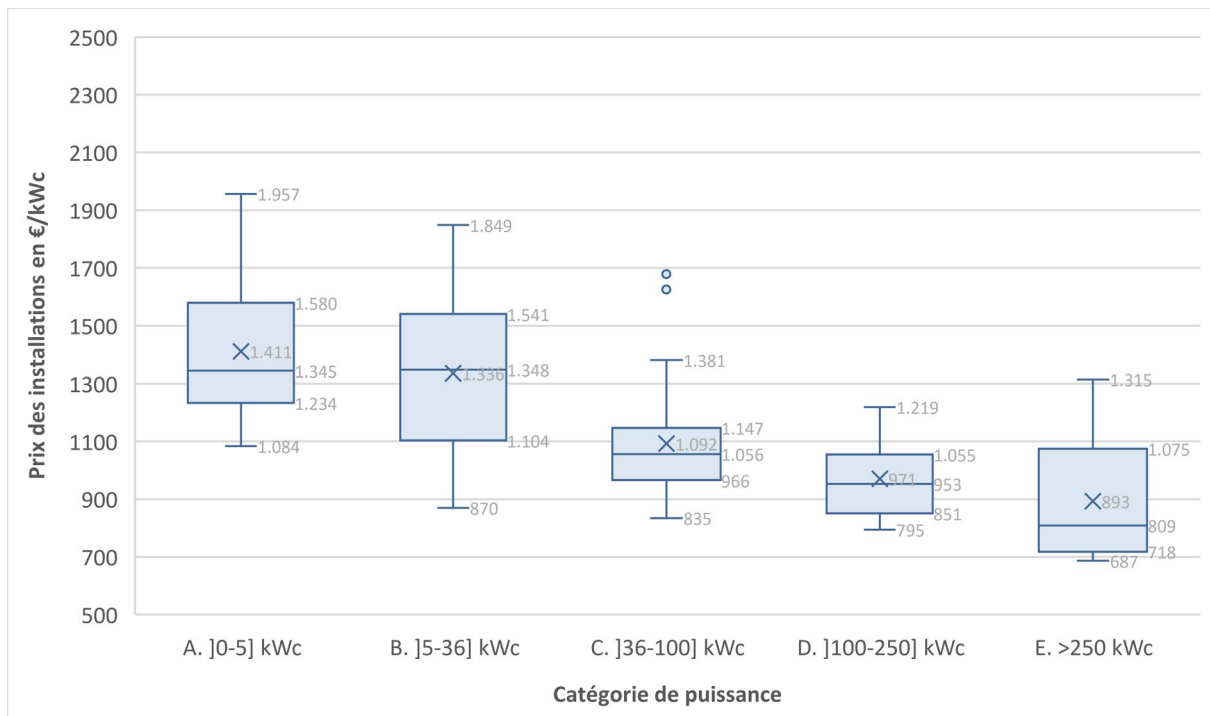


Figure 6-1 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année de mise en service 2019

La Figure 6-1 montre une diminution progressive des prix médians et moyens en fonction des catégories de puissance. Plus l'installation est grande, plus le prix au kWc sera faible. La catégorie résidentielle (]0-5] kWc) fait l'objet d'une analyse spécifique dans le point suivant. A noter des prix médians et moyens inférieurs au 1 000 €/kWc pour les catégories]100-250] et >250 kWc.

Le tableau ci-dessous reprend les valeurs moyennes, médianes et écarts-type par catégorie sur l'échantillon.

Tableau 6-2 : Données statistiques des prix par catégories de puissance – année 2019

Catégorie de puissance [kWc]	[0-5]]5-36]]36-100]]100-250]	>250
Moyenne des prix	1 411 €	1 336 €	1 092 €	971 €	893 €
Médiane des prix	1 345 €	1 348 €	1 056 €	953 €	809 €
Ecart-type des prix	222 €	261 €	200 €	133 €	227 €

6.2.2 Zoom sur la catégorie résidentielle

La figure précédente nous a montré la forte variation de la catégorie résidentielle. En analysant plus en détail cette catégorie, on retrouve une diminution marquée des prix en fonction de la puissance. Cela s'explique par un ensemble de frais quasi fixes (frais administratifs, commerciaux, déplacements, assurances, lancement du chantier, ...) quelle que soit la taille de l'installation. Ils ont donc une part bien plus importante dans la totalité du prix d'une petite installation que d'une grande.

La Figure 6-2 nous montre bien ce phénomène avec des prix moyens pour la catégorie inférieure à 2 kWc supérieur à 2.300 €/kWc soit près du double d'une installation entre 4 et 5 kWc.

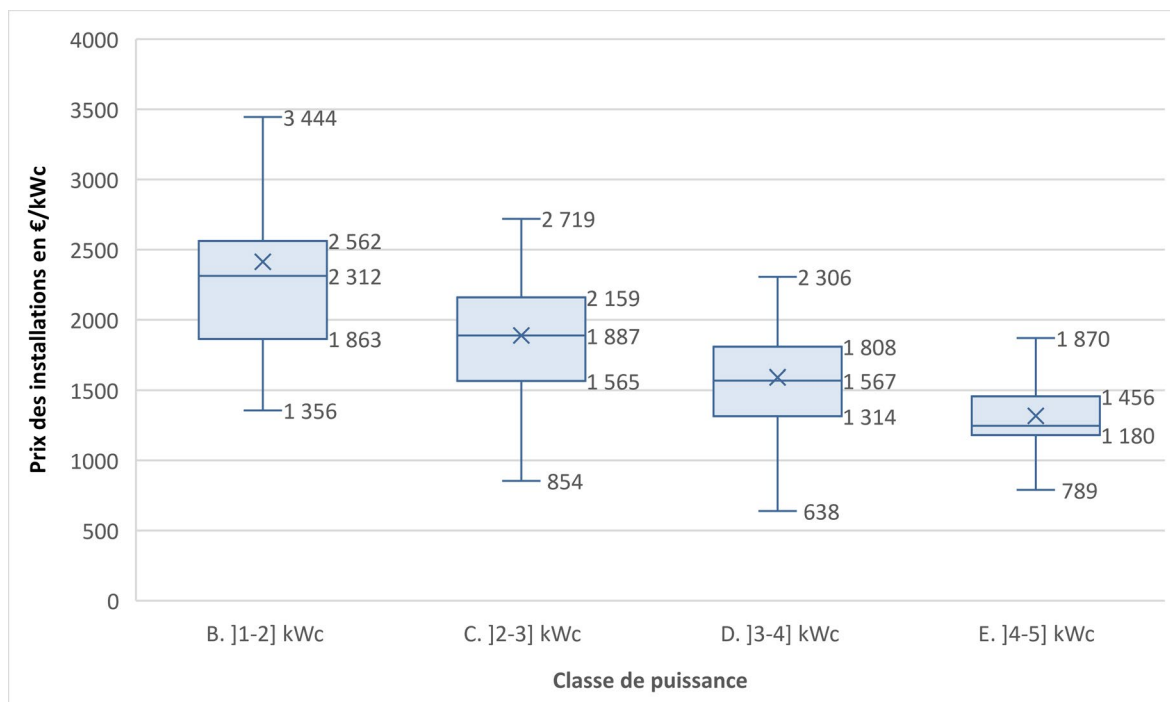


Figure 6-2 : Prix des installations par catégorie de puissance dans le segment inférieur à 5 kWc (EUR/kWc) MeS 2019

6.3 Prix par kWc en fonction de l'année de mise en service et des catégories de puissance

6.3.1 Echantillon analysé

Afin d'analyser l'évolution dans le temps et pour obtenir une analyse robuste, le choix s'est porté sur l'analyse spécifique des 4 années ayant plus de 250 données : 2012-2013 et 2018-2019

Tableau 6-3 : Taille et représentativité de l'échantillon

Année de mise en service	2012	2013	2018	2019
Nombre d'installations avec des données de prix	360	388	559	2074
Nombre d'installations analysées	282	300	437	1627
% de l'échantillon total	78%	77%	78%	78%
Nombre d'outliers	78	87	122	447

On retrouve dans le Tableau 6-3 la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée, sa représentativité par rapport à l'ensemble du parc photovoltaïque ainsi que le nombre et le pourcentage de données aberrantes (outliers). Les outliers sont exclus de l'analyse sur base des critères suivants : données plus petites que le 10^e centile ou plus grandes que le 90^e centile, par catégorie de puissance et par année. Environ 78 % des installations ayant mentionné un prix sont prises en compte dans l'analyse.

6.3.2 Résultats : tendances de l'indicateur

Tableau 6-4 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2018)

Catégorie	2012	2013	2018	2019	2019/2018	2019/2012
[0-5] kWc	3 357 €	2 715 €	1 676 €	1 411 €	-16%	-58%
]5-36] kWc	2 976 €	2 201 €	1 448 €	1 336 €	-8%	-55%
]36-100] kWc	2 188 €	1 869 €	1 146 €	1 092 €	-5%	-50%
]100-250] kWc	1 478 €	1 509 €	1 063 €	971 €	-9%	-34%
>250 kW	1 469 €	1 261 €	941 €	893 €	-5%	-39%

Le Tableau 6-4 reprend les moyennes arithmétiques simples du prix des installations PV sur les périodes 2012-2013 et 2018-2019. Par rapport à 2018, une diminution plus forte est visible dans la catégorie résidentielle (-16%) par rapport aux autres catégories de puissance (oscillant entre 5 et 9%). Par rapport à 2012, cette tendance, qui est constatée sur les marchés mondiaux, est confirmée avec une diminution de près de 60 % pour le résidentiel.

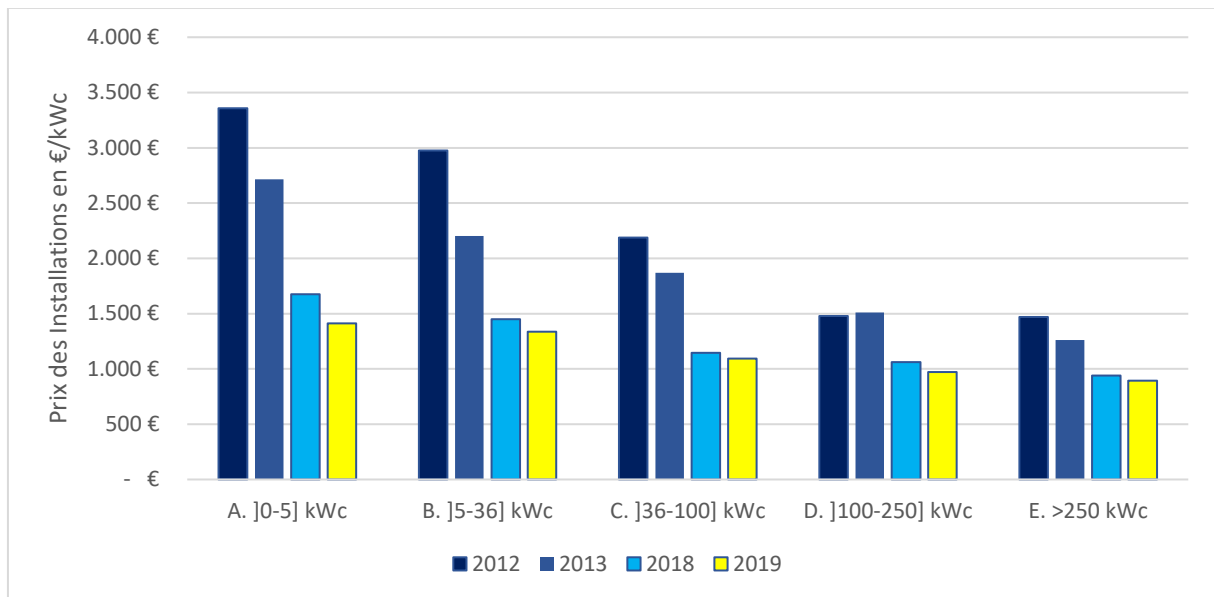


Figure 6-3 : Prix des installations sur la période 2012-2018 (EUR/kWc)

La Figure 6-3 illustre la distribution du prix des installations (EUR/kWc). On y observe des valeurs proches voire inférieures à la limite des 1 000 €/kWc dès 2018 pour les catégories]100-250] et plus de 250 kWc.

6.4 Prix en fonction des puissances spécifiques et des catégories de puissance

Afin d’analyser la relation entre la puissance spécifique des panneaux et les prix de l’installation, comme fait lors des exercices précédents, nous avons opté pour une analyse sans catégoriser les panneaux en bas, moyen et haut rendement mais plutôt en évaluant cette relation pour chaque couple de valeurs étant donné que ces variables sont toutes les deux quantitatives.

Nous avons analysé les catégories les plus représentées en 2019, à savoir les]4-5] kWc et les]5-36] kWc.

Concernant la catégorie]4-5] kWc, sur les 1 166 installations, 1 119 ont été retenues après filtrage de données aberrantes basé sur les critères suivants : Les données sont exclues si leur puissance spécifique est supérieure à 220 Wc/m² ou inférieure à 120 Wc/m² et si le prix est supérieur à 3500 €/Wc.

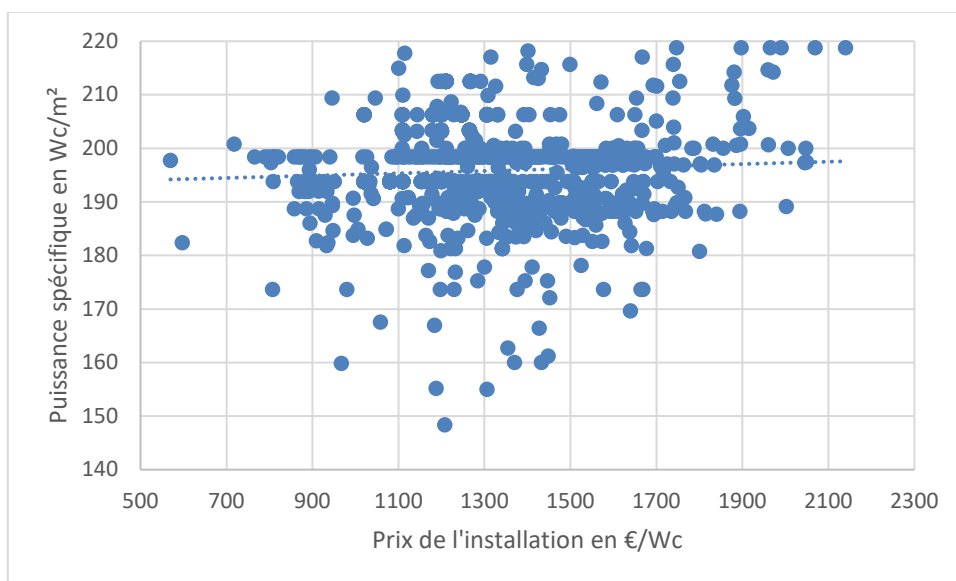


Figure 6-4 : Lien entre puissance spécifique et prix pour la catégorie]4-5] kWc en 2019

La Figure 6-4 montre qu'il n'y a pas de relation évidente entre les prix et les puissances spécifiques. En effet, le nuage de points ne montre pas de tendance claire, indiquant que la puissance spécifique des panneaux n'est pas un facteur explicatif fort des variations de prix entre installations.

Pour la catégorie]5-36] kWc, 180 installations sur 219 ont été analysées après mise en place de filtres identiques.

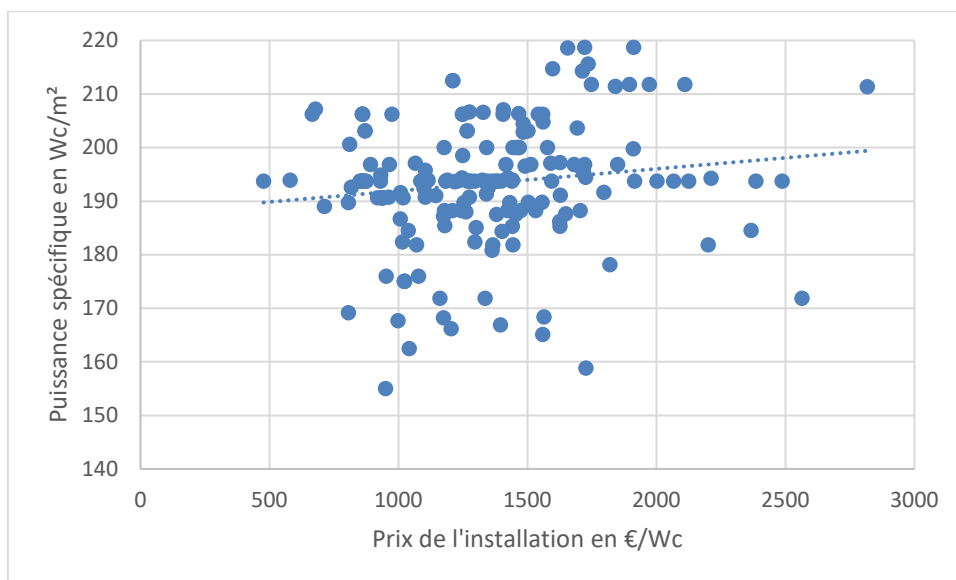


Figure 6-5 : Lien entre puissance spécifique et prix par kWc pour la catégorie]5-36] kWc en 2019

La Figure 6-5 montre nuage de point similaire à la figure précédente même si une faible corrélation non significative semble se dessiner.

L'exercice a été répété pour d'autres catégories et d'autres années, menant à des résultats similaires.

6.5 Contribution au PIB bruxellois

Lorsqu'on met en regard les puissances installées et le prix moyen par catégorie, il est possible de calculer l'impact économique du secteur PV dans le Produit Intérieur Brut (PIB) bruxellois comme le montre le tableau suivant.

Tableau 6-5 : Calcul du volume financier des installations mises en service en 2019

Catégorie	Moyenne des prix/kWc	Puissance installée kWc	Montant total
[0-5] kWc	1 411 €	7821	11 036 076 €
]5-36] kWc	1 336 €	2427	3 241 472 €
]36-100] kWc	1 092 €	4312	4 708 774 €
]100-250] kWc	971 €	7748	7 522 398 €
>250 kW	893 €	16157	14 425 637 €
TOTAL			40 934 357 €

La somme totale représente 0,05% du PIB de la RBC. Ce résultat est comparable aux valeurs obtenues par d'autres analyses indépendantes dans d'autres pays, comme cela a été reporté par l'IEA PVPS, (plateforme de collaboration technologique émanant de l'Agence internationale de l'Energie spécialisée dans le PV).

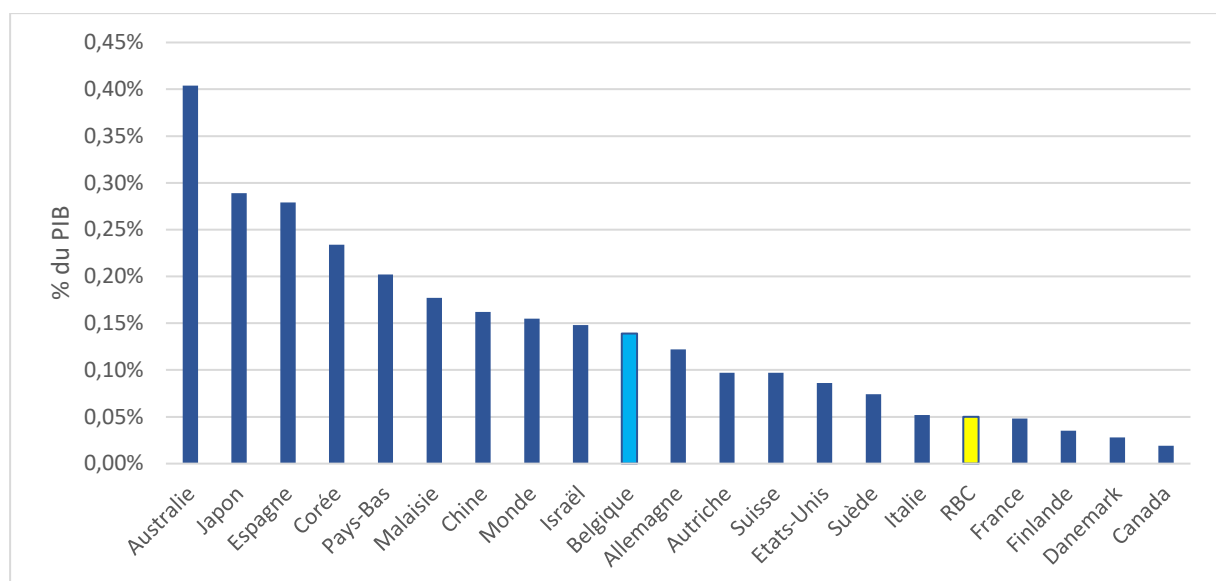


Figure 6-6 : contribution du PV au PIB en pourcentage (2019) source : IEA PVPS

La Figure 6-6 montre que la Région de Bruxelles-Capitale a un score similaire à des pays comme l'Italie ou la France alors qu'il est évident que les caractéristiques d'une métropole comme la Région de Bruxelles-Capitale sont difficilement comparables à celles d'un pays. En effet, à l'échelle nationale, les superficies disponibles pour l'installation de grandes centrales au sol sont bien plus importantes que dans une ville. On peut donc conclure qu'il s'agit d'un excellent ratio pour Bruxelles.

7 Productivité des installations

L'évaluation de la productivité énergétique réelle des installations photovoltaïques installées en RBC recherche à mieux comprendre l'état de fonctionnement du parc installé actuel, ses particularités, les facteurs qui l'influencent, ainsi que la nature et la fréquence d'éventuels problèmes qui affectent les installations photovoltaïques. Cette meilleure connaissance est une clé essentielle pour le bon développement et la pérennité de la filiale photovoltaïque, et elle permet de mieux guider les décisions d'aides publiques. La filière photovoltaïque est encore relativement jeune en RBC, où la plupart des installations ont à peine dix ans ou moins. L'apprentissage et la professionnalisation du secteur ont été croissants avec le temps, au fil de l'expérience acquise et des erreurs commises, tant de la part des fabricants de panneaux et d'onduleurs, que des installateurs, des pouvoirs publics ou des propriétaires des installations. Il y a plus de dix ans, certains pays pionniers du photovoltaïque avaient déjà accumulé de l'expérience, et des propositions avaient été formulées pour faire profiter Bruxelles des leçons apprises ailleurs¹¹. Un effort de collecte et d'analyse systématique des données en RBC a été entrepris graduellement, notamment à travers la présente étude dont la première édition a été réalisée en 2014. En même temps, cela n'empêche que plusieurs actions restent possibles pour la construction progressive d'une image plus complète et plus précise de l'état de fonctionnement du parc photovoltaïque en RBC.

La production énergétique d'une installation photovoltaïque dépend environ linéairement de la ressource solaire qu'elle reçoit et de la puissance crête installée. Pour comparer l'énergie produite par les installations photovoltaïques du parc de RBC, il est donc nécessaire de normaliser la production énergétique pour chacun de ces deux facteurs. La normalisation de la production énergétique par la puissance crête donne lieu au concept de productivité énergétique spécifique (exprimée en kWh/kWc). La normalisation de la production énergétique par la puissance crête et l'irradiation solaire conduit au concept de Performance Ratio (PR). Ces deux indices de productivité et de performance ont été appliqués au parc PV de Bruxelles et ils sont expliqués plus en détails dans les sections correspondantes.

