

ETUDE DU PARC PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE - 2017

Etude d'initiative

(BRUGEL-Etude-2019|204-31)

**Relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale
2017.**

**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.**

4/12/2019

Rapport réalisé par l'ICEDD pour le compte de BRUGEL

Table des matières

1	Executive summary.....	7
2	Introduction.....	9
2.1	Base légale.....	9
2.2	Objet du rapport.....	9
2.3	Contenu du rapport.....	10
2.4	Modification par rapport aux exercices précédents.....	11
3	Préparation des données.....	12
3.1	Sources de données.....	12
3.2	Principales hypothèses et conventions de présentation des résultats.....	12
4	Etat du parc photovoltaïque (PV) installé.....	14
4.1	Situation en 2017.....	15
4.2	Evolution du parc PV par titulaire.....	17
4.2.1	Historique des incitants financiers à l'installation de PV.....	17
4.2.2	Evolution du nombre d'installations et de la puissance installée.....	18
4.3	Evolution du parc par classe de puissance.....	20
4.4	Comparaison européenne et interrégionale.....	22
5	Analyse détaillée du matériel installé.....	23
5.1	Résumé des faits marquants.....	24
5.2	Puissance spécifique des panneaux.....	24
5.2.1	Définition de l'indicateur.....	24
5.2.2	Echantillon analysé.....	25
5.2.3	Résultats : tendances d'évolution de l'indicateur.....	25
5.3	Parts de marché des fabricants de panneaux.....	29
5.3.1	Echantillon analysé.....	29
5.3.2	Résultats.....	29
5.4	Parts de marché des fabricants d'onduleurs.....	34
5.4.1	Echantillon analysé.....	34
5.4.2	Résultats : tendances de l'indicateur.....	34
5.5	Origine des modules.....	36
5.5.1	Echantillon analysé.....	36
5.5.2	Résultats : tendances de l'indicateur.....	36
6	Prix des installations.....	38
6.1	Résumé des faits marquants.....	38
6.2	Prix au kWc en fonction de l'année de mise en service.....	39
6.2.1	Echantillon analysé.....	39
6.2.2	Résultats : tendances de l'indicateur.....	39
6.3	Prix au kWc en fonction des catégories de puissance.....	41
6.3.1	Echantillon analysé MES 2017.....	41
6.3.2	Echantillon analysé MES 2015-2017.....	42
6.3.3	Effet d'échelle.....	43
6.3.4	Croisement puissance et année de MES.....	45
6.4	Comparaison des prix en fonction de l'origine des panneaux.....	46

6.4.1	Echantillon analysé	46
6.4.2	Résultats	46
6.5	Comparaison des prix en fonction de la puissance spécifique.....	48
6.5.1	Echantillon analysé	48
6.5.2	Résultats	48
7	Productivité des installations.....	50
7.1	Résumé des faits marquants.....	50
7.2	Productivité du parc.....	50
7.2.1	Définition et segmentations de l'indicateur	50
7.2.2	Paramètres influençant la performance	51
7.2.3	Evolution en fonction de l'année de production : de 2012 à 2017	53
7.2.4	Evolution en fonction de l'année de mise en service.....	55
7.2.5	Analyse en fonction des catégories de puissance	57
8	Autoconsommation et autosuffisance.....	60
8.1	Définition des indicateurs	60
8.2	Méthodes pour calculer l'autoconsommation	61
8.1	Résumé des faits marquants.....	65
8.2	Taux d'autoconsommation.....	65
8.2.1	Echantillon analysé	65
8.2.2	Résultats	65
8.2.3	Conclusions	69
8.3	Taux d'autosuffisance.....	70
8.3.1	Echantillon analysé	70
8.3.2	Résultats	71
9	Analyse communale du parc photovoltaïque	73
9.1	Résumé des faits marquants.....	73
9.2	Indicateurs présentés.....	73
9.3	Echantillon analysé.....	73
9.4	Résultats.....	73
9.4.1	Nombre d'installations.....	73
9.4.2	Puissance installée	76
9.4.3	Représentation communale.....	77
9.4.4	Prix des installations par commune	82
9.4.5	Productivité des installations par commune.....	83
10	Glossaire	84
11	Annexe : Tableaux chiffrés des données communales.....	85
11.1	Tableau A : Nombre d'installations PV par titulaire (2015-2016-2017)	85
11.2	Puissance installée par commune par titulaire (2015-2016-2017)	86