7.1 Résumé des faits marquants

La ressource solaire à Bruxelles a connu une augmentation progressive pendant les quatre dernières décennies. L'irradiation solaire globale horizontale moyenne au cours des quarante dernières années est d'environ 1000 kWh/m². Lors de ces dix dernières années, cette valeur moyenne est de 1078 kWh/m², environ 8% au-dessus de la moyenne des quatre dernières décennies. Un maximum historique a été enregistré en 2018, avec 1172 kWh/m², ce qui représente environ 17% de plus que la moyenne des quatre dernières décennies.

La productivité énergétique spécifique médiane des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 850 kWh/kWc, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc.

Le Performance Ratio médian des installations photovoltaïques en RBC pendant la dernière décennie a été d'environ 65%, ce qui peut être considéré comme une valeur typique et représentative du parc. Par comparaison, les Performance Ratio typiques observés en Europe sont de l'ordre de 70-80%.

Des analyses statistiques ont permis d'établir une corrélation entre la performance des installations et certains paramètres clés tels que la puissance crête installée, leur année de mise en service, la marque des panneaux photovoltaïques, la catégorie de puissance ou le type de titulaire de l'installation.

¹¹ Jonathan Leloux, Gabriel Sala, Towards the consolidation of a photovoltaic observatory in Wallonia and Brussels (Belgium), 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2009 (<https://tinyurl.com/r4967s6v>).

7.2 Ressource solaire

La production énergétique potentielle d'une installation solaire photovoltaïque dépend de manière presque linéaire de la quantité d'irradiation solaire qu'elle reçoit et de sa puissance crête installée. L'évaluation de la ressource solaire disponible et de son évolution constituent donc des clés importantes pour analyser la production énergétique des installations photovoltaïques.

La ressource solaire est généralement mesurée par l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal (Global Horizontal Irradiation – GHI). Ces mesures peuvent être réalisées au moyen de stations de mesures au sol, au moyen d'un pyranomètre, ou par l'analyse d'images satellitaires. Les mesures de l'irradiation effectuées au moyen de pyranomètres bien calibrés et bien entretenus sont généralement de haute fiabilité. La densité du réseau de pyranomètres installés en Belgique ne permet cependant pas d'assurer une couverture entièrement représentative de la ressource solaire sur l'ensemble du territoire¹². Les observations par satellites permettent d'obtenir une meilleure couverture géographique, au prix d'une précision généralement moindre. Les données d'irradiation solaire mesurées par pyranomètre sont donc à privilégier quand elles sont mesurées relativement proche (typiquement moins de 30 km) de la zone étudiée, alors que les données satellites peuvent être utilisées dans le cas contraire¹³.

Pour cette étude, l'évaluation de la ressource solaire a été réalisée sur base de l'irradiation solaire globale horizontale mesurée à Uccle au moyen d'une station météorologique munie d'un pyranomètre et opérée par l'Institut Royal de Météorologie (IRM). L'irradiation solaire annuelle dans la Région de Bruxelles-Capitale est très homogène, ce qui permet d'utiliser un seul point de référence connu pour analyser l'ensemble du territoire. Ces mesures effectuées par l'IRM peuvent donc être considérées comme une source d'irradiation de relativement bonne qualité et représentative de la zone étudiée.

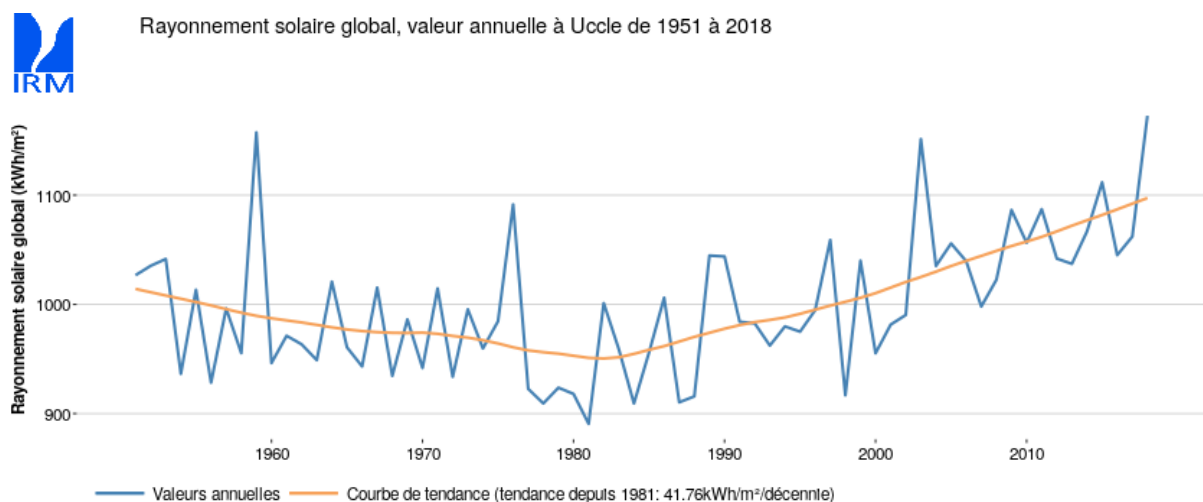


Figure 7-1 : Irradiation solaire globale horizontale annuelle mesurée à Uccle. Source : IRM, 2019

¹² <https://www.meteo.be/fr/meteo/observations/belgique>

¹³ Tariq Muneer, Solar radiation and daylight models, Elsevier, 2004.

L'irradiation solaire annuelle a fortement évolué au cours des dernières décennies, et elle a battu de nouveaux records en Belgique en 2018¹⁴. Cette évolution a des conséquences directes sur la production énergétique des installations photovoltaïques à Bruxelles. L'IRM, qui mesure l'irradiation solaire globale dans le plan horizontal, a en effet mesuré une valeur annuelle de 1172 kWh/m² à son siège situé à Uccle. Il s'agit de la valeur la plus élevée mesurée par l'IRM depuis le début des mesures dans les années 1950 (voir Figure 7-1).

Ce nouveau record ne fait que confirmer les tendances à la hausse depuis le début des années 1980, soit presque 4 décennies. Pour chaque décennie, une augmentation de plus de 40 kWh/m² a en effet été observée, soit près de 4% par décennie.

Le minimum historique a été mesuré en 1981, se situant peu en-dessous de 900 kWh/m². La valeur moyenne de l'irradiation entre 1981 et 2018 vaut 997 kWh/m², qu'on peut arrondir à 1000 pour la retenir plus facilement. Ce maximum historique de 2018 représente environ 30% de plus que le minimum de 1981, et environ 17% de plus que la valeur moyenne. L'irradiation moyenne lors de la dernière décennie vaut 1072 kWh/m², ce qui représente une augmentation d'environ 8% par rapport à la moyenne des quarante dernières années.

En conséquence, la plupart des prévisions de production photovoltaïques réalisées il y a 10 ans se sont révélées trop pessimistes. Dans les faits, les installations belges ont produit plus que prévu.

L'augmentation de l'irradiation solaire (et donc de la production) n'est pas spécifique à Uccle, ni même à la Belgique. Des tendances similaires ont été observées depuis le début des années 1980 dans la plupart des pays d'Europe et d'Amérique du Nord.

Les raisons de ces tendances ne sont pas encore connues avec précisions. Deux causes principales en sont à l'origine : la quantité d'aérosols présents dans l'atmosphère, et la quantité de nuages, qui dispersent et absorbent la radiation solaire avant qu'elle n'atteigne le sol. Les recherches scientifiques récentes attribuent environ trois quarts des tendances aux aérosols et un quart à l'évolution de la couverture nuageuse. Pendant les dernières décennies, le ciel belge est donc devenu moins chargé en aérosols, et un peu moins nuageux (Wild, 2016)¹⁵.

Certains aérosols proviennent de la contamination de l'air par l'activité humaine, en particulier les dioxydes de soufre, les oxydes d'azote (NO_x) et les suies, qui résultent pour la plupart de la combustion des énergies fossiles dans les centrales électriques ainsi que dans les moteurs des voitures.

La pollution de l'air a très fortement augmenté dans les pays occidentaux avant 1980, à cause de l'augmentation du parc automobile et de la combustion croissante de combustibles fossiles dans les centrales thermiques ainsi que dans l'industrie et dans les secteurs tertiaire et résidentiel. L'atmosphère s'est donc chargée en aérosols et a été de plus en plus opaque à la lumière du soleil. Ceci a donné lieu à un phénomène appelé assombrissement global, ou global dimming.

Ce phénomène s'observe souvent dans les grandes villes, où on peut souvent apercevoir une bande caractéristique de couleur brune dans le bas de l'horizon, qui est provoquée par la dispersion accrue de l'irradiation solaire par les aérosols, en particulier le dioxyde de soufre, les NO_x émis par les voitures, et les suies.

¹⁴ Jonathan Leloux, Ensoleillement record en Belgique en 2018 : Combien produiront les panneaux solaires demain ?, Renouveau, 2018 (<https://www.renouveau.be/fr/ensoleillement-record-en-belgique-en-2018-combien-produiront-les-panneaux-solaires>).

¹⁵ Martin Wild, Decadal changes in radiative fluxes at land and ocean surfaces and their relevance for global warming. WIREs Clim Change, 7: 91-107, 2016 (<https://doi.org/10.1002/wcc.372>).

Pour mener à bien cette étude, des données d'irradiation solaire globale horizontale journalière ont été acquises auprès de l'IRM, pour un historique de mesures qui couvre les dix dernières années. Pour en permettre une utilisation adéquate dans les analyses de performance, ces données journalières ont ensuite été passées vers une granularité horaire au moyen d'un modèle physique classique et très utilisé (Liu et Jordan, 1960)¹⁶.

Les panneaux solaires photovoltaïques ne sont dans la plupart des cas pas installés de manière horizontale mais dans un plan incliné, qui peut être celui du toit sur lequel ils sont placés, ou un autre plan qui leur a été donné de manière à maximiser la quantité d'irradiation reçue. Pour analyser les performances des installations photovoltaïques, il est donc nécessaire de comparer la production énergétique à l'irradiation solaire qui est reçue sur le plan des capteurs solaires. Pour cette étude, l'irradiation solaire horaire sur plan horizontal a donc été transposée sur le plan des panneaux photovoltaïques (Global Tilted Irradiation – GTI) au moyen de modèles très connus de décomposition (Erbs et al., 1982)¹⁷ et de transposition (Hay, 1993)¹⁸. L'orientation de ce plan des panneaux solaires est selon les cas connue ou estimée, comme discuté plus bas dans ce chapitre.

7.3 Analyses des orientations des panneaux du parc photovoltaïque

L'orientation et l'inclinaison des panneaux solaires jouent un rôle important sur la production énergétique des installations photovoltaïques.

Les inclinaisons des installations analysées ne sont toutefois pas connues. La productivité annuelle est cependant relativement peu affectée par l'inclinaison des panneaux solaires pour une large plage de valeurs entre 10° et 50°. Les analyses ont donc été réalisées en supposant une inclinaison de 35° pour toutes les installations, ce qui correspond à un optimum pour les panneaux orientés vers le sud. Ceci est une valeur fréquente pour deux raisons : la recherche d'une inclinaison optimale pour les installations, et l'inclinaison naturelle des toits sur lesquels les panneaux sont habituellement installés. Cette hypothèse sur l'inclinaison peut engendrer des erreurs de surévaluation ou de sous-évaluation de l'irradiation solaire annuelle attendue sur le plan des capteurs de l'ordre de quelques pourcents.

Les orientations des installations ne sont pas non plus connues pour la plupart des installations. Cependant, BRUGEL a procédé à la mesure approximative de ces orientations sur un échantillonnage de 200 installations et à partir d'une identification par imagerie satellitale. Ces orientations ont été classifiées avec un pas angulaire de 22,5 ° (sud, sud-sud-est, sud-est, etc.).

Une analyse de la distribution de ces orientations a ensuite été réalisée de manière à observer les tendances et d'en déduire une orientation représentative de l'ensemble du parc.

Parmi ces 200 installations, des filtrages ont été effectués selon plusieurs critères :

- Les installations à orientations multiples ;
- Les installations qui possèdent plusieurs données de production sur la même période ;
- Les données de production dont la précision n'était pas de l'ordre du kWh ;

¹⁶ Benjamin Y.H. Liu, Richard C. Jordan, The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, Solar Energy, Volume 4, Issue 3, 1960, Pages 1-19, ISSN 0038-092X ([https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1)).

¹⁷ D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie, Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, Solar Energy, Volume 28, Issue 4, 1982, Pages 293-302, ISSN 0038-092X ([https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4)).

¹⁸ J.E. Hay, J.A. Davies, Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface. In: Hay, J.E., Woon, T.K. (Eds.), 1980, Proc. of First Canadian Solar Radiation Data Workshop, 59. Ministry of Supply and Services, Canada.

- Les données de production négatives.

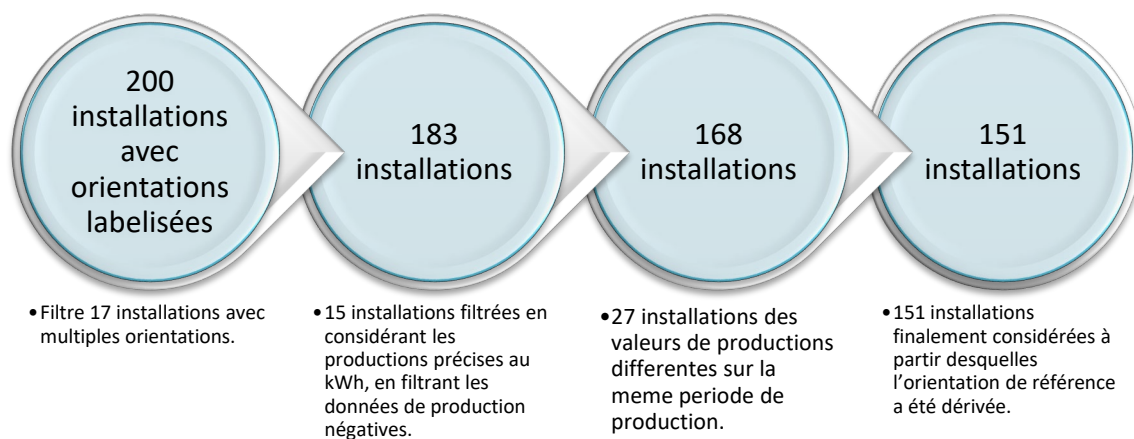


Figure 7-2 : Filtrages successifs appliqués et le nombre d'installations résultantes

Ainsi, 151 installations avec orientation connues sont finalement considérées pour cette analyse. La Figure 7-2 détaille les filtres successifs appliqués et le nombre d'installations résultantes.

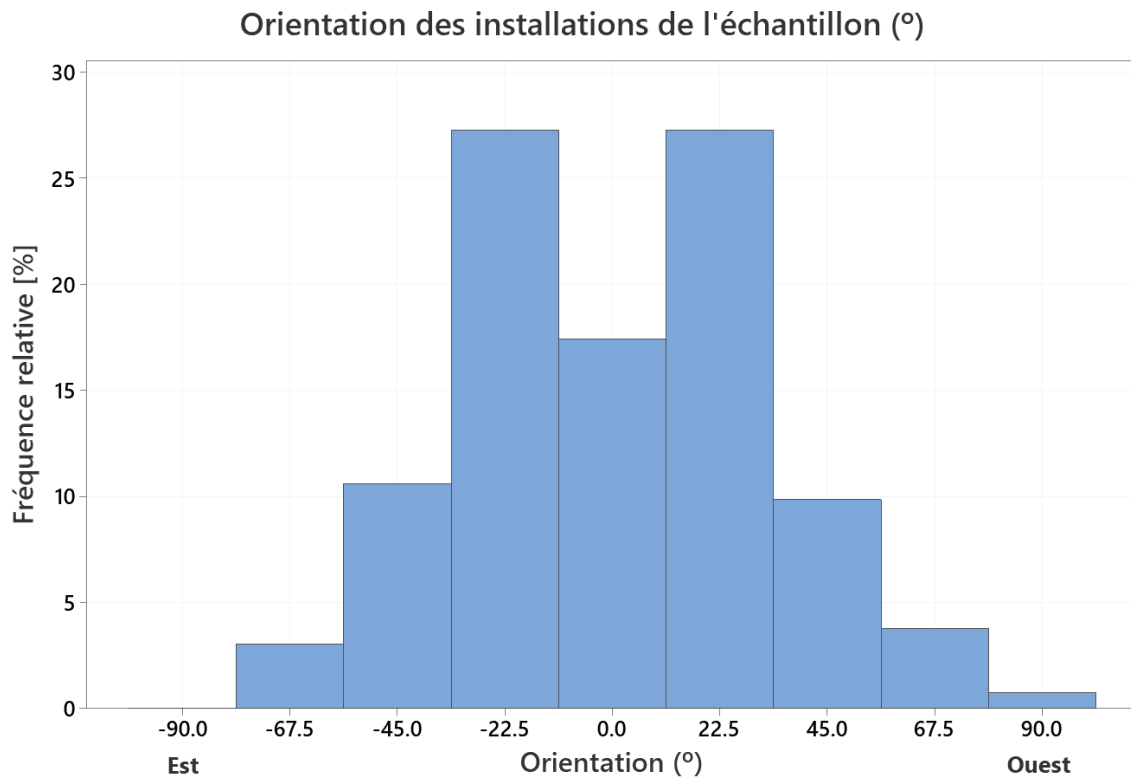


Figure 7-3 : Répartition des orientations des installations contenue dans l'échantillon de BRUGEL

La répartition des orientations labellisées est montrée sur la Figure 7-3. Elle montre que les orientations des panneaux solaires les plus fréquentes correspondent à des orientations sud-sud-est (-22,5°) et sud-sud-ouest (+22,5°).

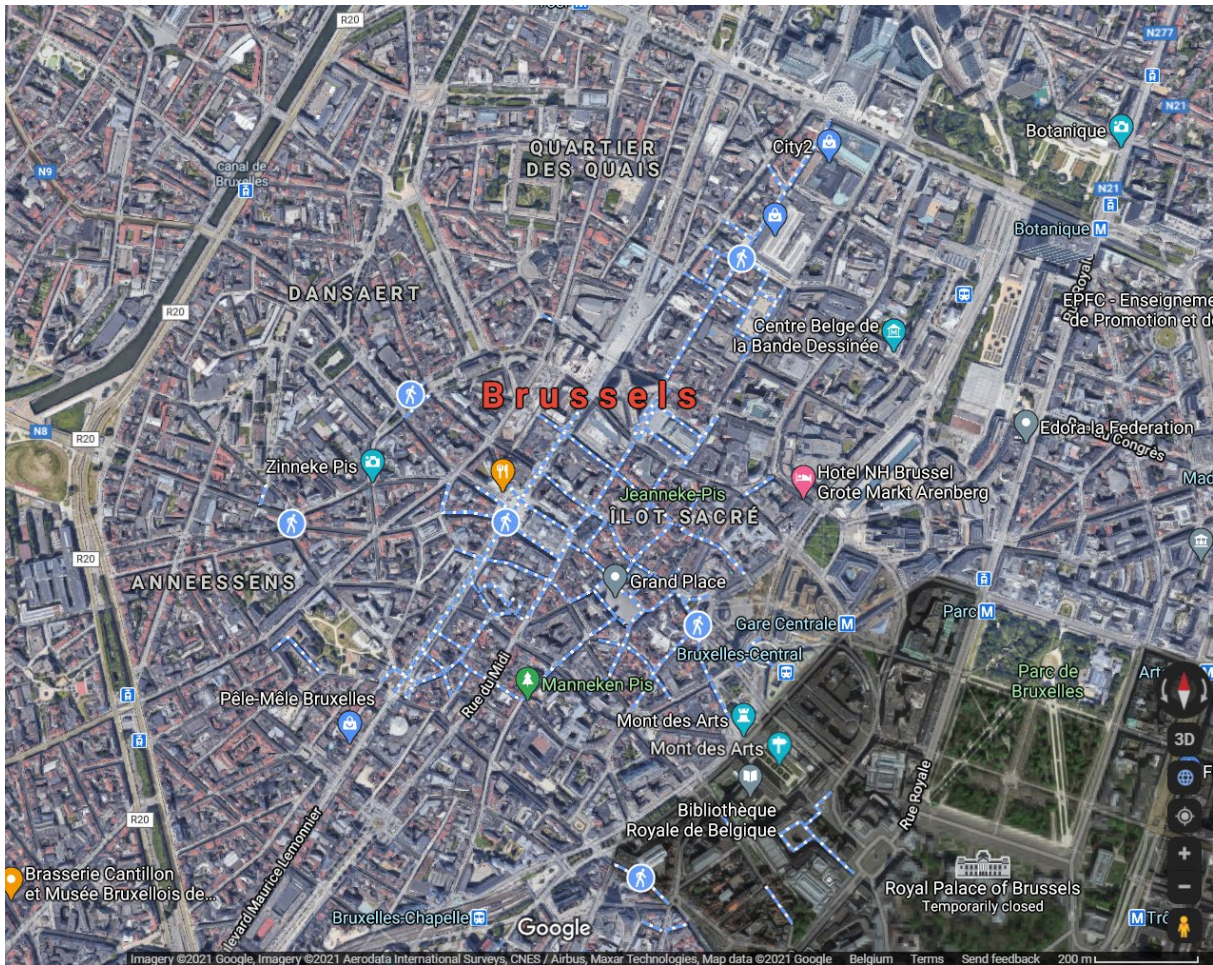


Figure 7-4 : Vue du ciel de centre-ville de Bruxelles (Pentagone)

La Figure 7-4 montre une vue du ciel du centre-ville de Bruxelles. On y aperçoit que l'urbanisme y est tel que très peu de toits font face au sud, et beaucoup de toits ont une orientation oblique entre le sud-est et le sud-ouest. Cette distribution de l'orientation naturelle des toits a probablement fortement influencé la distribution des orientations des panneaux photovoltaïques installés en RBC.

Les orientations n'étant pas connues pour la plupart des installations de la base de données, une méthode alternative a été développée pour permettre de maintenir la validité des conclusions globales obtenues sur l'analyse de l'ensemble des installations, au prix d'une plus grande incertitude entourant les résultats spécifiques. Pour ce faire, et à partir des installations de l'échantillon avec orientations connues, il a été procédé à la détermination d'une orientation équivalente de référence pour l'ensemble du parc photovoltaïque, qui est telle qu'elle conduit à une ressource solaire annuelle reçue équivalente à la ressource solaire annuelle reçue en moyenne par ces installations de l'échantillon. Le résultat de cette recherche a conduit à estimer que l'orientation équivalente qui est représentative de l'ensemble du parc photovoltaïque à Bruxelles correspond à une déviation de 15° par rapport au sud, et qui a été choisie vers l'ouest de manière arbitraire. C'est cette orientation de référence qui est utilisée pour les analyses postérieures.

7.4 Disponibilité et filtrage des données

La productivité des installations du parc de production PV de la Région de Bruxelles-Capitale a été estimée sur base de quatre sources de données :

- Un extrait de la base de données de BRUGEL contenant les données techniques (puissance nominale, type de titulaire, marque, code postal, etc.) pour chaque installation ;
- Un extrait de la base de données contenant, par compteur-vert, les volumes de productions (sur base des index envoyés par les titulaires à BRUGEL), jusqu'à décembre 2018 ;
- Un extrait de la base de données de SIBELGA contenant, pour chaque installation, les données d'électricité nette produite à partir de décembre 2018 jusque décembre 2019 ;
- Un extrait de la base de données reliant les numéros de compteurs verts aux installations afin d'avoir de façon uniforme toutes les installations agrégées et permettre la jonction des deux types de relevés de production considérés pour cet exercice.

L'analyse de la productivité du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles Capitale se base sur les données jugées pertinentes respectant un procédé de filtres afin de ne garder que les données utiles en fonction des indicateurs étudiés.

Afin d'agrèger en une grande table les périodes de production ainsi que les relevés, un premier filtre a été effectué pour enlever tous les relevés d'index jugés comme aberrants (filtre sur la base des données de production négatives sur un trimestre ainsi que les données manquantes, nulles, ou avec des relevés différents transmises pour la même période par les titulaires des compteurs).

Ainsi, 5030 installations ont été considérées sur la période d'analyse allant de janvier 2008 à décembre 2019.

Plusieurs filtres ont été effectués concernant les données utilisées pour l'analyse de la productivité :

Filtre 1 : Pour certaines installations, un filtre a été appliqué en recensant celles qui avaient des données de relevés d'index non monotones croissantes sur une période allant de 2008 à 2018. 129 installations ont ainsi été recensées et considérées comme inexploitable.

Les données de relevés énergétiques sont fournies entre une date de début et une date de fin qui varient très fortement d'une installation à l'autre, et qui représentent typiquement de 3 à 6 mois, mais parfois plus. Ces intervalles de temps de relevés ne coïncident que très rarement avec le début ou la fin d'un trimestre ou d'une année et ils se situent souvent entre deux de ces périodes. Pour obtenir des analyses précises, il a été nécessaire d'estimer les valeurs de production énergétiques correspondant à des intervalles de temps qui sont en phase entre toutes les installations et dont le début et la fin représentent des notions concrètes, par exemple un mois, un trimestre ou une année civile. Les données de relevés énergétiques ont donc d'abord été distribuées entre tous les jours de la période de mesure, pour ensuite obtenir les valeurs de production énergétique correspondantes à des intervalles clés par agrégation des données journalières. Afin d'obtenir une répartition représentative de la productivité sur chacun des jours de la période de mesure, l'énergie relevée sur l'ensemble de la période a été répartie de manière proportionnelle à l'irradiation globale journalière reçue sur le plan des panneaux photovoltaïques.

Filtre 2 : 42 installations montrent un gap de données de production entre les deux bases de données de production, ce qui s'observe lors de la jonction entre celles-ci. En conséquence, 42 installations ont été rajoutées à la liste d'installations filtrées, réduisant à cette étape du filtrage le nombre d'installations utilisées pour l'analyse de la productivité à 4859.

Filtre 3 : Un autre filtre a également été appliqué sur les installations pour lesquelles des données manquantes ont été détectées et ne permettant ainsi pas une analyse rigoureuse. Seules les installations présentant une disponibilité de données de mesures de plus de 95% sur une année ont été prises en considération. Une disponibilité minimum de 95% signifie qu'il y aura au plus 18 jours de données manquantes non couvertes pour une installation. Ceci permet de s'assurer d'avoir une couverture de données relativement complète pour chaque année étudiée. Ce choix de ne garder que des installations avec une grande disponibilité de données est justifié par la forte corrélation qu'il existe entre la productivité des installations et l'irradiation reçue par les panneaux photovoltaïques et de leur température d'opération, ainsi que d'autres facteurs qui possèdent une forte saisonnalité. Ainsi, comparer plusieurs installations ne couvrant pas majoritairement une période d'analyse précise pourrait biaiser l'estimation de la productivité.

Ainsi, sur 4859 installations avec des données de production brutes jugées cohérentes, 3766 installations ont été gardées sur la base d'une disponibilité annuelle des données de l'ordre de 95%.

Tableau 7-1 : Données brutes sur une période d'analyse allant de 2008 à 2019 (Avant Filtre 1)

Année de production	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nombre d'installations	123	809	1307	1469	2116	2583	2754	2886	3076	3291	3861	4237
Disponibilité [%]	44,5	73,3	93,6	97,8	79,5	90,8	96,7	97,3	96,3	95,0	86,6	74,3

Tableau 7-2 Données après filtre des installations avec moins de 95% de disponibilité annuelle (Après Filtres 1 à 3)

Année de production	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nombre d'installations	15	406	1143	1372	1451	2117	2564	2737	2852	308	2902	1171
Disponibilité [%]	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99.9	98.1

Le Tableau 7-1 résume la disponibilité des données avant l'application des filtres, et le Tableau 7-2 fournit la situation correspondante après application des filtres.

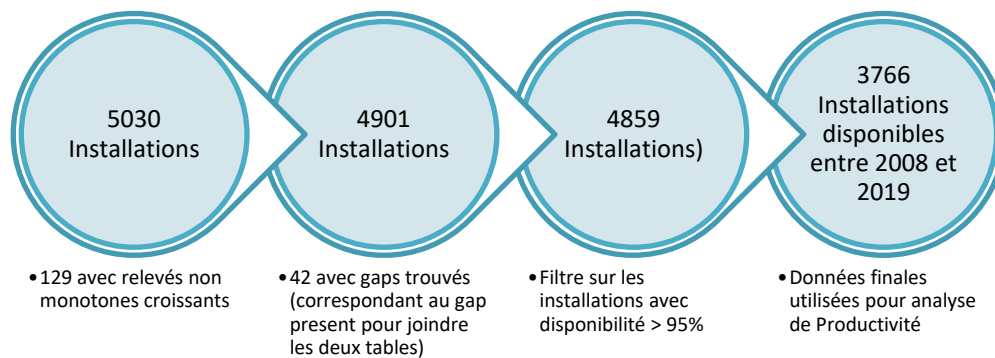


Figure 7-5 : Schéma récapitulatif des filtrages appliqués sur les données brutes avant filtre des outliers considérant toute la période d'analyse de 2008 à 2019 (Filtres 1 à 3)

La Figure 7-6 résume les filtrages successifs appliqués sur les données et le nombre d'installations résultantes pour les analyses.

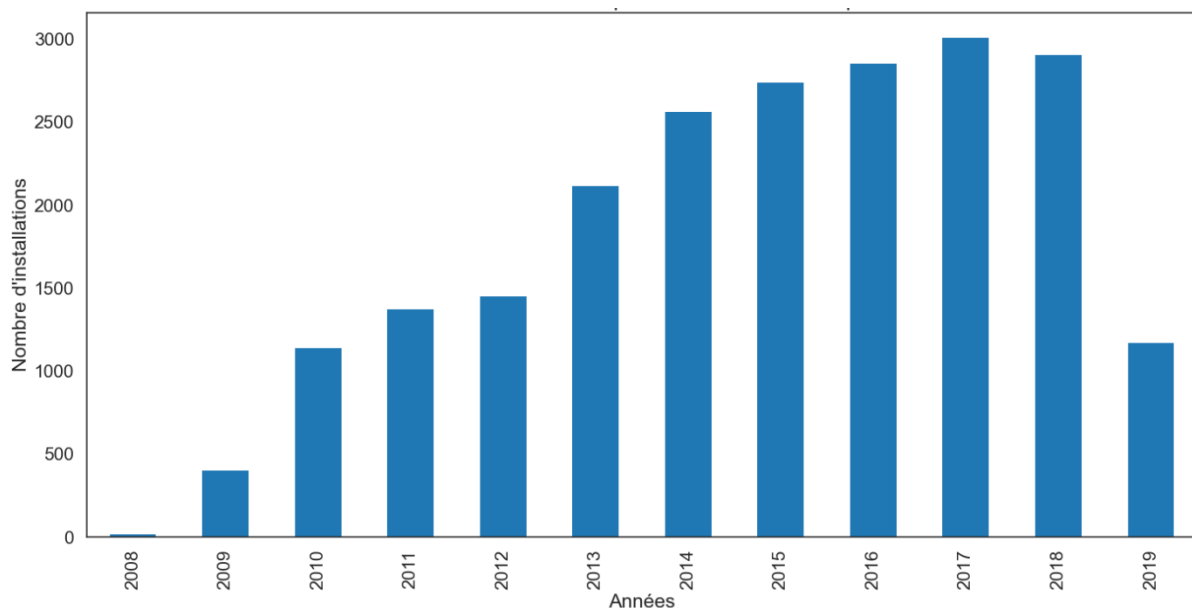


Figure 7-6 : Nombre d'installations disponibles par années de production pour l'analyse de la productivité (2008-2019)

La Figure 7-7 montre le nombre d'installations disponible pour chaque année entre 2008 et 2019 et qui possèdent une disponibilité de données acceptable afin de réaliser l'analyse agrégée annuelle de la productivité.

Les données de toutes les années entre 2009 et 2019 incluses ont été analysées. Cependant, la quantité d'installations avec données de haute disponibilité est très variable entre ces années, et la fiabilité des

analyses et leur représentativité du parc PV sont d'autant meilleures que le nombre de données disponibles est plus élevé. Les années de mesure qui se situent entre 2013 à 2018 constituent donc les années les plus fiables pour obtenir une estimation de la productivité sur le parc PV. L'année 2018 a été choisie comme année de référence lors des analyses dont l'objectif principal est d'obtenir une image fiable du parc PV installé récemment, puisqu'il s'agit de l'année la plus récente sur laquelle nous possédons une quantité élevée de données disponibles.

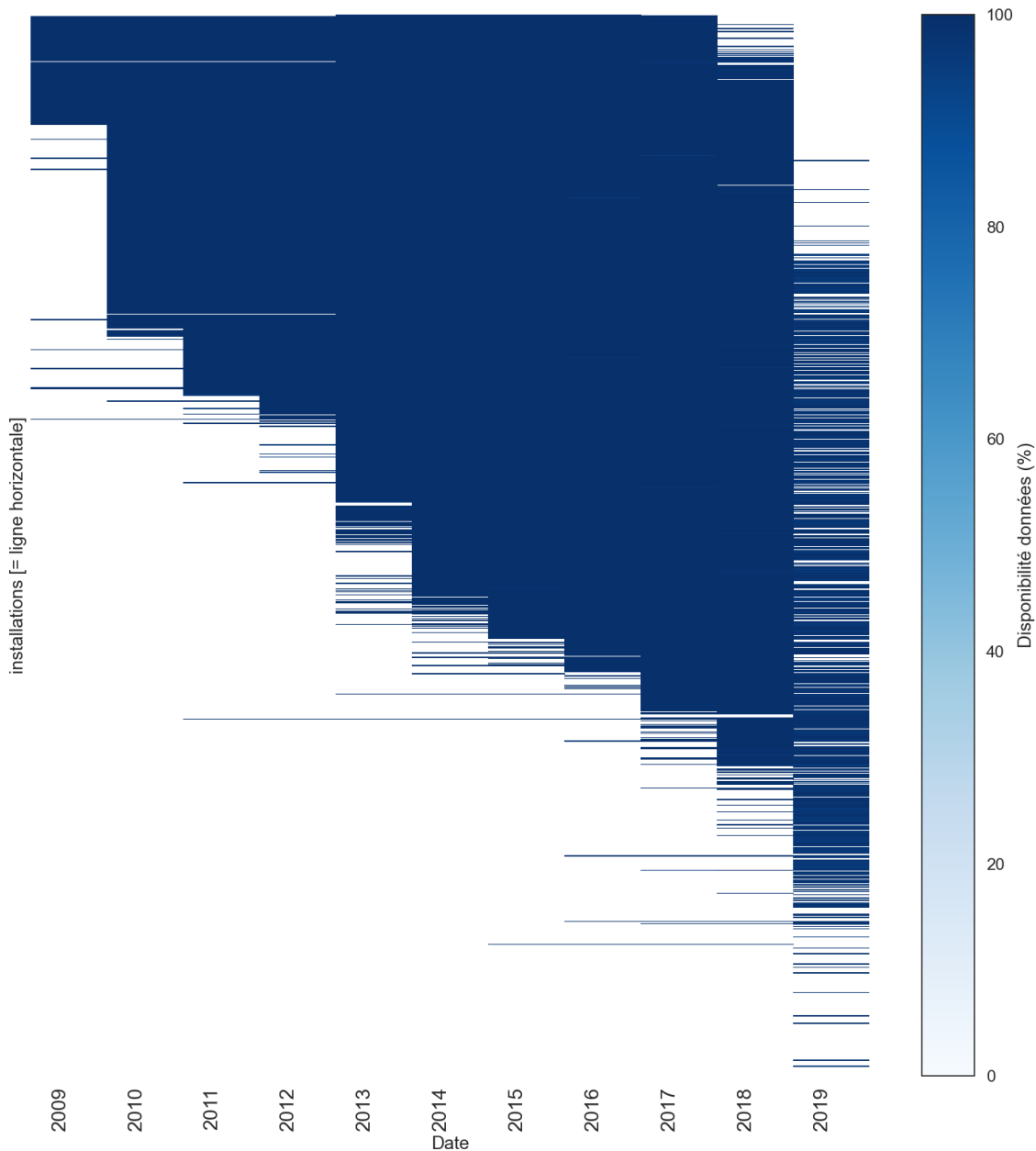


Figure 7-7 : Disponibilité des données de 2008 à 2019 pour chaque installation après filtrage des données

La Figure 7-8 présente un heatmap représentatif de la disponibilité des données sur les 3766 installations analysées après filtrage. Chaque installation y est représentée par une ligne bleue horizontale indiquant les intervalles de temps pour lesquels il existe une disponibilité des données d'au moins 95%. Le heatmap montre que l'année de référence 2018 possède une plus grande disponibilité de données, étant l'année la plus récente couverte avec une forte disponibilité de données (zones bleues en 2018 plus présentes qu'en 2019).

Sur l'ensemble des données et pour chaque année de production, les analyses ont évalué le nombre de données aberrantes (valeurs extrêmes non pertinentes ou « outliers ») considérées comme contrastant grandement avec les valeurs « normalement » mesurées. Le fait que la valeur soit détectée comme *outlier* ne signifie pas de facto que sa valeur est erronée, mais simplement qu'elle s'éloigne de la tendance moyenne des autres installations.

Pour nos analyses, nous avons employé une méthode de filtrage des outliers très classique, et qui consiste à filtrer les valeurs s'écartant de plus de 1,5 fois l'intervalle interquartile (IQR) de la distribution globale, afin d'ajuster les valeurs pertinentes pour chaque ensemble de données au cours d'une année.

Tableau 7-3 : Statistiques des données aberrantes filtrées (Filtres 1 à 3)

Années	Données aberrantes filtrées [%]	Nombre d'installations comptabilisées [avant filtre]	Nombre d'installations comptabilisées [après filtre]
2008	0	15	15
2009	3,45	406	392
2010	6,3	1143	1071
2011	5,17	1372	1301
2012	2,69	1451	1412
2013	2,79	2117	2058
2014	2,54	2564	2499
2015	3,14	2737	2651
2016	2,77	2852	2773
2017	3,29	3008	2909
2018	4,17	2902	2781
2019	5,81	1171	1103

Comme illustré sur le Tableau 7-3, les données, une fois le filtre sur les installations de faibles disponibilité effectué, ont été agrégées annuellement afin d'obtenir une quantification des installations possédant des données de production cohérentes. Cette distribution de données représente donc également le résumé des données utilisées lors de l'analyse de la productivité dans ce chapitre.

Pour certaines comparaisons entre les métadonnées des installations du parc PV (puissance nominale, code postale, catégorie de puissance), aucun filtre n'a été apporté car ces analyses ne sont pas affectées par des erreurs de relevés ou des données de production manquantes, puisqu'elles portent plutôt sur les spécificités et détails des installations du parc. Seul un filtre interquartile de 1,5 IQR est donc appliqué sur les analyses non liées à l'analyse de la productivité énergétique.

7.5 Productivité énergétique spécifique

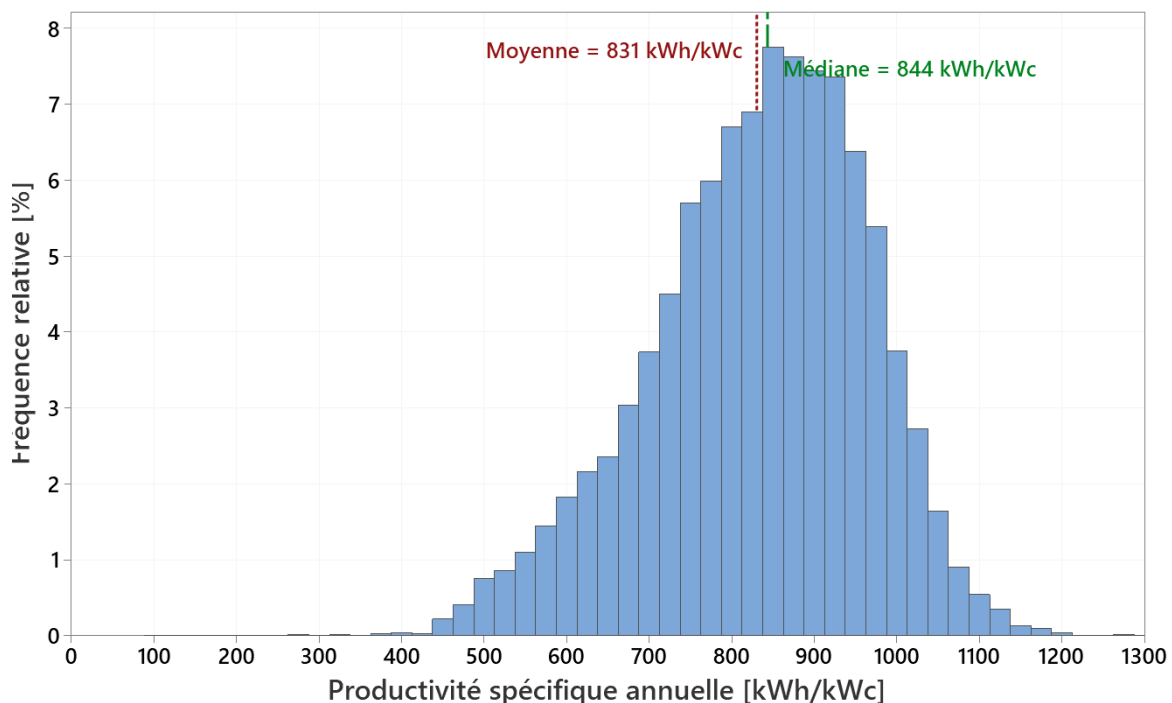
La productivité spécifique annuelle d'une installation quantifie sa production annuelle (en kWh) par rapport à sa puissance installée (kWc). Elle est exprimée en kWh/kWc.

Cette productivité énergétique spécifique, ou productivité, se définit comme :

$$Productivité_{PV} [kWh/kWc] = \frac{Production_{PV} [kWh]}{Puissance\ cr\^ete_{PV} [kWc]}$$

Ce paramètre permet d'obtenir une image globale de la productivité énergétique des installations photovoltaïques normalisée par unité de puissance installée, ce qui permet de comparer des installations de puissances installées différentes entre elles.

Figure 7-8 : Distribution de la productivité annuelle des installations pendant la dernière décennie (2009-2019)



La Figure 7-9 montre la distribution de la productivité annuelle des installations pendant la dernière décennie, entre 2009 et 2019. La productivité moyenne a été de 831 kWh/kWc, et sa valeur médiane est de 844 kWh/kWc, ce qui montre un léger biais vers les valeurs plus faibles. Les productivités de la plupart des installations ont des valeurs qui varient entre 700 et 1000 kWh/kWc. Certaines installations affichent une productivité de plus de 1100 kWh/kWc, alors que d'autres ont une productivité inférieure

à 500 kWh/kWc. Il existe donc un facteur de plus de deux entre les plus hautes et les plus faibles productivités. Une importante dispersion est observée entre les plus hautes et les plus faibles productivités, qui peuvent être dues à des différences d'orientation, de qualité des composants et de l'exécution de l'installation, ainsi qu'à la présence d'ombrages ou de problèmes d'opération.

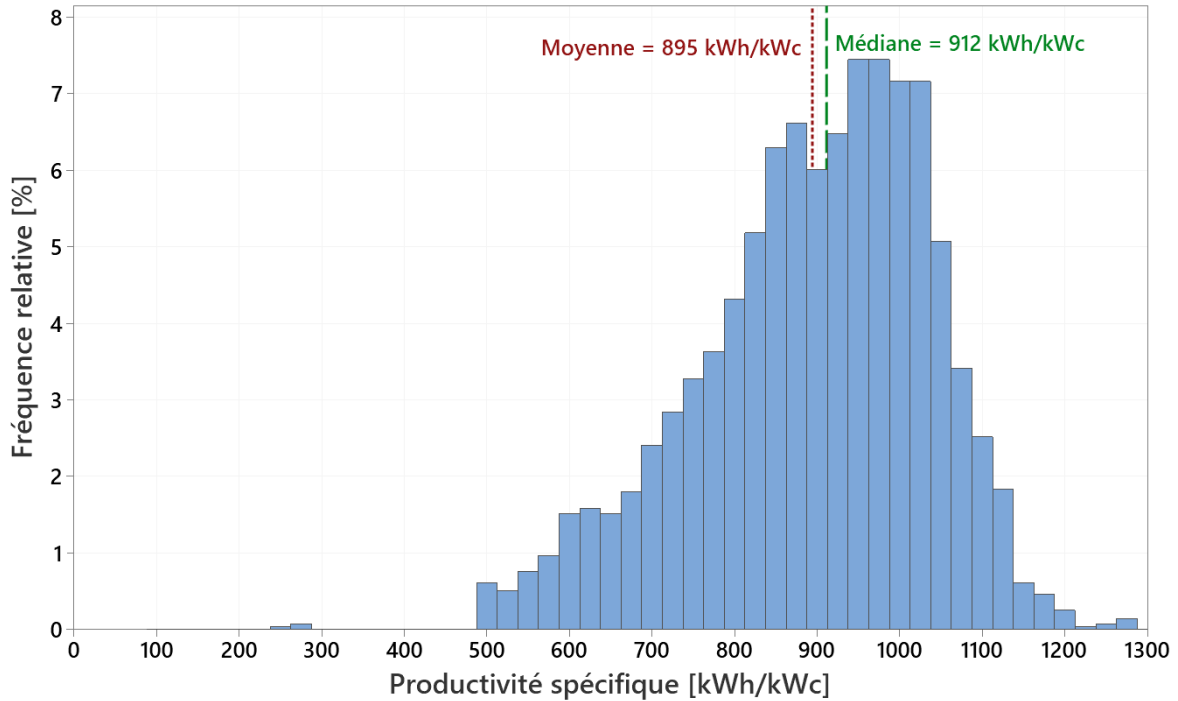


Figure 7-9 : Distribution de la productivité annuelle des installations PV pour l'année de référence 2018

Pour l'année de référence 2018, comme illustré sur la Figure 7-10, la distribution de la productivité des installations photovoltaïques montre des tendances similaires. Les valeurs absolues sont quant à elles plus élevées que celles qui correspondent à la moyenne de la dernière décennie, en raison des conditions d'irradiation solaire particulièrement favorables en 2018. La valeur de productivité moyenne est de 895 kWh/kWc, et la valeur médiane est de 912 kWh/kWc.