Liste des illustrations

Figure 1 : Répartition du nombre d'installation PV et de la puissance par titulaire fin 2017.....	15
Figure 2 : Répartition du nombre et de la puissance totale [kWc] par classe de puissance PV ≤12 kWc des particuliers fin 2017 en RBC Attribution à une classe de puissance : [centre de classe – 0,5 ; centre de classe +0,5[.....	16
Figure 3 : Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC (BRUGEL 2006-2017).....	17
Figure 4 : Evolution du nombre et de la part des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2017).....	19
Figure 5 : Evolution des puissances des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2017).....	19
Figure 6 : Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2006 et 2017 ventilée par catégorie de puissance.....	20
Figure 7 : Evolution de la part et du nombre total des installations du parc PV en RBC par classe de puissance entre 2007 et 2017.....	21
Figure 8 : Evolutions de la part de la puissance totale et de la puissance totale des installations du parc PV en RBC par classe de puissance entre 2007 et 2017.....	21
Figure 9 : Densités européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par 1 000 habitants.....	22
Figure 10 : Densité européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par km ²	22
Figure 11 : Puissance spécifique des installations du parc PV 2017 en RBC par catégorie de puissance (Wc/m ²).....	26
Figure 12 : Puissance spécifique [Wc/m ²] des installations du parc PV 2017 en RBC par année de MES.....	27
Figure 13 : Puissance spécifique [Wc/m ²] par année de mise en service et classe de puissance [kW].....	27
Figure 14 : Puissance spécifique [Wc/m ²] et puissance installée (kWc) des installations du parc PV en RBC fin 2017 avec distinction colorées des classes de rendement.....	28
Figure 15 : Top 10 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2017.....	29
Figure 16 : Top 10 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2017 p.....	30
Figure 17 : Top 10 des marques de panneaux du parc PV fin 2017 en RBC installés par les entreprises et par les particuliers.....	31
Figure 18 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2017.....	32
Figure 19 : Top 9 des marques d'onduleur du parc PV fin 2017 en RBC.....	34
Figure 20 : Evolution des parts de marché des onduleurs du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2017.....	35
Figure 21 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBD mis en service entre 2012 et 2016 en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés).....	36
Figure 22 : Parts de marché du parc total des panneaux du parc PV fin 2017 en RBC en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés).....	37
Figure 23 : Prix des installations sur la période 2012-2017 (EUR/kWc).....	40
Figure 24 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2017.....	42
Figure 25 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2015-2017.....	43
Figure 26 : Prix des installations du parc PV en RBC par année de mise en service en fonction de la puissance installée. En surimpression : courbes de tendances de type linéaire ou puissance.....	44
Figure 27 : Lois d'échelle obtenues pour les installations de puissance [0-100] kWc du parc PV en RBC.....	44
Figure 28 : Evolution des prix des installations PV en €/kWc par catégorie de puissance et année de MES.....	45
Figure 29 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC par pays d'origine des panneaux (2012-2017).....	47