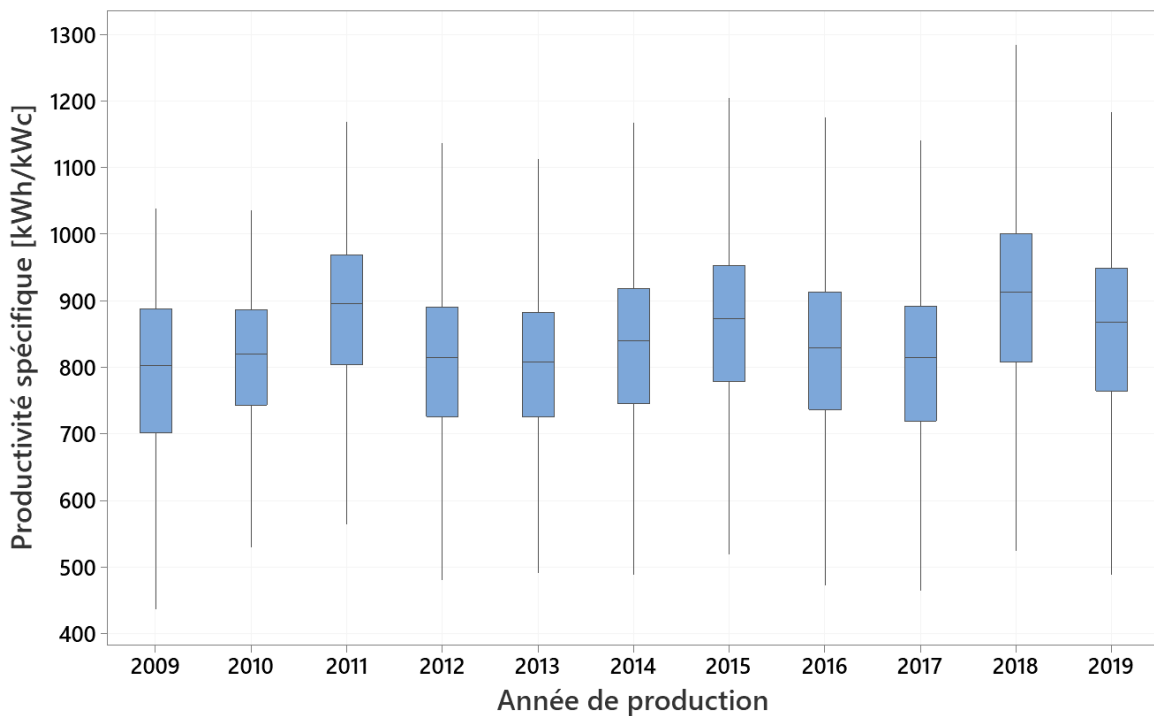


Figure 7-10 : Evolution de la productivité annuelle au cours du temps, pendant une décennie (2009-2019)

La Figure 7-11 présente l'évolution de la productivité spécifique annuelle au cours du temps, pendant une décennie, entre 2009 et 2019. On observe une variation interannuelle de la productivité d'environ 5 à 10%. Cette variation est principalement due à la variation interannuelle de l'irradiation solaire, et elle ne montre pas de tendance claire lors de la dernière décennie. On retrouve un maximum de productivité en 2018, associé aux hautes valeurs d'irradiation solaire reçue cette année.

7.6 Performance Ratio (PR)

7.6.1. Définition

Le Performance Ratio (PR) permet de normaliser la productivité énergétique par rapport à la productivité d'un système photovoltaïque de référence qui recevrait la même quantité d'irradiation solaire mais qui ne serait affecté par aucune perte énergétique additionnelle par rapport à un fonctionnement sous des conditions standard de test (Standard Test Conditions – STC).

Le Performance Ratio est défini par :

$$PR = \frac{Productivité_{PV}}{Productivité_{REF}}$$

où la productivité spécifique est celle définie précédemment par :

$$Productivité_{PV}[kWh/kWc] = \frac{Production_{PV}[kWh]}{Puissance\ crête_{PV}[kWc]}$$

et la productivité de référence s'obtient par :

$$Productivité_{REF}[kWh/kWc] = \frac{Irradiation[kWh/m^2]}{G^{STC}[kW/m^2]}$$

où l'irradiation est celle qui est reçue dans le plan des panneaux photovoltaïques, et G^{STC} est l'irradiance sous conditions standard de mesures (Standard Test Conditions – STC), et vaut 1 kW/m².

Le Performance Ratio permet donc de construire un indice de performance qui représente la production énergétique d'une installation photovoltaïque normalisée à la fois par sa puissance crête ainsi que par l'irradiation solaire reçue.

7.6.2. Performance Ratio pour une année de référence (2018)

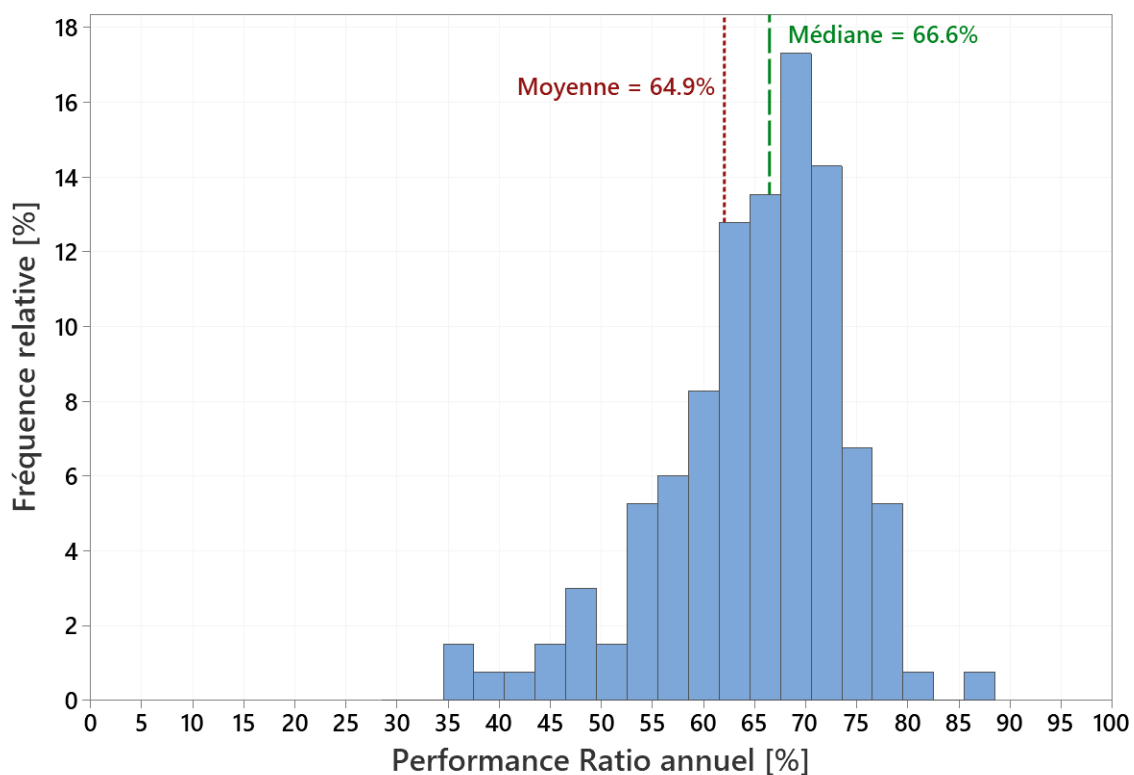


Figure 7-11 : PR annuel pour l'année de référence 2018 pour l'échantillon dont l'orientation est connue

La Figure 7-12 montre les valeurs du PR annuel calculées pour les installations de l'échantillonnage dont l'orientation est connue, et pour l'année de référence 2018. Pour ces installations, il a été possible

d'associer une valeur d'irradiation solaire sur le plan des panneaux solaires, ce qui conduit à une estimation plus précise du PR. Sa valeur moyenne est de 64,9%, et sa médiane est de 66,6%, montrant un léger biais vers les valeurs plus faibles.

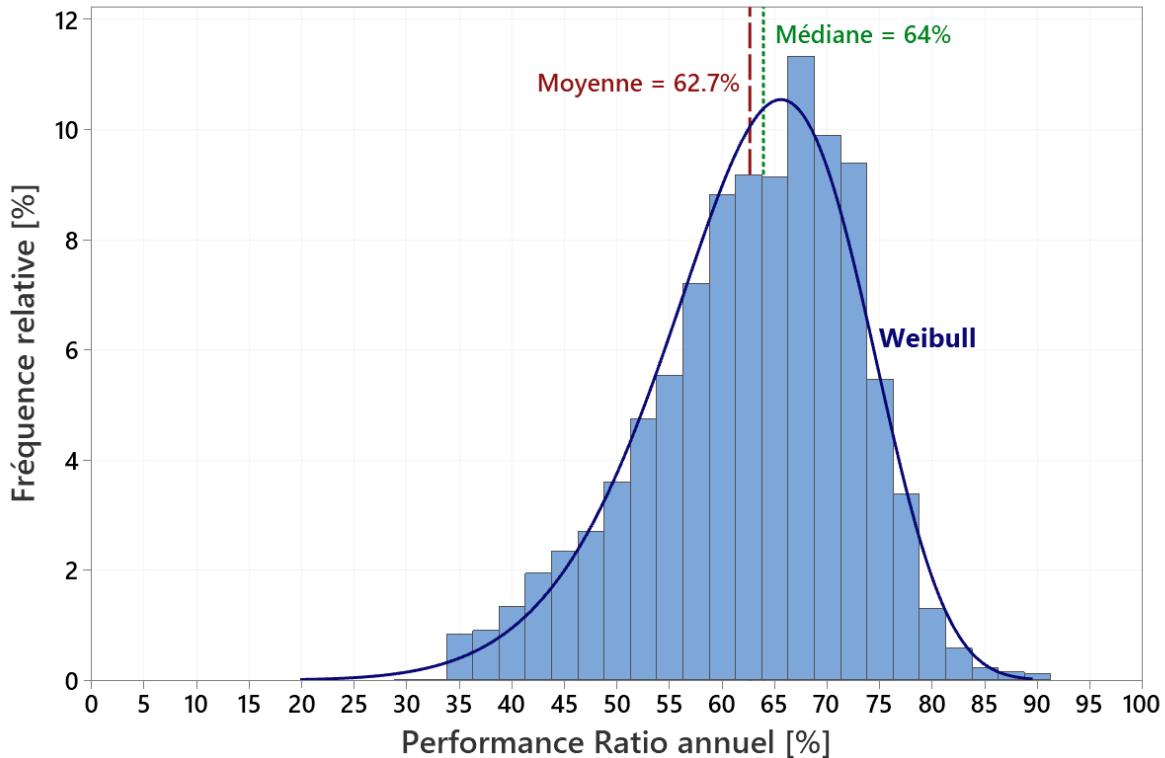


Figure 7-12 : Distribution des PR annuels des installations en RBC pour l'année de référence 2018

La Figure 7-13 montre la distribution de ce même PR annuel pour l'année de référence 2018 mais pour l'ensemble des installations photovoltaïques analysées. La valeur de PR moyenne est de 62,7%, et sa valeur médiane est de 64%. Il existe une différence d'environ 2,5% entre les valeurs de PR obtenues sur l'échantillon est celles obtenues sur toutes les installations. Cette différence fournit une idée de la marge d'erreur potentiellement commise sur l'analyse des PR en raison des incertitudes sur les orientations et sur le reste des hypothèses et des calculs utilisés. Une partie de la dispersion de la courbe de distribution, située autour des valeurs centrales et de manière gaussienne, provient également de la chaîne d'incertitude qui a conduit à l'estimation de ces valeurs de PR. Il serait souhaitable de diminuer ces incertitudes au moyen de la détermination plus précise de l'ensemble des orientations du parc photovoltaïques. Toutefois, en l'absence de ces informations, la méthode basée sur l'orientation équivalente permet cependant d'obtenir des valeurs de PR relativement proches de la réalité, et dont la précision est suffisante pour des analyses macroscopiques et basées sur les ordres de grandeur.

La courbe de distribution qui explique le mieux la répartition des PR en RBC est une distribution de type Weibull. Il s'agit d'une distribution asymétrique qui s'observe souvent lorsqu'une population possède une limite physique à l'un de ses deux extrêmes mais pas à l'autre. Dans le cas des installations photovoltaïques en Belgique, il est généralement physiquement très peu probable de pouvoir obtenir une valeur de PR annuelle supérieure à 90%, parce que certaines pertes dans le système sont souvent présentes, alors qu'il est plus fréquent que des installations affichent des PR nettement inférieurs à la moyenne, notamment à cause de problèmes de performance. La distribution Weibull suggère que la valeur la plus typique de PR à retenir pour une installation photovoltaïque installée en RBC lors des dix dernières années se situe entre 65% et 70%. Une importante variation est observée autour de cette

valeur typique, avec 90% pour les meilleures installations et 40% pour les moins performantes. Il s'agit d'une très grande disparité qui peut notamment être expliquée par une proportion non négligeable d'installations souffrant de problèmes de performance non détectés et/ou non traités.

7.6.3. Performance Ratio pour la période 2009-2019

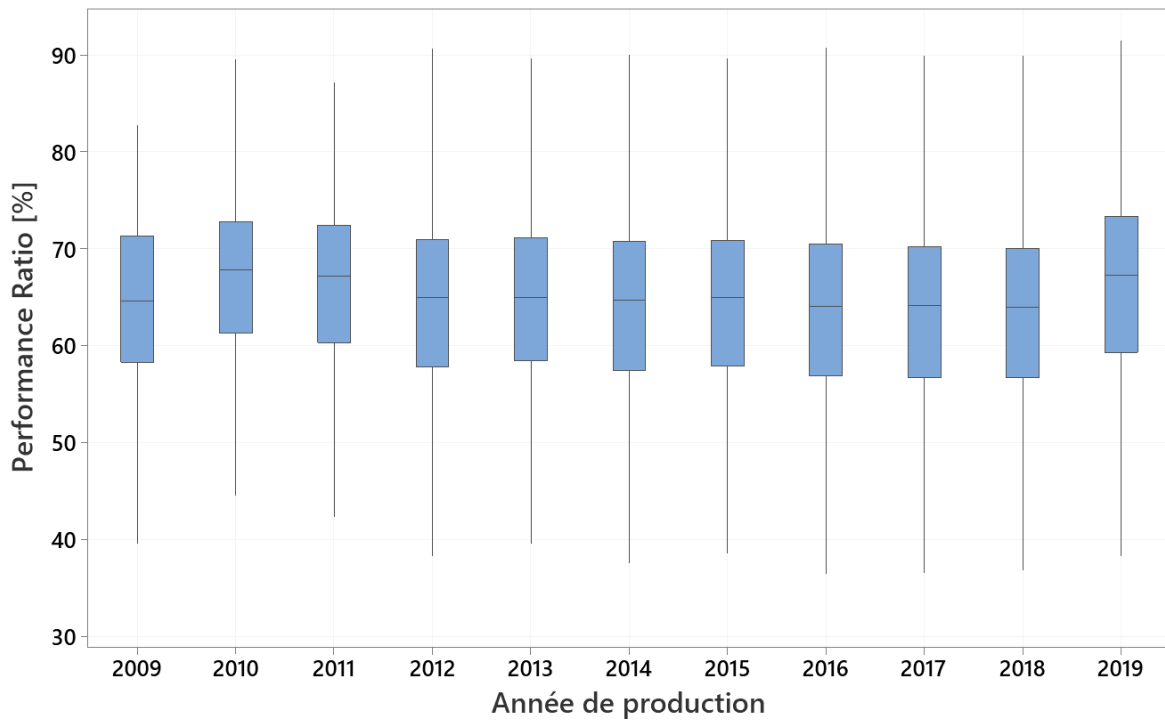


Figure 7-13 : Evolution du PR annuel pendant la décennie 2009-2019

La Figure 7-14 fournit une image de la variation interannuelle typique du PR annuel, au cours de la décennie 2009-2019. On y observe que les valeurs de PR représentatives de l'ensemble du parc sont relativement stables d'une année à l'autre, et que l'évolution du PR ne montre pas de tendance claire. Cette stabilité interannuelle est le résultat recherché de la normalisation de la productivité par l'irradiation solaire, et elle permet de comparer des données de performance de plusieurs années.

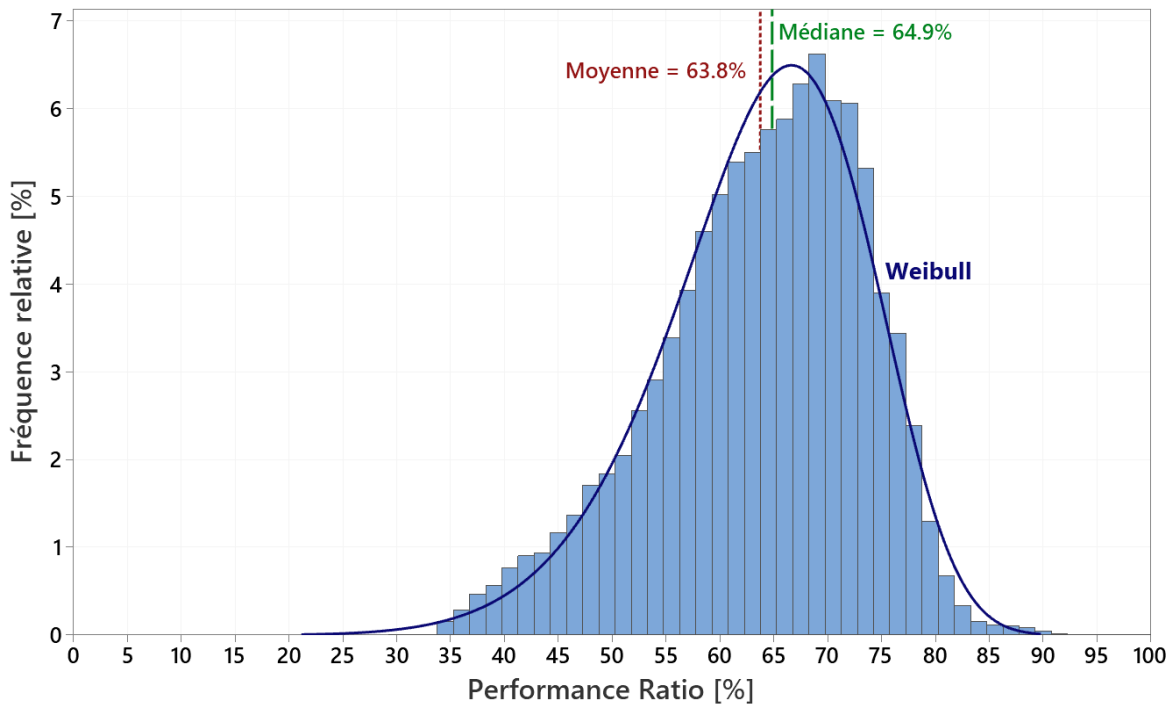


Figure 7-14 : Distribution des PR annuels des installations en RBC pour la décennie 2009-2019

La Figure 7-15 montre la distribution des PR annuels correspondante pour toutes les installations et pour la décennie 2009-2019. Les tendances observées sont très similaires, et les valeurs de PR diffèrent très peu de celles obtenues pour l'année de référence 2018. Ceci qui montre que le PR annuel est un indicateur de performance relativement stable, qui n'est pas fortement affecté par les années de références choisies. Il fournit donc une bonne image des performances globales du parc photovoltaïque.

Ces valeurs de PR annuel typiques de 65-70% qui caractérisent les installations photovoltaïques à Bruxelles peuvent être comparées aux valeurs de PR obtenus dans le cadre d'autres études réalisées en Belgique ou ailleurs en Europe. Certaines études ont évalué le PR de plusieurs dizaines de milliers d'installations en Europe et dont les années de mise en service sont globalement représentatives du parc installé en RBC. Une étude portant sur plus de 32 000 installations photovoltaïques en Europe situées en Belgique, France, Italie, Luxembourg, Allemagne et Pays-Bas a conclu que les PR moyens se situent entre 70% et 75%¹⁹. Une autre étude portant sur plus de 31 000 installations photovoltaïques en Europe principalement situées en Belgique, en France et au Royaume-Uni a conclu que les PR de la plupart des installations se situent entre 60% et 90%, avec des valeurs moyennes par pays généralement supérieures à 75%, et des PR typiques qui se situent aux alentours de 80%²⁰. Une étude portant sur un millier d'installations photovoltaïques en Wallonie a obtenu des conclusions très similaires, avec une valeur moyenne de 78%, et une valeur typique d'environ 80%²¹. Les PR en Wallonie sont donc, en moyenne, environ 5-10% plus élevés qu'en RBC. Plusieurs causes peuvent expliquer ces différences. En Wallonie, les panneaux photovoltaïques sont souvent installés sur des toits de maisons relativement libres d'ombrages, alors que dans un contexte urbain dense tel que celui de Bruxelles, les panneaux sont souvent beaucoup plus affectés par les ombrages. Des différences dans les pratiques d'installation

¹⁹ Johannes Schardt, Henrik te Heesen, Performance of roof-top PV systems in selected European countries from 2012 to 2019, Solar Energy, Volume 217, 2021, Pages 235-244, ISSN 0038-092X (<https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.02.001>).

²⁰ Jonathan Leloux, Jamie Taylor, Rodrigo Moretón, Luis Narvarte, David Trebosc, Adrien Desportes, Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art, 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015 (<https://tinyurl.com/7jwvt3f>).

²¹ Jonathan Leloux, Luis Narvarte, David Trebosc, Review of the performance of residential PV systems in Belgium, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, 2012, Pages 178-184, ISSN 1364-0321 (<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.145>).

et de maintenance peuvent également être à l'origine de ces différences de performances observées. Cependant, étant donnée l'importante différence dans les PR observés en Wallonie et à Bruxelles, il serait intéressant d'étudier le parc bruxellois plus en profondeur pour tenter de mieux comprendre les raisons de ces valeurs de PR relativement faibles et d'y remédier autant que possible, pour les installations du parc PV actuel mais aussi et surtout pour les installations à venir.

7.6.4. PR pour l'année de référence en fonction de l'année de mise en service

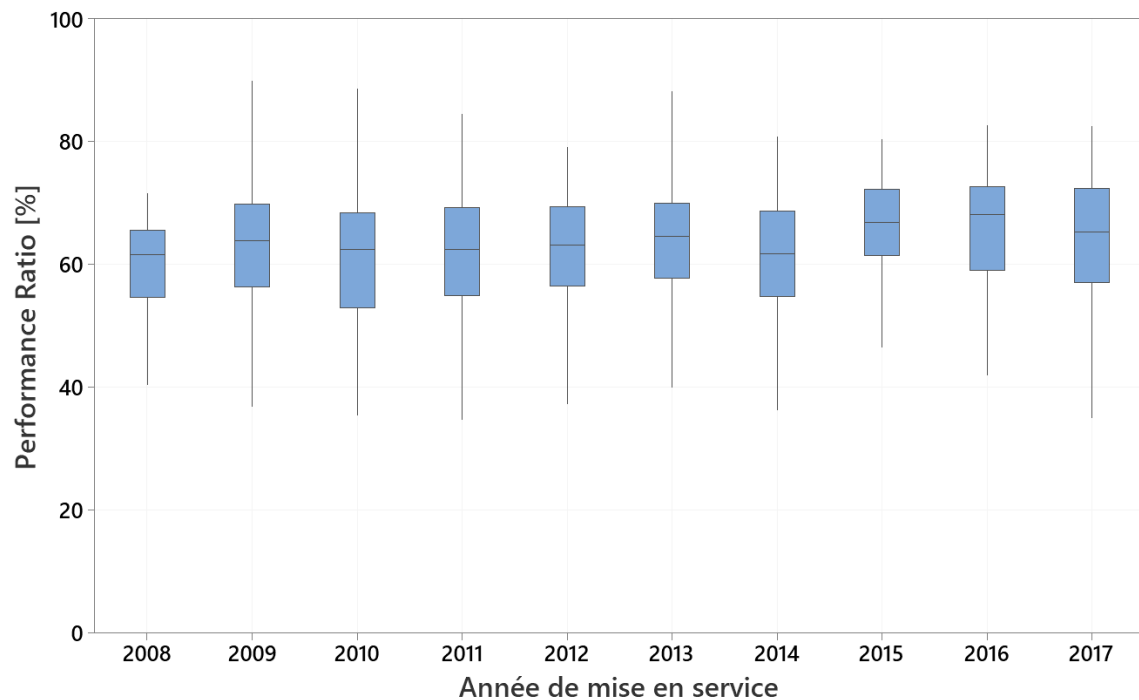


Figure 7-15 : PR en fonction de l'année de mise en service des installations photovoltaïques

La Figure 7-16 représente le PR annuel mesuré pour l'année de production de référence 2018, en fonction de l'année de mise en service des installations. On observe que les installations les plus anciennes ont tendance à montrer une performance légèrement inférieure. Ceci s'explique par deux raisons fondamentales : le vieillissement des installations, et l'amélioration de la technologie et des pratiques d'installation au fil du temps.

7.6.5. Performance Ratio mensuels

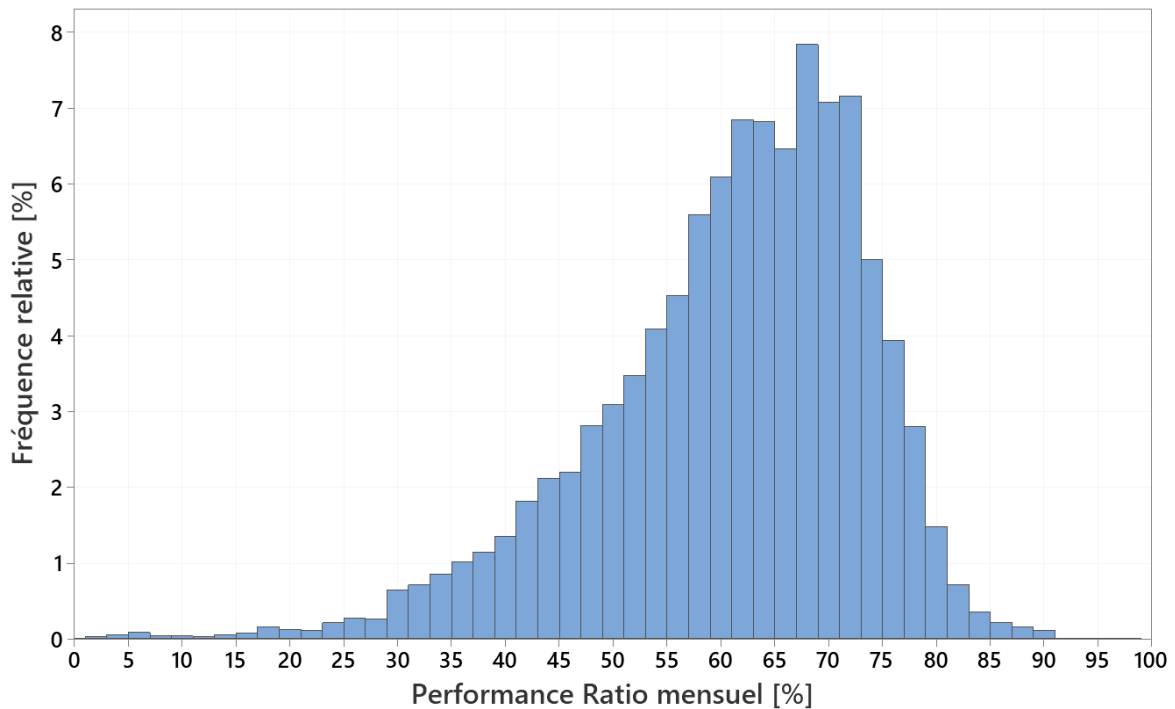


Figure 7-16 : Distribution des PR mensuels pour l'année de référence 2018

La Figure 7-17 montre la distribution des PR mensuels pour l'année de référence 2018. On y observe que la dispersion des valeurs de PR est plus importante que pour les PR annuels. Ceci s'explique par plusieurs éléments. Premièrement, la variabilité intermensuelle des performances est plus grande que la variabilité interannuelle, parce que les conditions d'opération (irradiation, température, ombrage, etc.) peuvent fortement varier en fonction du mois de l'année. Ensuite, des problèmes d'opération et des pannes peuvent affecter les installations photovoltaïques pendant un ou plusieurs mois avant d'être résolus. Cette forte dispersion des PR est l'indication que beaucoup d'installations sous-performent fortement pendant au moins une partie de l'année, et il serait intéressant d'investiguer ce problème plus en détails sur le parc photovoltaïque bruxellois pour en déterminer les causes plus précisément et tenter d'y apporter une solution quand c'est possible.

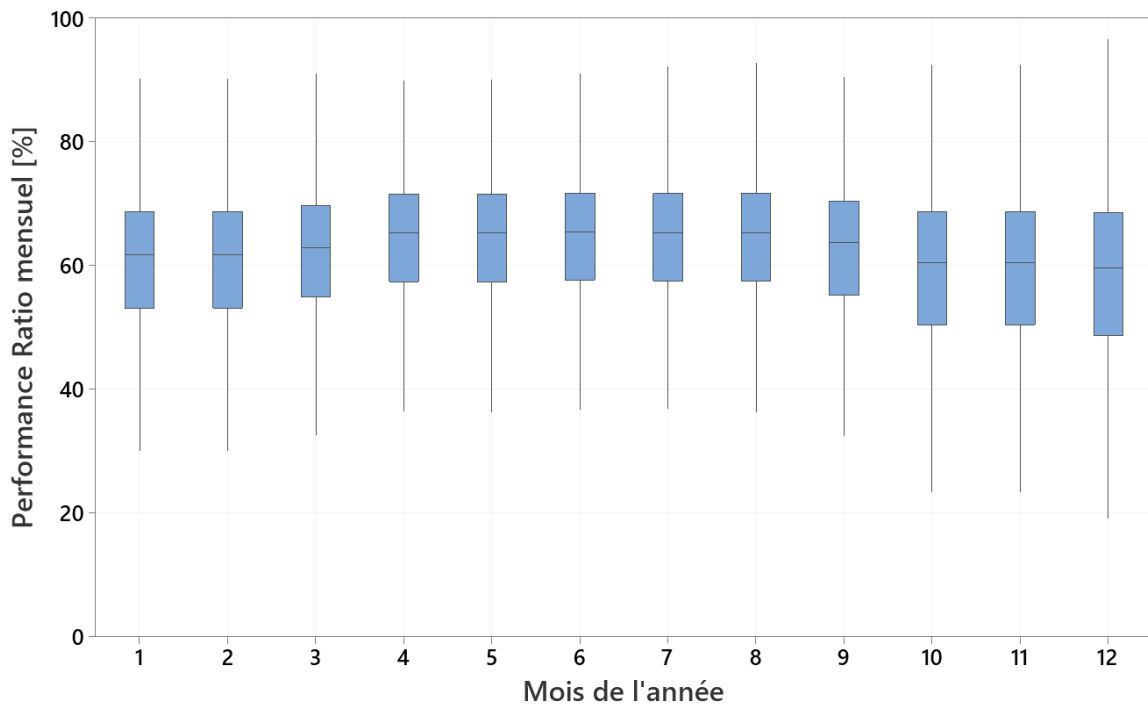


Figure 7-17 : Evolution du PR mensuel au cours de l'année de référence 2018

La Figure 7-18 montre l'évolution mensuelle du PR mensuel au cours de l'année de référence 2018. On y observe que le PR a tendance à être légèrement plus élevé pendant le printemps et l'été que pendant l'automne et l'hiver. Le PR est donc plus élevé quand le soleil est plus haut dans le ciel, ce qui laisse penser que de nombreuses installations sont affectées par des ombrages importants. Ces évolutions du PR peuvent également s'expliquer par d'autres facteurs, et notamment par une faible performance des installations sous des conditions d'irradiance faibles. Cette situation a souvent lieu lorsque les onduleurs sont surdimensionnés, ce qui semble être le cas à Bruxelles pour beaucoup d'installations du parc installé, même si comme discuté précédemment les ratios de dimensionnement ces dernières années se rapprochent des valeurs plus optimales. Cette évolution des PR mensuels avec des valeurs plus élevées en été qu'en hiver est caractéristique des installations photovoltaïques en milieu urbain dense. Sur des centrales solaires de grande taille, une évolution contraire est souvent observée au cours des mois de l'année, avec des valeurs de PR estivales légèrement plus faibles que les valeurs hivernales, en raison des pertes thermiques des panneaux photovoltaïques

7.7 Analyses statistiques

Des analyses statistiques ont été appliquées sur la base des performances des installations photovoltaïques et en fonction des principaux paramètres qui pourraient expliquer des variations de ces performances à l'intérieur de la population étudiée. Cette section présente les observations les plus significatives obtenues à ce stade. Les statistiques ont été réalisées sur l'ensemble de la période de production 2009-2019, sauf indication contraire.

7.7.1. Performance Ratio en fonction de la puissance installée

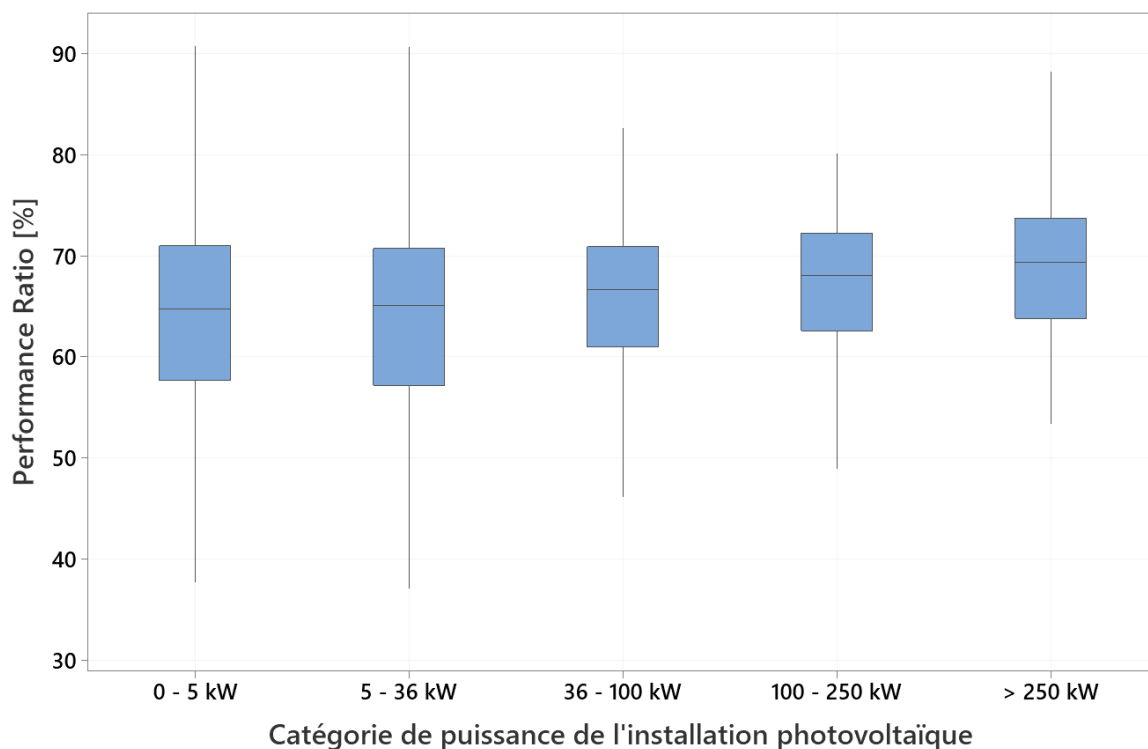


Figure 7-18 : PR en fonction des catégories de puissances

La Figure 7-19 montre la différence de PR annuel qui existe entre les installations qui appartiennent à des classes de puissance différentes. On y observe une légère tendance à l'augmentation des PR sur des installations de plus grande taille. C'est une observation qui rejoint de nombreuses études précédentes et qui démontrent certains facteurs d'échelle modérés dans les performances des installations photovoltaïques. Les différences de PR entre catégories de puissance restent modestes, ce qui est une très bonne nouvelle pour la production d'énergie solaire photovoltaïque, qui montre une grande modularité et des effets d'échelle réduits, et ce qui permet de rendre viables des installations de tailles très variées. Les valeurs de PR sont plus élevées sur les plus grandes installations en raison de plusieurs facteurs. Notamment, ces installations sont généralement conçues, installées et opérées par du personnel plus qualifié, la sélection de la qualité du matériel est souvent plus stricte, elles ont tendance à être moins affectées par les ombrages, et le suivi de la production est réalisé de manière plus rigoureuse.

7.7.2. Performance Ratio en fonction du type de titulaire de l'installation

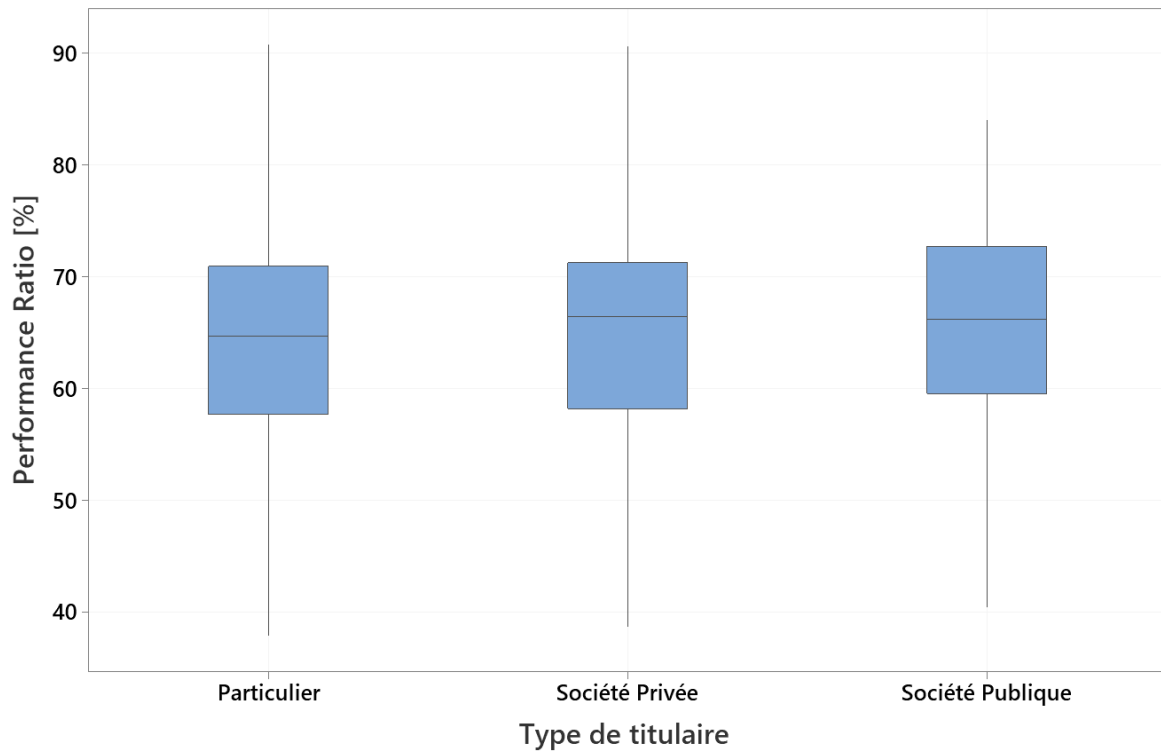


Figure 7-19 : PR en fonction du type de titulaire de l'installation

La Figure 7-20 montre la comparaison des PR annuels en fonction du type du titulaire de l'installation. On y observe que les PR des installations détenues par les particuliers sont légèrement plus faibles, ce qui est probablement une conséquence directe de l'observation déjà effectuée concernant la relation entre le PR et la taille des installations. Les particuliers possèdent généralement des installations plus petites que les sociétés privées ou publiques, ce qui se traduit par des PR légèrement plus faibles.

7.7.3. Performance Ratio en fonction des panneaux solaires photovoltaïques

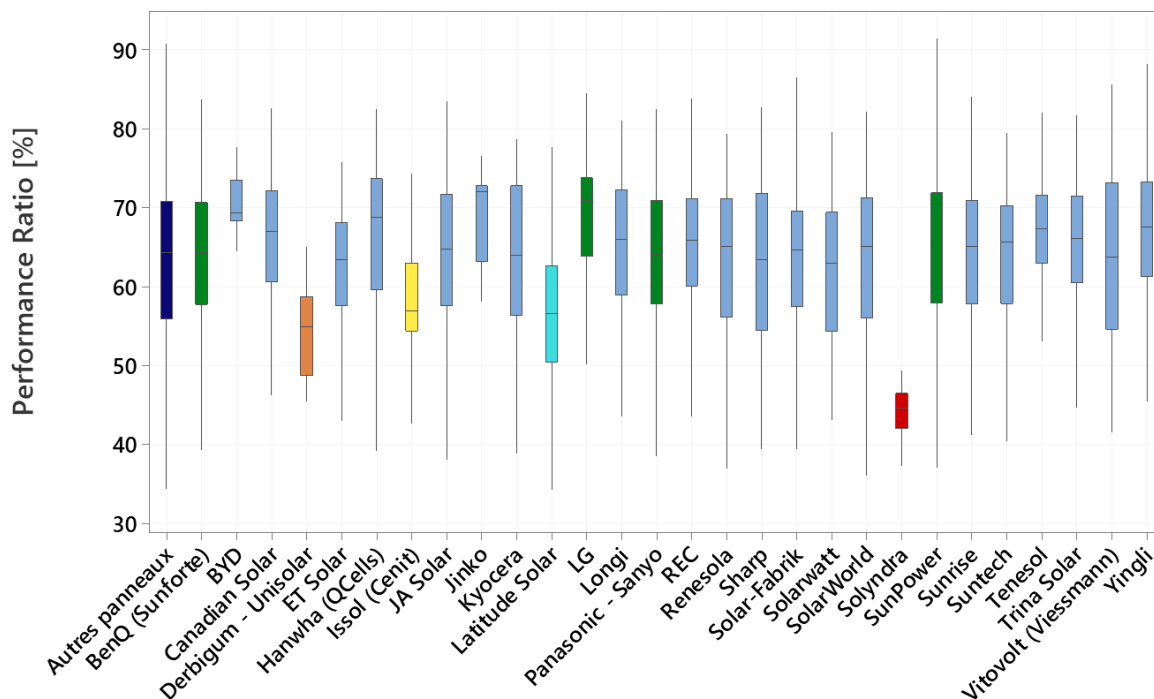


Figure 7-20 : PR annuel (2009-2019) en fonction de la marque de panneaux photovoltaïques

La Figure 7-21 présente les PR annuels en fonction de la marque des panneaux photovoltaïques utilisés, sur la période 2009-2019. Les analyses ont tenté de déterminer s'il existe des corrélations statistiquement significatives entre le PR des installations et le type de panneau photovoltaïque utilisé.

L'interprétation des performances associées à une marque de panneaux particulière doit être entourée de plusieurs précautions importantes, en particulier parce que d'autres paramètres cachés pourraient être responsables de la haute ou faible performance des installations qui utilisent ces panneaux. Des analyses multivariées avancées sont donc nécessaires pour obtenir des résultats statistiquement significatifs, et ces analyses sortent du cadre de cette étude, tant en raison de leur complexité que des limites posées par les données d'entrée disponibles. Cependant, certaines observations simples peuvent être réalisées. Les observations obtenues sur cette base de données sont en très bon accord avec des observations similaires réalisées sur d'autres bases de données indépendantes de BRUGEL et ailleurs en dehors de la RBC. Plusieurs observations peuvent être relevées.

La plus grande partie des différences de performance entre installations ne s'explique pas par la marque de panneaux utilisés, mais par d'autres facteurs, puisque la dispersion des valeurs de PR au sein de chaque groupe de même marque de panneaux est, dans la plupart des cas, relativement importante par rapport à la différence de PR entre différents groupes. En particulier, la plupart des marques de panneaux solaires de la technologie de silicium cristallin, qui représentent plus de 95% du marché en RBC, montrent des PR relativement similaires entre eux.

On observe également que les panneaux solaires généralement considérés comme « premium » montrent des performances relativement bonnes. C'est le cas notamment des panneaux BenQ, LG, Panasonic (anciennement Sanyo), ou SunPower.

Il est également observable que des technologies plus exotiques et qui ne font pas partie de la famille des cellules en silicium cristallin donnent en général des performances plus faibles. C'est notamment le cas des panneaux d'Unisolar (silicium amorphe) ou de Solyndra (CIGS).

Le cas des faibles performances des panneaux de marque Latitude Solar, qui représentent une technologie de silicium cristallin, est également interpellant et a été observé abondamment en Wallonie, où ils ont été installés en quantités beaucoup plus importantes²². Ces panneaux utilisent des cellules de silicium cristallin classiques, ainsi qu'un verre texturé dont le but recherché est de diminuer les pertes d'irradiance par réflexion et d'augmenter la captation de la lumière diffuse²³. Cependant, différents problèmes ont été observés sur certaines installations équipées de ces panneaux, et notamment un dépôt de poussière ou de mousse plus élevé. Ces dépôts de salissure potentiellement plus élevés n'expliquent cependant pas totalement ces sous performances, et d'autres facteurs pourraient jouer un rôle important, comme des tolérances négatives sur la puissance nominale des panneaux photovoltaïques pouvant atteindre jusqu'à -10%, ce qui n'était pas rare pour les panneaux fabriqués il y a une dizaine d'années²⁴.

Les comparaisons entre panneaux montrent qu'il n'existe pas de corrélation claire entre l'origine géographique d'une marque de panneaux et ses performances. Cette observation rejoint d'autres études réalisées en Europe et qui montrent notamment que les panneaux fabriqués par les principaux fabricants chinois sont maintenant de très haute qualité²⁵.