Figure 30 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC en fonction du type de technologie	48
Figure 31 : influence de l'ombrage sur la production du panneau.....	52
Figure 32 : Productivité normalisée des installations PV en RBC sur la période 2012-2017. La productivité de référence est indiquée par la barre verte et le chiffre associé.	53
Figure 33 : Pourcentage de performance observé en 2017 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), indépendamment de l'année de MES (années considérées : 2010 à 2016).....	54
Figure 34 : Productivité normalisée des installations PV en RBC en 2017 ventilée par année de mise en service. La productivité de référence est indiquée par la barre verte (96l pour l'année 2017).	56
Figure 35 : Pourcentage de performance observé en 2017 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour cinq années de MES (2012 à 2016).	56
Figure 36 : Productivité normalisée des installations PV en 2017, ventilée par catégorie de puissance	57
Figure 37 : Pourcentage de performance observé en 2017 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour les catégories de puissance.	59
Figure 38 : Schéma d'explication de l'autoconsommation et de l'autosuffisance	60
Figure 39. Production électrique solaire photovoltaïque – Moyenne basée sur l'historique 2009-2018	62
Figure 40. Durée d'ensoleillement du mois de mars 2019	63
Figure 41. Exemple du calcul de l'autoconsommation : calage de la période du relevé	63
Figure 42 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2013-2014)	66
Figure 43 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2016-2017)	68
Figure 44 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2013-2014.	72
Figure 45 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2016-2017.	72
Figure 46 : Nombre d'installations du parc PV fin 2017 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune.....	74
Figure 47 : Densité du nombre d'installations du parc PV fin 2017 en RBC par 1 000 habitants par commune.....	75
Figure 48 : Répartition du nombre d'installation par catégorie de puissance et par commune.....	75
Figure 49 : Part de la puissance installée du parc PV fin 2017 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune.....	76
Figure 50 : Puissance installée du parc PV fin 2017 en RBC par 1000 habitants et par commune	77
Figure 51 : Carte 1A - Nombre d'installations PV par type de titulaire, par commune, en RBC 2017	78
Figure 52 : Carte 1B - densité du nombre d'installations PV par 1 000 habitants par commune en RBC 2017.....	79
Figure 53 : Carte 2A - Puissance installée par type de titulaire, par commune, en RBC 2017.....	80
Figure 54 : Carte 2B - densité de puissance installée par 1 000 habitants par commune en RBC 2017	81
Figure 55 : Prix [€/kWc] des installations du parc PV fin 2017 en RBC en fonction de la commune .	82
Figure 56 : Productivité [kWh/kWc] des installations du parc PV fin 2017 en RBC en fonction de la commune.....	83

Liste des tableaux

Tableau 1 : Etat du parc de production photovoltaïque actif fin 2017 en RBC	15
Tableau 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 types de titulaire	18
Tableau 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 2017	20
Tableau 4 : Taille de l'échantillon pour l'analyse du rendement des panneaux du parc PV 2017 en RBC	25
Tableau 5 : Puissance spécifique [Wc/m ²] des panneaux du parc PV 2017 en RBC.....	26
Tableau 6 : Puissance spécifique [Wc/m ²] des panneaux en RBC par année de MES	27
Tableau 7 : Répartition des installations du parc PV fin 2017 en RBC selon la classe de rendement..	28
Tableau 8 : Principaux fabricants de modules photovoltaïques dans le monde en 2016 et 2017. (Source : Eurobserv'ER)	33
Tableau 9 : Taille et représentativité de l'échantillon.....	39
Tableau 10 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2017).....	39
Tableau 11 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2017	41
Tableau 12 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2017).....	41
Tableau 13 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2015-2017.....	42
Tableau 14 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2015-2017).....	43
Tableau 15 : nombre d'installation prise en compte pour illustrer la figure suivante	45
Tableau 16 : Taille et représentativité de l'échantillon (2012-2017)	46
Tableau 17 : Prix moyen des panneaux par pays d'origine en EUR/kWc (2012-2017).....	47
Tableau 18 : Taille et représentativité de l'échantillon d'étude du prix en fonction de la puissance spécifique du parc PV en RBD entre 2012 et 2017	48
Tableau 19 : Répartition des installations du parc PV en RBC selon la classe de rendement (2012-2017)	49
Tableau 20 : Indices de normalisation climatique sur base du rayonnement solaire global	51
Tableau 21 : Productivité de référence pour une installation PV en RBC	51
Tableau 22 : Influence de l'inclinaison et de l'orientation sur la productivité du PV	52
Tableau 23 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité par année de production	53
Tableau 24 : productivité des installations, par année de production (2012-2017).....	54
Tableau 25 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2017 par année de mise en service des installations	55
Tableau 26 : productivité des installations en 2017, par année de MES (2010-2016)	55
Tableau 27 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2017 par catégorie de puissance des installations	57
Tableau 28 : productivité moyenne des installations en 2017, par classe de puissance.....	58
Tableau 29 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de l'autoconsommation	65
Tableau 30 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2013-2014).....	66
Tableau 31 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2016-2017).....	67
Tableau 32 : Taille des échantillons pour l'analyse de l'autosuffisance du parc PV en RBC.....	70
Tableau 33 : Pourcentage d'autosuffisance des panneaux du parc PV en RBC.....	71
Tableau 34 : Nombre d'installation (actives ou non) par titulaire et par code postal fin 2017 en RBC	74