Parmi les marques de panneaux qui sont comparées, la marque ISSOL est fabriquée en Belgique. Ces panneaux montrent des performances relativement faibles par rapport à la moyenne. Des résultats similaires avaient déjà été reportés lors d'études précédentes réalisées sur des installations en Wallonie. Cette observation illustre que l'origine locale des panneaux ne se traduit pas automatiquement par une garantie de performance plus élevée. Dans le cas des panneaux ISSOL de la gamme Cenit, il est cependant nécessaire d'être très prudent concernant l'interprétation des faibles performances, puisque ces panneaux correspondent à une technologie très spécifique, qui à savoir le photovoltaïque intégré au bâtiment (Building Integrated Photovoltaics – BIPV), et qui est souvent installée dans des conditions particulières, qui peuvent, par exemple, être propices à des ombrages plus élevés. Les concepteurs de ce genre d'installation cherchent également à trouver un compromis entre les performances énergétiques et d'autres aspects importants tels que l'esthétique, la modification de la luminosité dans les bâtiments ainsi que l'isolation thermique. Des données plus précises sont donc nécessaires pour se prononcer de façon plus concluante. La technologie BIPV se trouve encore à un stade relativement précoce sur le marché mondial. Elle possède des avantages prometteurs qui pourraient engendrer un développement de cette filière lors des prochaines années. Cependant, beaucoup de barrières technologiques, économiques, administratives et sociales restent encore à surmonter. Cette technologie pourrait donc bénéficier d'aides publiques spécifiques pour favoriser son développement. En ce sens, BRUGEL a récemment émis une proposition d'établissement d'un coefficient multiplicateur spécifique au BIPV lors de l'attribution des certificats verts (CV)²⁶.

²² Jonathan Leloux, Luis Narvarte, David Trebosc, Review of the performance of residential PV systems in Belgium, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, 2012, Pages 178-184, ISSN 1364-0321 (<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.145>).

²³ Paula Sanchez-Friera et al., Daily Power Output Increase of Over 3% with the Use of Structured Glass in Monocrystalline Silicon PV Modules, 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference, Waikoloa, HI, USA, 2006, pp. 2156-2159, <https://doi.org/10.1109/WCPEC.2006.279932>

²⁴ Francisco Martínez-Moreno, Eduardo Lorenzo, Javier Muñoz, Rodrigo Moretón, 2012, On the testing of large PV arrays, Progress in Photovoltaics, 20: 100-105. <https://doi.org/10.1002/pip.1102>.

²⁵ Jonathan Leloux, Jamie Taylor, Rodrigo Moretón, Luis Narvarte, David Trebosc, Adrien Desportes, Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art, 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015 (<https://tinyurl.com/7jwvtf3f>).

²⁶ BRUGEL, Commission de Régulation de l'Énergie en Région de Bruxelles-Capitale, Project de Proposition, BRUGEL-Proposition-20201209-27, relatif au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques, 09/12/2020 (<https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2020/fr/PROJET-DE-PROPOSITION-27-COEFFICIENT-MULTIPLICATEUR-BIPV.pdf>).

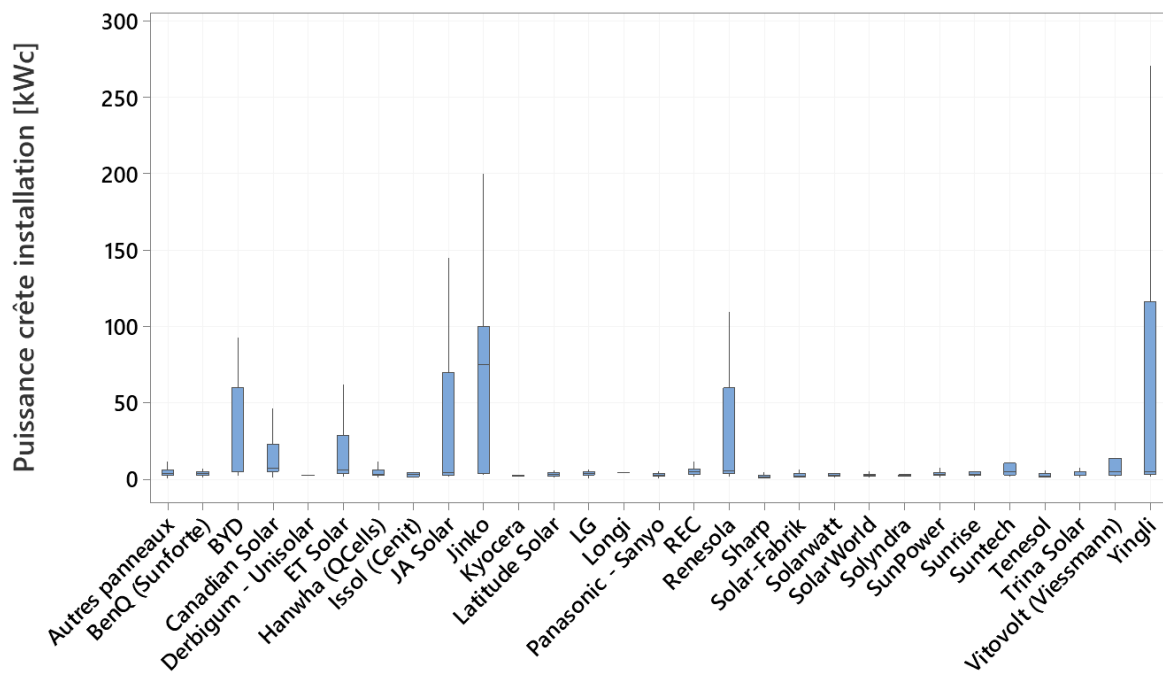


Figure 7-21 : Comparaison des puissances crête des installations en fonction de la marque des panneaux utilisés

La Figure 7-22 montre la distribution des puissances crêtes des installations réalisées avec les marques de panneaux solaires analysées. On y observe d'importantes différences entre les marques de panneaux. Certains panneaux ont tendance à être installés sur des systèmes plus grands, ce qui les favorise dans les comparaisons des PR par rapport aux autres marques qui sont installées sur des systèmes plus petits. Par exemple, c'est le cas des panneaux de BYD, Jinko ou Yingli, qui sont installés sur des systèmes photovoltaïques de plus grande taille et dont les performances sont généralement plus élevées que la moyenne. En complément de cette observation, on observe également que les marques premium précédemment citées (BenQ, LG, Panasonic/Sanyo, SunPower) sont généralement installées sur des systèmes de petites tailles, et que leurs bonnes performances en sont d'autant plus respectables.

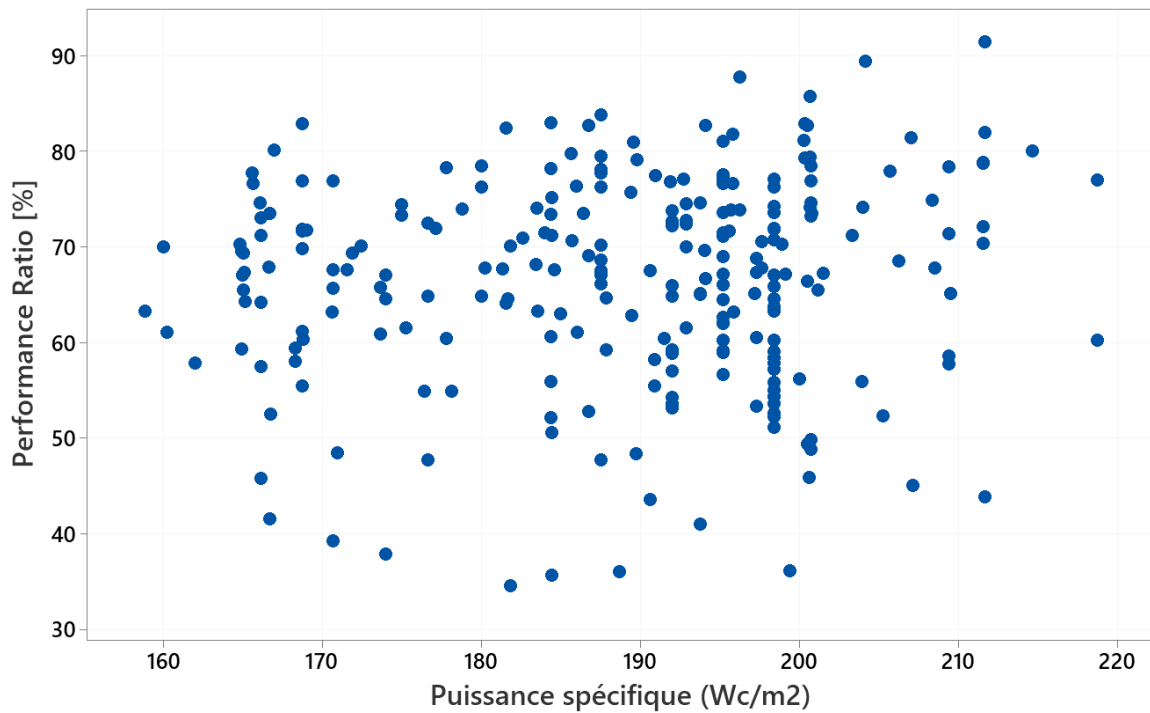


Figure 7-22 : PR annuel (2009-2019) en fonction de la puissance spécifique des panneaux photovoltaïques

La Figure 7-23 montre la relation entre la puissance spécifique des panneaux photovoltaïques et le Performance Ratio des installations qu'ils équipent. Aucune corrélation significative n'est observée. Il s'agit d'un résultat cohérent, qui confirme que les notions de puissance spécifique et de Performance Ratio sont relativement indépendantes. La puissance spécifique indique la puissance qu'un panneau peut fournir par unité de surface, alors que le Performance Ratio indique la quantité d'énergie produite par unité de puissance crête de l'installation et d'irradiation solaire reçue.

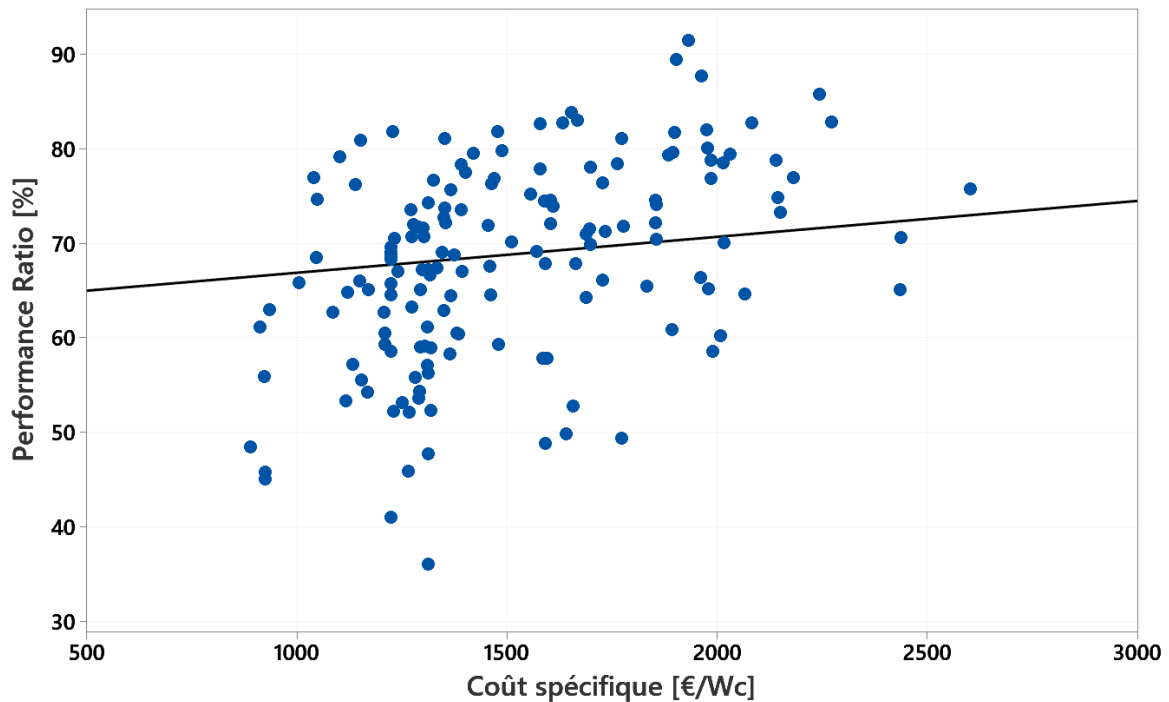


Figure 7-23 : PR d'une installation photovoltaïque en fonction du coût de cette installation

Pour permettre des comparaisons valides, les analyses ont donc été limitées aux installations mises en service en 2018 et dont la puissance crête se situe entre 3 kWc et 10 kWc.

La Figure 7-24 illustre la relation entre le Performance Ratio d'une installation photovoltaïque et son coût. Comme discuté précédemment, les prix des installations ont fortement chuté lors des dix dernières années, et ils diminuent également significativement en fonction de la taille des installations. Pour permettre des comparaisons valides, les analyses ont donc été limitées aux installations mises en service en 2018 et dont la puissance crête se situe entre 3 kWc et 10 kWc. Ces comparaisons montrent que la corrélation entre le coût d'une installation et sa performance énergétique est généralement très faible. On observe cependant une légère corrélation positive entre coût et performance, ce qui suggère qu'il existe une certaine justification pour l'existence d'une différenciation des prix sur le marché. Cependant, le faible degré de corrélation générale montre qu'il est encore très difficile de comprendre les mécanismes d'établissement des prix sur le marché actuel. Si le rapport qualité/prix ne semble pas être le facteur principal qui dicte ces prix, d'autres paramètres plus importants pourraient l'expliquer. C'est le cas notamment du degré de difficulté de la réalisation des installations photovoltaïques dans le contexte urbain de Bruxelles.

8 Autoconsommation et autosuffisance

Contrairement aux exercices précédents, nous n'avons pas reçu de données utilisables de la part du gestionnaire de réseau permettant de faire l'analyse de l'autoconsommation et de l'autosuffisance. L'analyse est donc reportée à la prochaine version.

L'analyse de ce chapitre sera d'autant plus importante pour l'exercice 2020 car le principe de compensation des prélèvements et réinjections d'électricité sur le réseau a été supprimés en janvier 2020 en RBC concernant les tarifs de réseau. »

9 Analyse communale du parc photovoltaïque

L'objectif de cette section est de présenter les données du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale au niveau communal (situation fin 2019). Elle détaille les informations présentées dans les autres parties du présent rapport au niveau communal, et plus particulièrement les tendances communales en matière de nombre d'installations, de puissance installée et de potentiel d'installation.

La répartition communale des installations en nombre et en puissance est disponible sur demande auprès de BRUGEL et se présente sous forme d'un tableur interactif reprenant les principaux éléments d'analyse.

9.1 Résumé des faits marquants

En fonction de l'indicateur sélectionné, les résultats varient fortement.

Fin 2019, Bruxelles-Villes, Laeken, Haren et NOH c'est-à-dire la commune de Bruxelles représente 33,7% de l'ensemble de la puissance installée sur les 19 communes.

Watermael-Boitsfort présente le nombre d'installations par 1000 habitants le plus élevé des 19 communes (11,9).

En termes de puissance par habitant, Forest se situe devant Bruxelles-Villes, avec 272 Wc/1000 habitants.

Le programme d'investissement SolarClick porte ses fruits en termes d'installations sur les bâtiments publics.

4,2 % du potentiel solaire de la région est actuellement exploité.

9.2 Indicateurs présentés

Pour obtenir un meilleur point de comparaison d'une commune à l'autre, le nombre d'installations et la puissance installée ont été divisés par le nombre total d'habitants²⁷. Les unités des indicateurs résultants étant donc le nombre d'installations/1000 habitants et la puissance installée/1000 habitants. Une cartographie de la densité de puissance communale (Wc/km²) est également présentée dans ce chapitre.

9.3 Echantillon analysé

Les données présentées ci-après ont fait l'objet d'un filtre particulier : les codes postaux européens ont été intégrés à la commune d'Etterbeek (1040), et les cantons postaux de Haren (1130), Neder-Over-Hembeek (1120) et Laeken (1020) sont restés distincts de Bruxelles-Villes (1000) afin de limiter l'effet de taille dans les cartographies.

²⁷ Les données démographiques pour l'année 2019 proviennent de <https://ibsa.brussels/themes/population/evolution-annuelle>

9.4 Résultats

9.4.1 Nombre d'installations par commune

Le nombre d'installations implantées varie fortement d'une commune à l'autre, quel que soit le type de titulaire. Même si Bruxelles-Ville compte le plus grand nombre d'installations PV, ce ne sont pas nécessairement les communes les plus peuplées qui comptent le plus d'installations.

Fin 2019, Bruxelles-Ville (1000, 1020, 1120, 1130), Uccle (1180) et Anderlecht (1070) forment le trio de tête en nombre d'installations implantées dans la commune. Par rapport aux années précédentes, Woluwe-Saint-Pierre (1150) cède la 3^e place au profit d'Anderlecht où le nombre d'installations aux mains de sociétés privées est très important. La forte présence de solution de tiers-investisseurs sur la commune pourraient expliquer les développements du PV sur la commune.

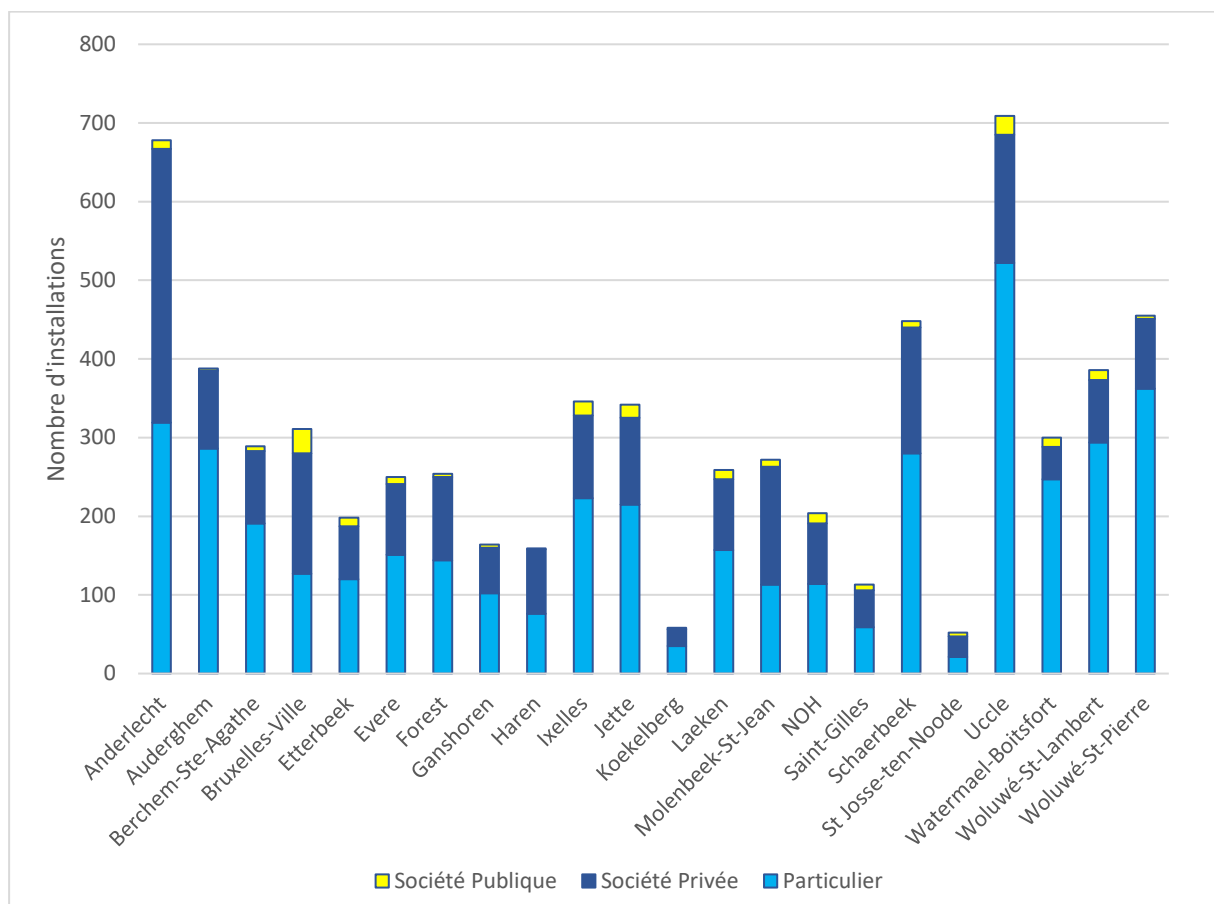


Figure 9-1 : Répartition communale du nombre d'installations par type de titulaire

La Figure 9-1 montre également, comme développé dans le chapitre 4, que le nombre de particuliers titulaires d'installations reste encore supérieur à celui des sociétés privées (e.a. les tiers-investisseurs) et aux entreprises publiques. L'analyse de cette tendance sera intéressante dans les années à venir.

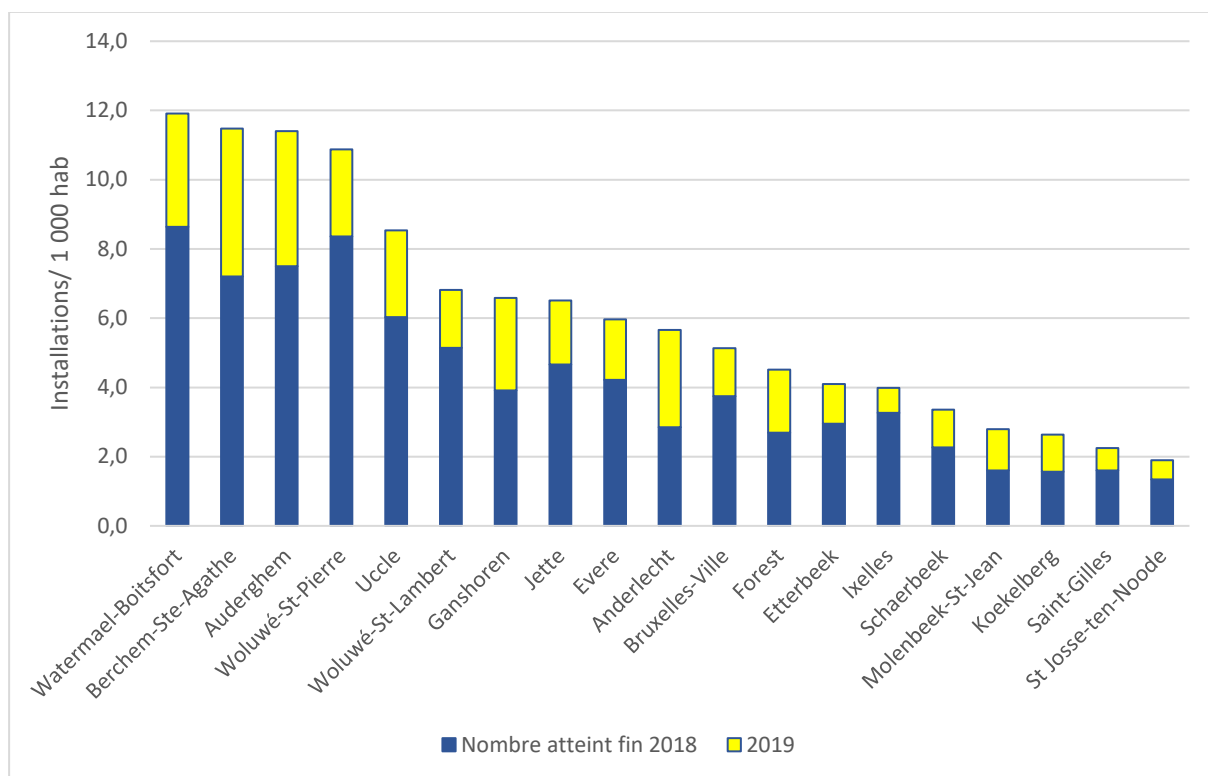


Figure 9-2 : Nombre d'installations par 1 000 habitants par commune du parc PV fin 2019 en RBC

Comme le montre la Figure 9-2, le croisement des données spécifiques aux installations photovoltaïques telles que le nombre d'installations avec des données de population communale permet de situer le développement du PV dans un contexte local. Le nombre d'installations par 1 000 habitants varie de 11,9 (Watermael-Boitsfort, en progression de 3,2 par rapport à 2018) à 1,9 (Saint-Josse-ten-Noode, en progression de 0,7 depuis 2018). Les données de puissance/km² seront présentées plus loin dans la cartographie.