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 2017 à partir des données collectées par BRUGEL. Elles mettent en évidence les tendances générales d'évolution des éléments suivants :

1. Analyse du matériel installé : puissances spécifiques, part de marché et origine. Cette section a pour objectif d'analyser le dimensionnement des installations de panneaux PV et de voir si le rendement augmente au cours des années ; d'identifier les tendances en matière de parts de marché et de les situer par rapport aux tendances mondiales et enfin d'identifier l'origine des panneaux installés en RBC et les tendances d'évolutions.
2. Prix des installations : évolution des prix en fonction de la puissance, de l'année de mise en service et de l'origine des panneaux. Cette section a pour objectif de quantifier l'impact des différents facteurs pouvant influencer le coût total d'une installation de panneaux PV.
3. Productivité des installations : évolution de la production et comparaison avec une installation de référence. Cette section a pour objectif de quantifier la productivité des installations et d'établir la qualité générale du parc PV en RBC.
4. Autoconsommation et autosuffisance : part de l'électricité autoconsommée et poids de l'électricité PV dans la consommation totale d'électricité. Cette section a pour objectif de décrire la part de la production de l'électricité produite qui est consommée directement par le titulaire de l'installation et la part qui est rejetée sur le réseau. Ces données couvrent la période de production de 2013 à 2014 et de 2016 à 2017.
5. Analyse communale du parc photovoltaïque. Cette section analyse les spécificités communales en comparant trois indicateurs pour les différentes communes bruxelloises : le nombre total d'installations PV, le nombre total d'installations PV par 1000 habitants de la commune, et la puissance installée par 1000 habitants de la commune.

L'analyse de la puissance spécifique des panneaux montre une amélioration globale de la puissance spécifique (Wc/m^2) au cours du temps (2007 à 2017), toute classe de puissance installée (Wc) confondue. On observe également une surreprésentation (80,5%) des installations à rendement moyen (classe définie comme strictement supérieure à 125 et inférieure ou égale à 175 Wc/m^2).

L'analyse des parts de marché des producteurs de panneaux et des onduleurs montre que la diversité des fournisseurs d'onduleurs en RBC est plus faible que la diversité des producteurs de panneaux : les dix premières marques de producteurs de panneaux représentent 62% du marché en ce qui concerne la puissance installée pour le parc total tandis que les neuf premières marques d'onduleurs concentrent 86% du parc total avec deux marques dominantes à 55%.

Par ailleurs, la diversité des acteurs de production de panneaux est plus importante pour les installations de moins de 10 kWc , au sein desquelles les dix premières marques dominantes ne détiennent que 35% de la puissance installée du marché, avec toutefois près de 42% d'installation dont la marque est inconnue. Finalement, on observe également que la diversité des acteurs de production de panneaux est moins importante pour les installations de plus grande taille installées par les entreprises (publiques ou privées) où seules cinq marques détiennent 47% de la puissance installée et dix marques détiennent 67%.

L'analyse sur l'origine des modules montre que les panneaux fabriqués en Chine dominent le marché en matière de puissance installée (60%).

L'analyse des prix, à euro courant, a permis de mettre en évidence une réduction des prix des installations entre 2012 (moyenne pondérée de 2 095 €/kWc) et 2017 (moyenne pondérée de 1 798

€/kWc) ainsi qu'une réduction du prix des installations (en €/kWc) avec l'augmentation de la taille de l'installation.

Des différences de prix importantes sont observées dans les prix en fonction de l'origine des panneaux (moyenne pondérée variant entre 1 621 €/kWc et 4 022 €/kWc) et il ne semble pas y avoir de lien entre les prix et les rendements des installations.

La section sur l'autoconsommation permet de mettre en évidence que les installations présentant un taux d'autoconsommation supérieur à 50% passent de 33% pour la période 2013-2014 à 21% pour la période 2016-2017.

La moyenne d'autoconsommation du parc évolue de 49% pour la période 2013-2014 à 40% pour la période 2016-2017.