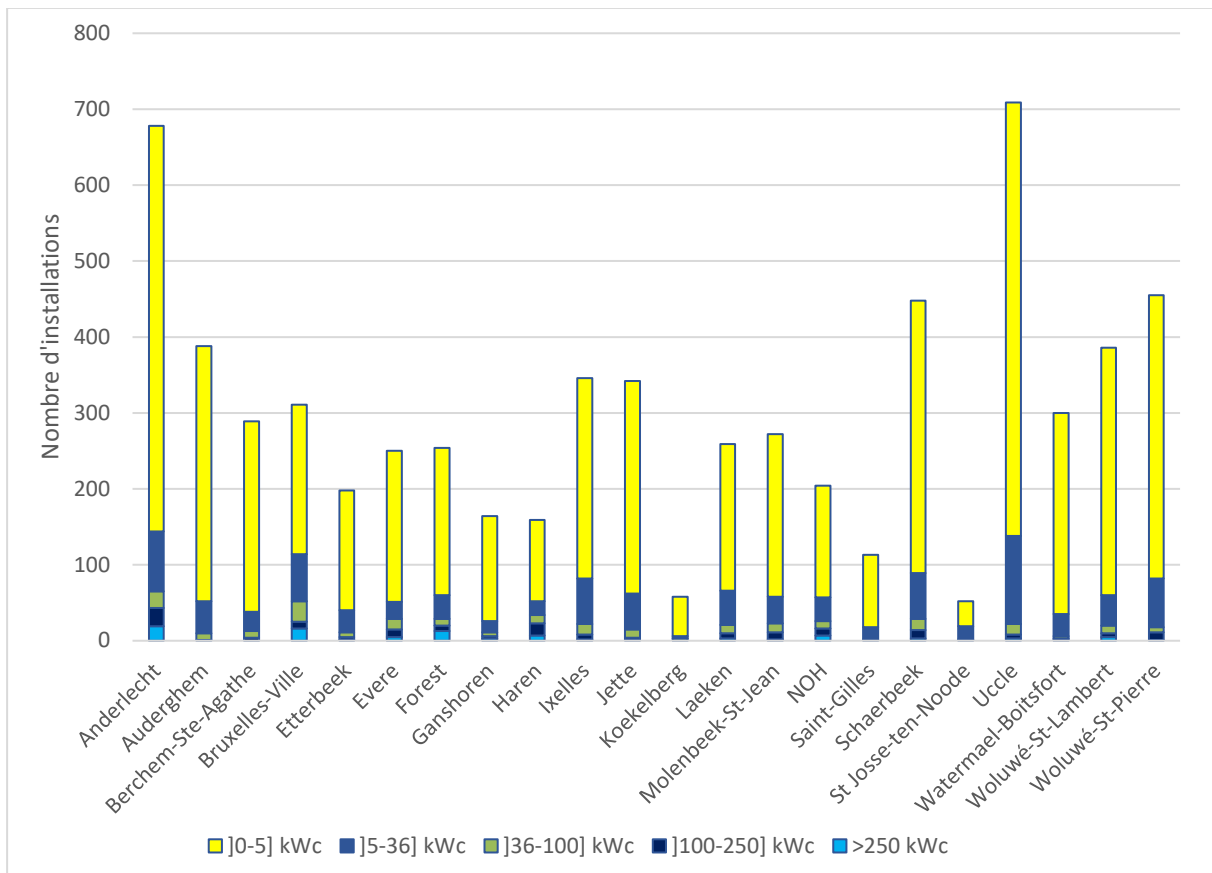


Figure 9-3 : Nombre d'installations par catégorie de puissance et par commune

La Figure 9-3 représente la répartition par catégorie de puissance et commune. On observe clairement la supériorité du nombre d'installations type résidentiel [0-5] kWc, mais certaines communes se démarquent avec une proportion moindre, comme la plupart des codes postaux de la commune de Bruxelles. Les codes postaux "européens" concernent 5 installations totalisant 170,33 kWc fin 2019. Cela correspond à 13,3% de la puissance installée sur l'ensemble de la commune d'Etterbeek (1040).

9.4.2 Puissance installée

La Figure 9-4 présente la répartition de la puissance installée du parc PV exprimée en kWc par type de titulaire au niveau communal. Pour des raisons d'échelle de graphique et de lisibilité pour le lecteur, les cantons postaux au sein de la commune de Bruxelles-Villes ont été maintenus.

En termes de puissance, les entreprises privées sont majoritaires dans de nombreuses communes alors que du point de vue du nombre d'installations elles sont souvent minoritaires. Ceci s'explique par la taille des installations qui ont été réalisées. Les communes de Forêt, Anderlecht et Bruxelles ont sur leur territoire quelques très grandes installations leur permettant de se démarquer.

Au niveau du secteur public, le programme SolarClick de la Région de Bruxelles-Capitale, démarré en 2017, a permis d'exploiter le potentiel des bâtiments publics. Son impact est déjà visible sur la situation de 2019.

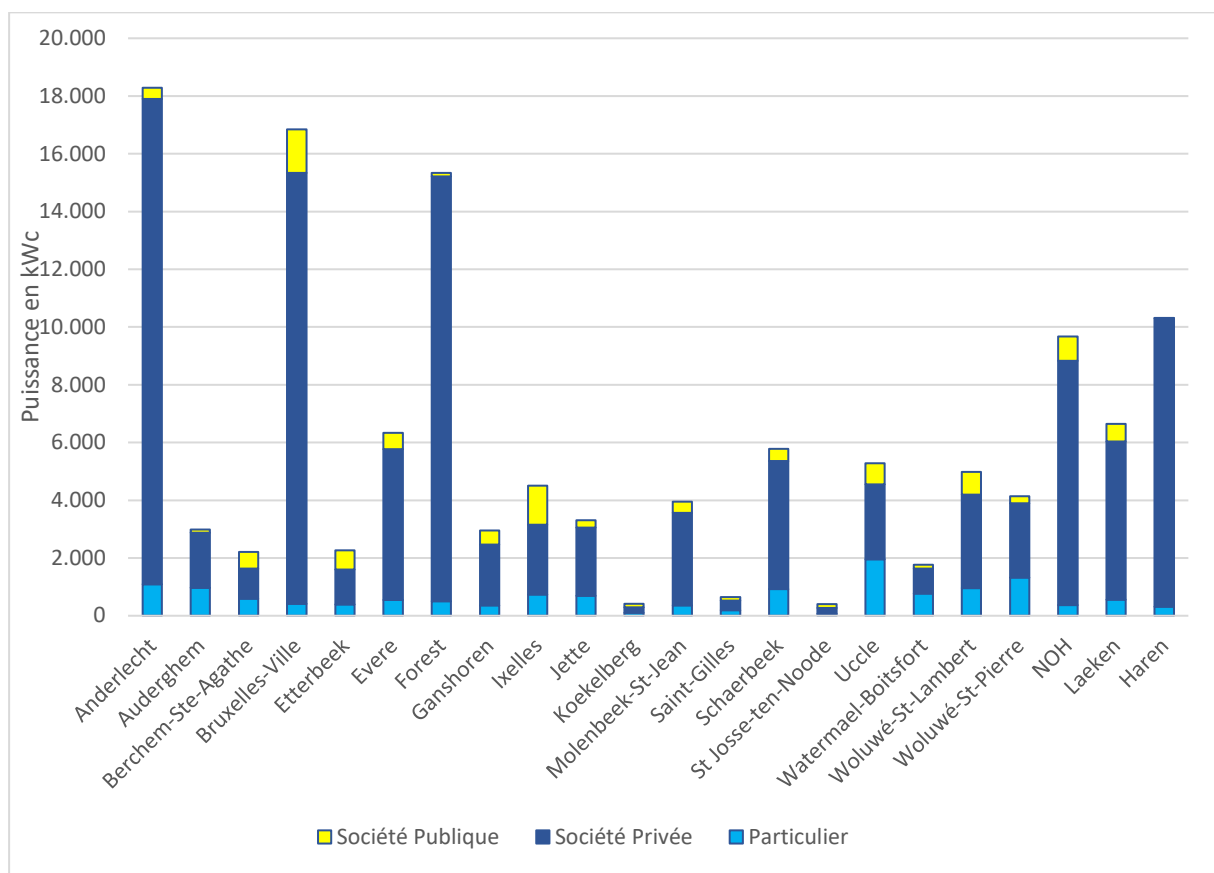


Figure 9-4: Puissance installée par commune et par type de titulaire

La Figure 9-5 reprenant cette même puissance communale séparée en classes de puissance nous indique que les communes en périphérie bruxelloise offrant de larges espaces en toitures notamment dans les zonings industriels sont bien représentées (Bruxelles-Villes, Anderlecht, Forest) et concentrent la majorité des installations d'envergures (> 250 kWc).

Bruxelles-Ville, Laeken, NOH et Haren concentrent 33,7% de la puissance installée en RBC fin 2019.

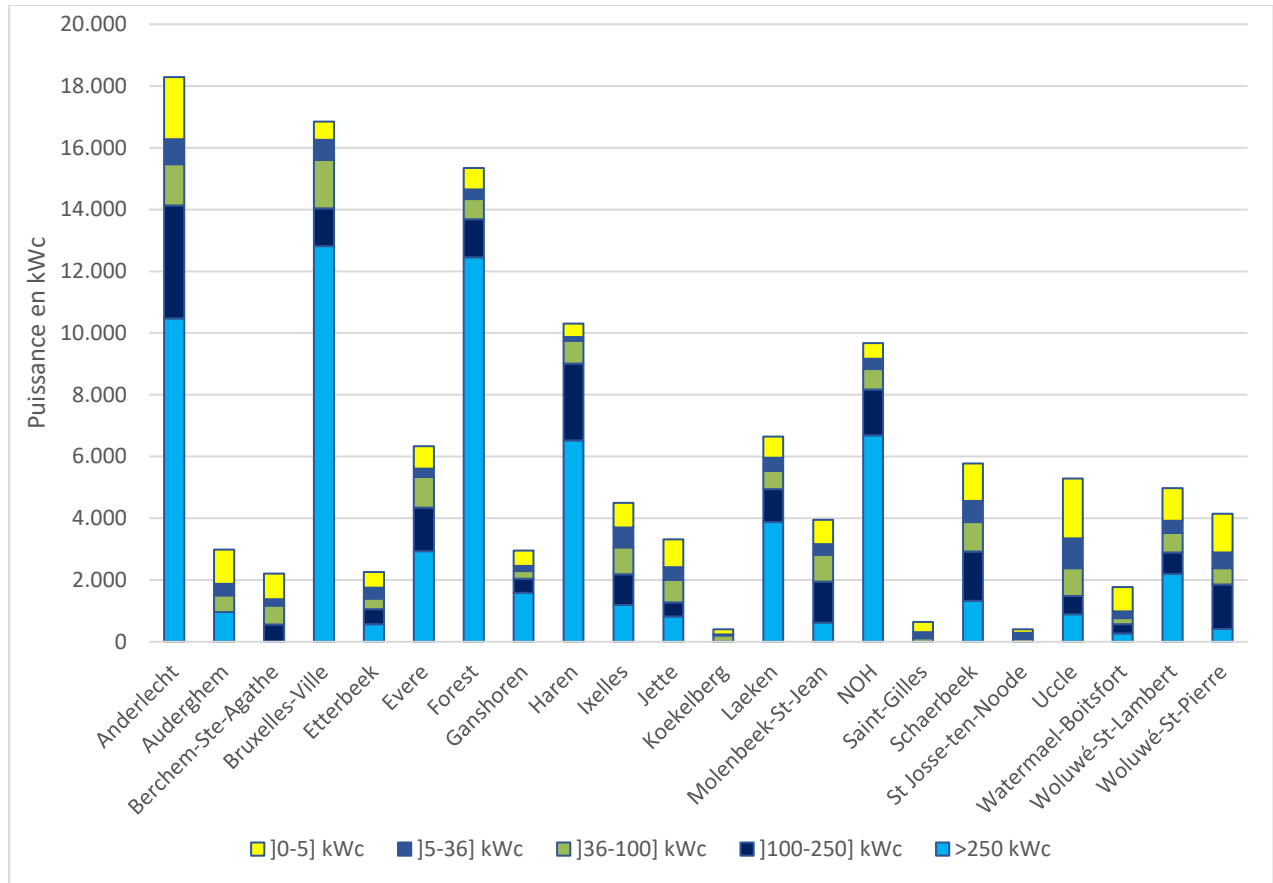


Figure 9-5 : Puissance totale communale installée en 2019 séparée en classes de puissance

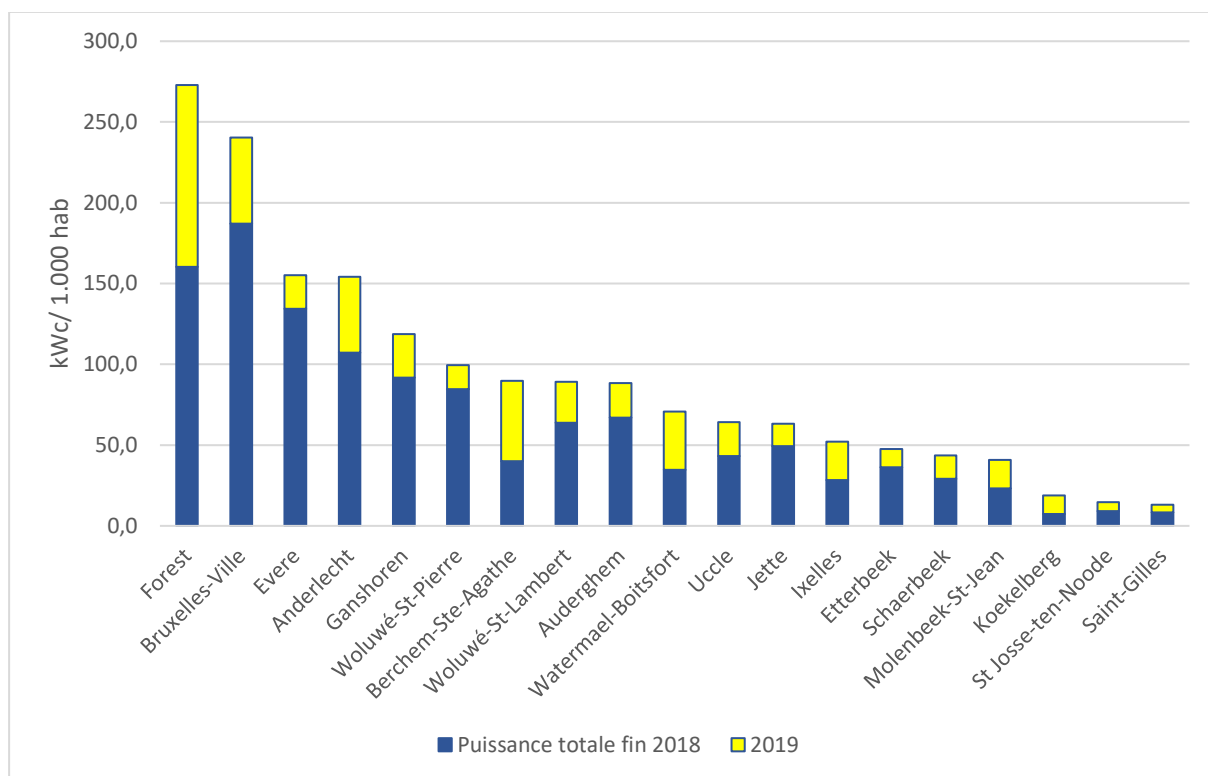


Figure 9-6 : Puissance totale installée / 1000 hab. et par commune

La Figure 9-6 classe les communes par ordre décroissant en fonction de la puissance totale installée par 1 000 habitants). La répartition est fort différente de celle du nombre d'installations par 1 000 habitants, l'impact des grandes puissances installées par les entreprises étant prépondérant par rapport aux petites installations des particuliers.

9.4.3 Représentation communale

Afin d'enrichir l'analyse du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles – Capitale en 2019, 2 cartes thématiques communales ont été réalisées.

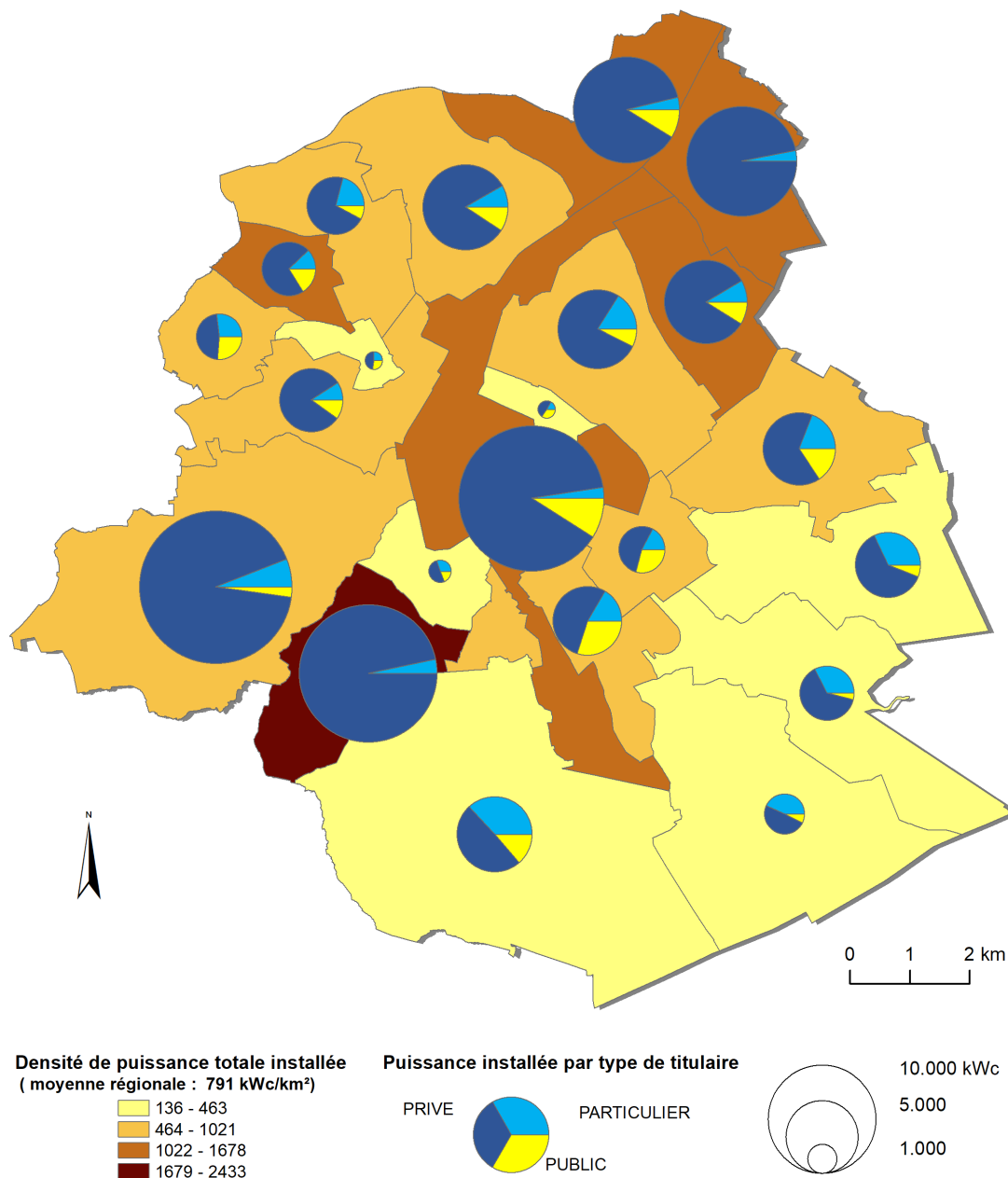


Figure 9-7 : Densité de Puissance PV totale installée et type de titulaire par commune en 2019

La Figure 9-7 reprend la répartition communale de la densité en kWc/km² comme analysé au point 4.5 au niveau régional. De plus, cette figure intègre la puissance totale installée par commune répartie par type de titulaire. La commune de Bruxelles a été séparée en 4 entités (Bruxelles-ville, Haeren, Laeken et Neder-over-Heembeek).

Au niveau de la densité, Forest se démarque essentiellement grâce à de grandes installations privées comme le montre le diagramme centré sur la commune. D'une manière générale, les communes ayant

des surfaces industrielles (zoning, port) ont pu développer un parc PV privé important leur permettant d'atteindre une plus haute densité de kWc/km² que les communes essentiellement résidentielles.