Dans la consommation finale d'électricité des titulaires de PV, 1 kWh sur 5 est fourni par les panneaux en 2013-2014 à 1 kWh sur 4 en 2016-2017.

Le nombre d'installations varie fortement d'une commune à l'autre, on observe notamment une grande disparité spatiale des installations sur le territoire régional pour la catégorie de puissance inférieure à 6 kWc. Cette disparité est également observée si l'on analyse les plus grosses installations des entreprises publiques et privées. Cela s'explique notamment par des disparités en matière de politique communale et de répartition d'activité socio-économique sur le territoire.

Le prix des installations et leur productivité sont plus homogènes sur le territoire régional. Certaines exceptions notoires sont cependant à soulever comme notamment la commune d'Etterbeek qui présente un prix moyen d'environ 1 000 €/kWc supérieur à la moyenne régionale ou la commune de Schaerbeek au sein de laquelle la productivité est plus faible que la moyenne régionale.

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;... »

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 d'autre part, d'enrichir ces résultats en les croisant avec des données communales de ces différents indicateurs.

Le présent rapport porte sur les résultats d'une étude réalisée par l'ICEDD pour le compte de BRUGEL qui vise à mettre à jour les trois précédentes études, 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 SIBELGA dans le cadre de cette étude.

Les résultats présentés se concentrent sur des analyses spécifiques identifiées comme particulièrement pertinentes pour comprendre l'évolution passée et future du parc PV bruxellois. L'étude porte sur la situation du parc à la fin 2017, par puissance et par titulaire, ainsi que sur la production des panneaux en 2017.

En Région de Bruxelles-Capitale (RBC), les compteurs électriques installés renseignent sur l'électricité PV injectée sur le réseau électrique par les propriétaires d'installations photovoltaïques (PV), ainsi que sur le prélèvement d'électricité de ces mêmes compteurs. Même si la compensation est actuellement de mise, 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.

2.3 Contenu du rapport

Le présent rapport est composé de sept grandes parties :

1. Une première partie, intitulée « **Préparation des données** » qui présente les sources de données utilisées dans le rapport, ainsi que les traitements qui leur ont été appliqués.
2. Une seconde partie, intitulée « **Etat du parc photovoltaïque (PV) installé** » décrit les caractéristiques générales du parc de production du PV, en RBC en fin 2017.
3. Une troisième partie, intitulée « **Analyse détaillée du matériel installé** » complète le chapitre précédent en présentant l'évolution des puissances spécifiques installées, les parts de marché des différents fabricants de panneaux et d'onduleurs ainsi que l'origine des modules installés en RBC.
4. Une quatrième partie, intitulée « **Prix des installations** » présente les prix des installations de PV par kWc et compare ces prix en fonction de l'origine des panneaux et en fonction de la puissance spécifique de ces derniers.
5. Une cinquième partie, intitulée « **Productivité des installations** » présente la productivité du parc, définie comme la production annuelle de l'installation (kWh) divisée par la puissance installée (kWc).
6. Une sixième partie, intitulée « **Autoconsommation/autosuffisance** » présente la part de l'électricité produite par les installations de PV en RBC qui est consommée par le titulaire et celle qui est rejetée sur le réseau. De manière similaire, cette partie présente également la part d'électricité des activités des titulaires qui est couverte par l'électricité produite par l'installation PV.
7. Finalement, une septième partie, intitulée « **Analyse communale du parc photovoltaïque** » présente le nombre d'installations et la puissance installée par commune et ventile le prix des installations et leur productivité sur le territoire régional.

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. On notera également la présence d'un résumé des faits marquants en début de chaque chapitre.

Un glossaire reprend, en fin de rapport, les termes et abréviations utilisées et le chapitre 3.2, en page 12, précise les principales hypothèses et conventions de présentation des résultats.

2.4 Modification par rapport aux exercices précédents

Les classes de découpages des puissances utilisées dans les rapports précédents (0-5 kW, 5-10 kW, 10-100 kW, 100 à 1000 kW et > 1000 kW) ne sont plus utilisées. Elles sont remplacées par les classes suivantes [0-6] kW,]6-12] kW,]12-30] kW,]30-100] kW,]100-250] kW et > 250 kW.