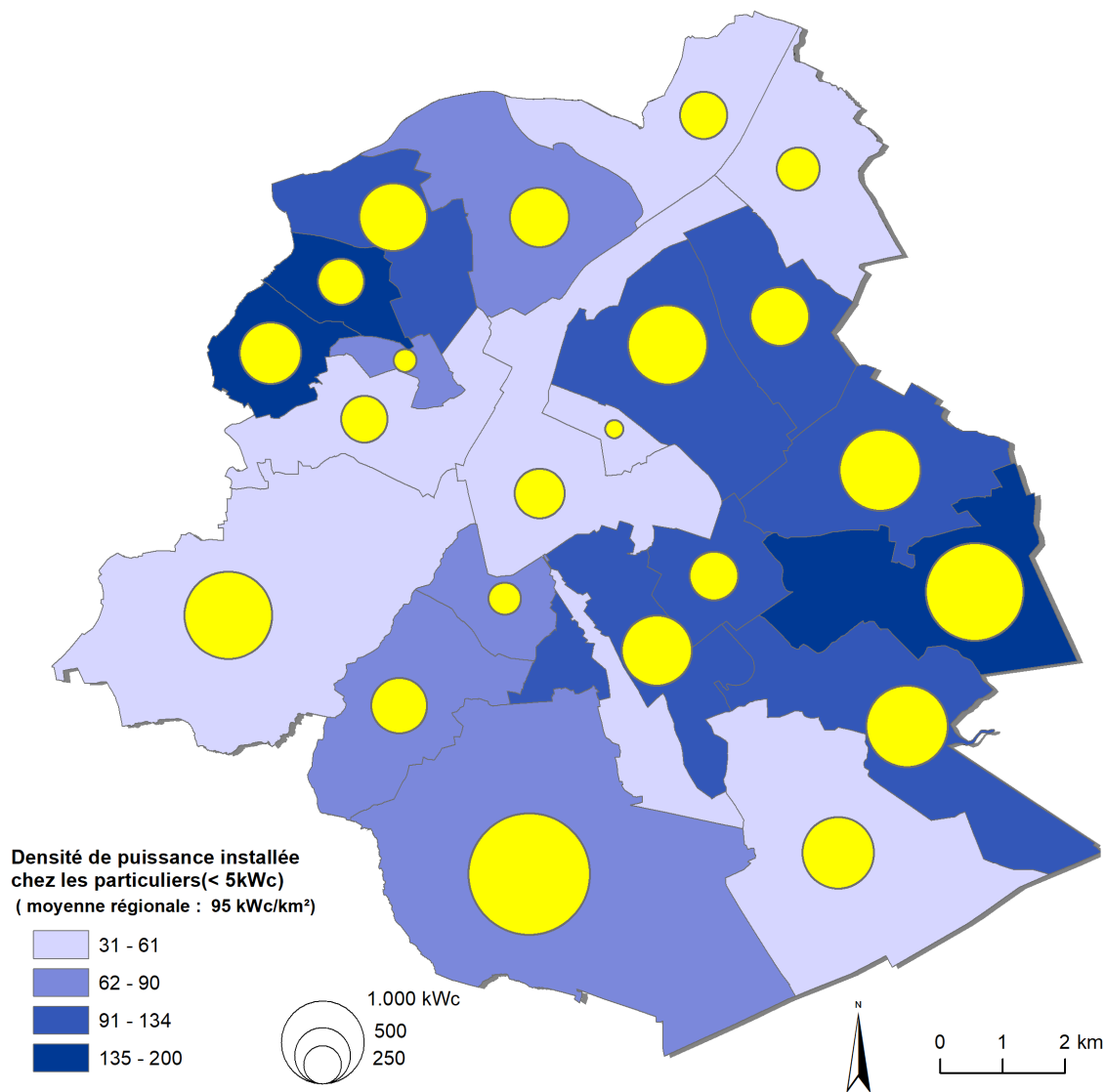


Figure 9-8 : Les installations de < 5kWc : Puissance par commune et densité. (2019)

La Figure 9-8 reprenant la densité de puissance des installations de petite taille confirme cette hypothèse. Ce sont les communes périphériques ayant le plus de zones résidentielles qui ont installé le plus, en particulier Berchem-St-Agathe, Ganshoren et Woluwé-St-Pierre.

9.5 Potentiel solaire par commune

Bruxelles Environnement (BE) a réalisé une étude sur le potentiel solaire par commune, ce qui a permis, entre autres, de réaliser l'application « carte solaire²⁸» qui permet d'estimer le potentiel de production pour une adresse précise en RBC.

Les hypothèses sont expliquées dans la FAQ²⁹ du site de Bruxelles Environnement, le tableau ci-dessous présente le passage de la superficie totale de la Région (161 km²) vers la superficie nette de toiture retenue (18 km²), c'est-à-dire la superficie des toits pouvant accueillir potentiellement une installation photovoltaïque.

Les toitures sont réparties par classes d'irradiation solaire, qui tient compte également de l'ombrage, de l'orientation et de l'inclinaison pour une gamme d'irradiation variant de 350 à 1283 kWh/m²/an. L'estimation de la superficie brute retenue (30 009 909 m²) ne tient compte que des toitures recevant plus de 950 kWh/m²/an.

Notons que le passage de la superficie brute retenue à la superficie nette retenue des toitures tient compte d'un encombrement moyen des toitures (cheminée, vélux, ...), estimé à 18%, et de superficies perdues (bords toiture, etc.), estimées à 20%.

Tableau 9-1 : estimation de la superficie nette de toiture de la RBC

Indicateur	m ²	%/m ² totale	% /m ² cadastrée
Surface totale de la RBC ³⁰	161 380 000		
Surface RBC cadastrée ³¹	128 420 000	79,58%	
Surface RBC bâtie ³²	75 767 800	46,95%	59,00%
Surface brutes toiture totale	43 173 750	26,75%	33,62%
Surface brutes toiture retenue	30 009 909	18,60%	23,37%
Surface nette toiture totale	26 767 725	16,59%	20,84%
Surface nette toiture retenue	18 606 144	11,53%	14,49%

²⁸<https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/renover-et-construire/analysez-votre-batiment/la-carte-solaire-de-la>

²⁹ <https://environnement.brussels/content/carte-solaire-de-la-region-bruxelloise-faq>

³⁰ STATBEL <https://statbel.fgov.be>

³¹ BruGIS <https://gis.urban.brussels>

³²<https://environnement.brussels/etat-de-lenvironnement/rapport-2011-2014/contexte-bruxellois/loccupation-du-sol-en-region>

9.5.1 Spécificité de l'exercice 2019

De manière à permettre une comparaison entre exercices et ainsi de voir l'évolution de la réalisation du potentiel au fil des ans, le potentiel global calculé précédemment de 18.606.144 m² a été retenu. La méthodologie de calcul par type de panneaux et rendements surfaciques étant de moins en moins pertinente au vu des évolutions technologiques (cfr chapitre 5 sur le matériel installé en RBC), nous avons simplement agrégé les surfaces de panneaux installés (paramètres techniques en m²) issues de la base de données de BRUGEL et considéré l'année précédente comme référence.

Contrairement aux autres analyses communales, les résultats sont présentés ici pour les 19 communes car les informations de potentiels ont été fournies par Bruxelles environnement au niveau communal. Les données pour Haren, NOH et Laeken sont donc intégrées dans Bruxelles-Villes et les codes postaux européens sont intégrés à Etterbeek.

9.5.2 Analyse de la couverture réelle par rapport au potentiel par commune

La surface totale installée par commune et la comparaison par rapport au potentiel est détaillée dans le tableau suivant.

Commune	Potentiel	Fin 2018		Fin 2019		Croissance 2019
	(m ²)	m ²	%	m ²	%	%
Anderlecht	1 997 788	80 366	4,0%	114 424	5,7%	1,7%
Auderghem	608 794	14 073	2,3%	17 781	2,9%	0,6%
Berchem-Ste-Agathe	395 720	5 912	1,5%	12 769	3,2%	1,7%
Bruxelles-Ville	4 039 293	210 252	5,2%	272 900	6,8%	1,6%
Etterbeek	620 401	9 666	1,6%	13 661	2,2%	0,6%
Evere	642 739	36 568	5,7%	40 677	6,3%	0,6%
Forest	918 542	59 360	6,5%	88 537	9,6%	3,2%
Ganshoren	258 576	14 664	5,7%	18 094	7,0%	1,3%
Ixelles	1 174 823	14 646	1,2%	24 466	2,1%	0,8%
Jette	658 783	16 382	2,5%	20 466	3,1%	0,6%
Koekelberg	216 594	980	0,5%	2 175	1,0%	0,6%
Molenbeek-St-Jean	1 062 281	13 702	1,3%	24 015	2,3%	1,0%
Saint-Gilles	504 487	2 778	0,6%	3 905	0,8%	0,2%
Schaerbeek	1 385 112	23 765	1,7%	33 616	2,4%	0,7%
St Josse-ten-Noode	247 433	1 407	0,6%	2 386	1,0%	0,4%
Uccle	1 604 257	22 347	1,4%	30 560	1,9%	0,5%
Watermael-Boitsfort	409 431	5 304	1,3%	8 612	2,1%	0,8%
Woluwé-St-Lambert	953 002	23 775	2,5%	30 596	3,2%	0,7%
Woluwé-St-Pierre	727 419	21 838	3,0%	25 045	3,4%	0,4%
Total général :	18 606 144	577 785	3,1%	784 695	4,2%	1,1%

Tableau 9-2 : Répartition de la superficie nette de toiture retenue et des surfaces installées en RBC par commune, entre 2018 et 2019

Fin 2019, les surfaces nettes de toitures retenues en RBC étaient donc couvertes à hauteur de 3,4% par des panneaux photovoltaïques.

Ces résultats présentent une grande disparité entre les communes et sont fortement sujets aux programmes d'installation publics et privés sur cet horizon temporel. Le potentiel réalisé est par exemple plus que doublée à Koekelberg mais atteint à peine 1% (minimum à égalité avec Saint-Josse-Ten-Noode et Saint-Gilles) alors qu'il est exploité à 9,6% à Forest (maximum).

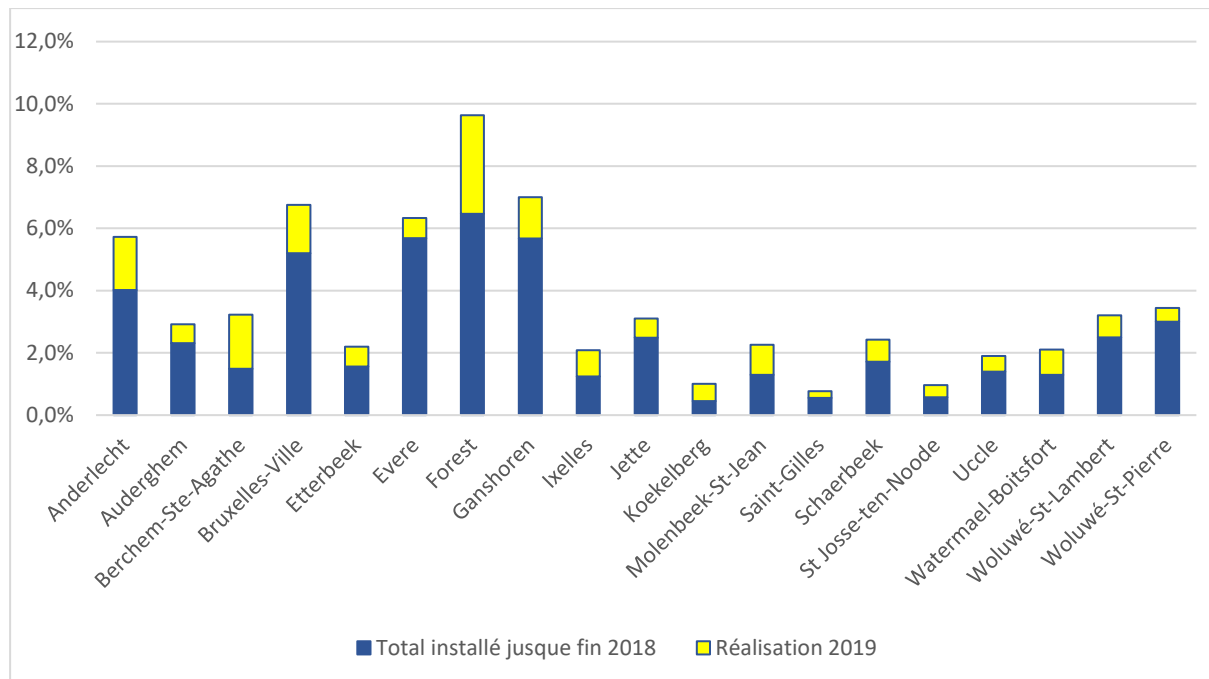


Figure 9-9 : Potentiel PV réalisé pour les 19 communes bruxelloises fin 2019

La Figure 9-9 montre à quel point 2019 est une année faste en termes d'installations pour des communes telles que Berchem-Sainte-Agathe et Koekelberg qui ont installé davantage de panneaux photovoltaïques en 1 an que durant les 10 dernières années.

Forest (+3,2%), Anderlecht (+1,7%), Berchem-Sainte-Agathe (+1,7%) et Bruxelles-Ville (+1,6%) représente les 3 communes avec la plus grande croissance absolue de leur potentiel.

Au total, c'est encore Forest qui se démarque atteignant près de 10 % de son potentiel total, suivi par Ganshoren (7%) et Bruxelles-Ville (6,8%)

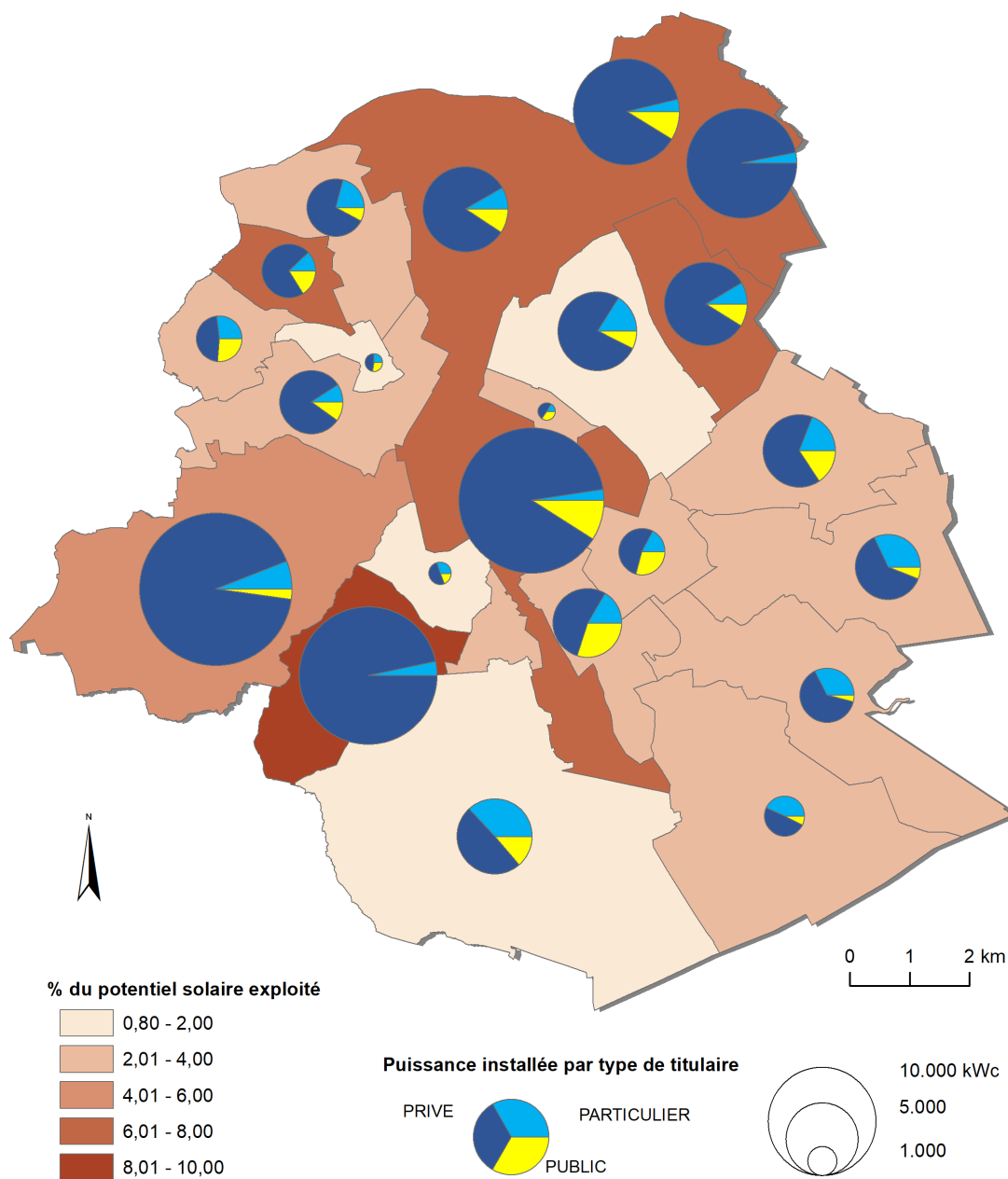


Figure 9-10 : Cartographie du potentiel solaire exploité par commune

La Figure 9-10 reprend sous forme cartographique le niveau d'exploitation du potentiel solaire. On y observe les mêmes tendances : Forest, Bruxelles et Anderlecht se démarquent tant au niveau de leur pourcentage de potentiel déjà activé que par la domination des installations détenues par le secteur privé, c'est-à-dire essentiellement des grands systèmes.

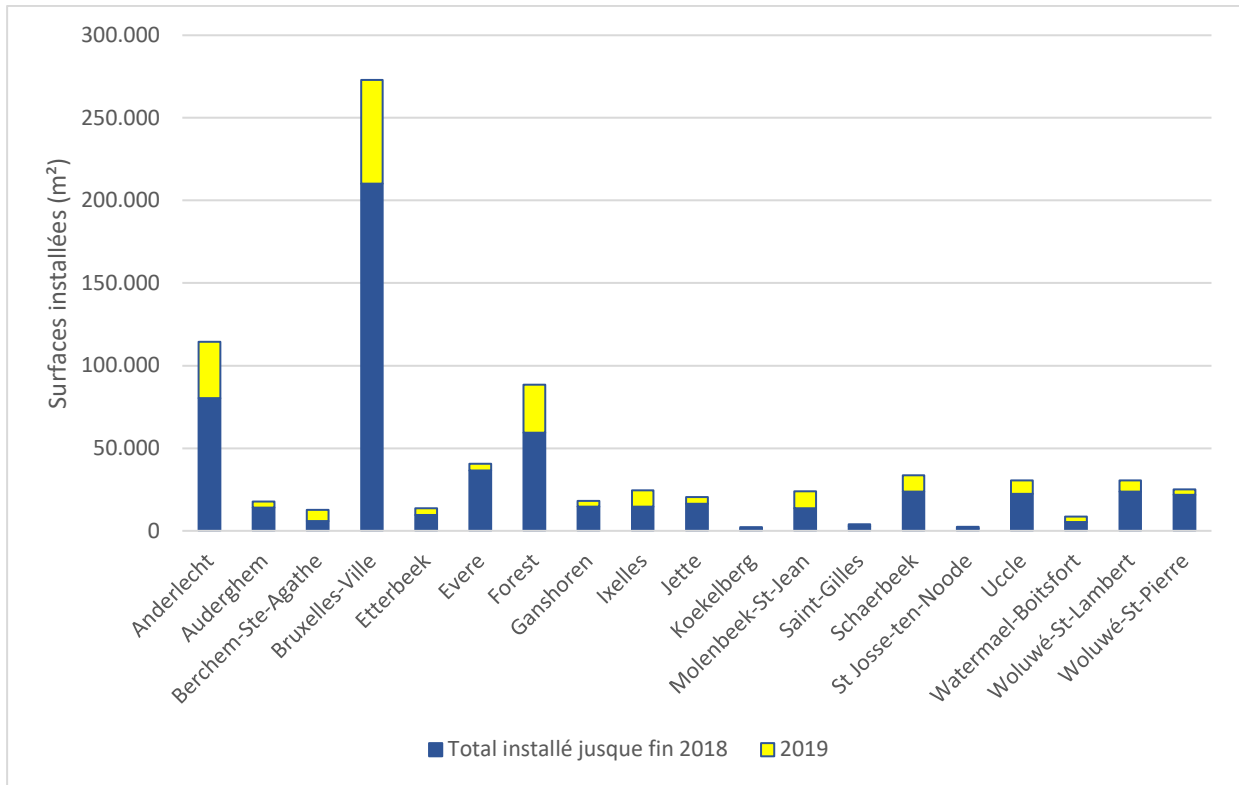


Figure 9-11: Surfaces PV installées pour les 19 communes de la RBC

La Figure 9-11 nous montre les mêmes résultats en m². Elle a l'avantage de montrer que Bruxelles-Ville est la commune qui a installé le plus de m² et de loin.

En termes de surfaces absolues totale, ce sont près de 785 000 m² de panneaux qui sont installés fin 2019, répartis de manière très disparate en fonction de la typologie des bâtiments de chaque commune.

A titre de comparaison, cela représente une superficie de plus de 112 terrains de football.

La date de mise en service de l'installation faisant foi, on notera que ces résultats ne sont pas immuables et pourraient évoluer d'un exercice à l'autre, à mesure que les données de certification sont communiquées à BRUGEL.

I0 Glossaire

]5-36]	Un crochet tourné vers l'intérieur indique un intervalle fermé (la valeur est donc prise en compte) et un crochet tourné vers l'extérieur indique un intervalle ouvert (la valeur n'est pas incluse dans l'intervalle).
Autoconsommation	Quantité d'électricité produite par l'installation photovoltaïque et qui est consommée directement dans le bâtiment, et qui donc n'est pas injectée sur le réseau électrique.
Autosuffisance	Part de l'électricité consommée qui couverte par la production de l'installations photovoltaïque.
BRUGEL	Régulateur bruxellois pour les marchés du gaz et de l'électricité.
Consommation finale d'électricité	Somme de l'électricité autoconsommée de l'installation photovoltaïque et de l'électricité prélevée sur le réseau.
Entreprise privée	Etablissement appartenant à une entreprise privée tel que commerce, bureaux privé, banques, assurance, hôpitaux privé, enseignement libre, etc.
Entreprise publique	Bâtiment appartenant à une institution publique tel que : administration, enseignement communal, ateliers communaux.
Injection	Quantité d'électricité produite par les PV qui est remise sur le réseau d'électricité, elle n'est donc pas consommée sur place.
Kilowatt crête	Unité de puissance des panneaux sous conditions standard de test, et qui généralement représente approximativement la puissance maximale générée par les panneaux solaires photovoltaïques.
Mise en service	« La date de l'attestation de conformité au règlement général pour les installations électriques (RGIE) exempte de remarques. » Extrait de l'Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte du 17 décembre 2015.
Particulier	Personne physique qui a installé des panneaux pour son usage personnel, sur son logement.
Prélèvement	Quantité d'électricité achetée sur le réseau pour être consommée dans le bâtiment.
Production	Quantité d'électricité produite par les panneaux photovoltaïques au cours d'une période de temps (généralement l'année civile, parfois entre deux relevés de compteurs).
Puissance spécifique	Ratio de la Puissance en Wc des modules et de leur superficie en m ² .
SIBELGA	Gestionnaire des réseaux gaz et électricité à Bruxelles.
SolarClick	Programme régional de financement d'installation PV sur le toit des bâtiments publics. Ce programme (2017-2020) dont SIBELGA a la charge, vise l'équipement 85.000 m ² de toitures publiques en photovoltaïque.

II Abréviations

BIPV : Building Integrated Photovoltaïc = PV intégré au bâti

BAPV : Building Applied Photovoltaïc = PV apposé au bâti

BT : Basse tension

CA : Courant alternatif

CC : Courant continu

CM : Coefficient multiplicateur

CV : Certificat Vert

DB : Database, base de données

GO : Garantie d'Origine

kEUR : kiloeuros ou milliers d'euros

kW : kiloWatt

kVA: kiloVolt-Ampère

kWc : kiloWatt-crête

MES : Mise en service

MW : MégaWatt

MWh : MégaWatt-heure

PV : Photovoltaïque

PR: Performance Ratio

RBC : Région de Bruxelles-Capitale

UC : Unité certifiée par BRUGEL