Ceci résulte d'une catégorisation plus fine des installations photovoltaïques relative au niveau de soutien requis et donc de s'aligner sur les catégories utilisées pour le coefficient multiplicateur de l'octroi des certificats verts.

Les catégories de puissance sont établies de manière à considérer un ratio relativement équivalent entre les limites supérieures et inférieures de chaque catégorie et à prendre en compte d'éventuels seuils techniques co-existants qui affectent la rentabilité de l'installation. Ainsi est considéré un premier seuil à 6 kWc, correspondant au seuil de 5 kW au-delà duquel la compensation n'est plus d'application (en prenant en compte un éventuel surdimensionnement panneaux/onduleur de 20%). Un deuxième seuil est considéré à 12 kWc, correspondant au seuil de 10 kVA au-delà duquel un relais de découplage est requis. »

Pour plus d'information, consulter le site de Brugel et en particulier :

<https://www.brugel.brussels/actualites/consultations/coefficient-multiplicateur-applique-au-photovoltaïque-329> et le lien vers le « projet de proposition » en bas de la page.

Pratiquement, le symbole]6-12] signifie que la classe commence avec une puissance strictement supérieure à 6 kW (par exemple 6,01) et termine par les installations égales exactement à 12 kW.

Les analyses de l'autoconsommation et de l'autosuffisance ont été réalisées sur base d'un nouveau jeu de données de SIBELGA, couvrant la période de production 2016-2017. La méthode de calcul a été adaptée et appliquée également à l'ancien jeu de données de la période 2013-2014 qui avait fait l'objet d'une analyse précédemment. Dès lors les résultats obtenus diffèrent des résultats publiés dans le rapport de 2015 (<https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2015/fr/etude-11.pdf>).

3 Préparation des données

3.1 Sources de données

Les analyses présentées dans la suite de ce rapport se basent sur trois sources de données :

1. Un extrait de la base de données de BRUGEL contenant les données techniques (puissance, superficie, marque) par compteur des installations photovoltaïques au 31/12/2017 ;
2. Un extrait de la base de données de BRUGEL contenant, par compteur des installations photovoltaïques, les index de production envoyés par les titulaires, ainsi que les calculs d'octroi de Certificats verts (CV) et de Garanties d'origine (GO) au 31/12/2017 ;
3. Extrait de la base de données du gestionnaire de réseau de distribution (SIBELGA) contenant par code EAN les données 2016-2017 des index de prélèvement et de réinjection.

3.2 Principales hypothèses et conventions de présentation des résultats

Si l'analyse du parc PV, présentée en introduction, se base sur l'entièreté des installations présentes en RBC, la suite des analyses ne portera que sur les données pertinentes et complètes. Ainsi certaines données sont filtrées pour ne garder que celles utiles à l'interprétation des indicateurs étudiés.

Un **premier filtrage** est effectué sur base de l'existence et de la qualité de la donnée. Ce filtrage exclu absolument ces données de l'analyse finale de l'indicateur.

Des filtres sont appliqués, d'une part, pour exclure des valeurs manquantes ou des valeurs nulles, d'autre part, pour exclure des valeurs incorrectes sur base de références de l'industrie.

Quatre critères techniques de référence ont été appliqués à travers ces filtres :

- Minimum technique de 300 kWh/kWc¹ pour la productivité des installations ;
- Maximum technique de 1 250 kWh/kWc² pour la productivité des installations ;
- Maximum technique de 215 Wc/m² pour le rendement des panneaux³ ;
- Minimum de 1 000 EUR/kWc et maximum 10 000 EUR/kWc pour les prix des installations (TVAc) .

Le **second filtrage** résulte d'une analyse statistique permettant d'identifier des valeurs extrêmes, probablement non pertinentes (*outliers*), mais qui sont cependant non exclues de l'analyse des

¹ La production attendue pour une installation située en Région de Bruxelles-Capitale, exposée au nord, inclinaison de 35°, sans ombrage, selon la technique installée est estimée de 450 à 530 kWh/kWc. On ajoute encore un effet d'ombrage qui fait descendre le minimum de production à 300 kWh/kWc. En deçà, on suppose que l'installation ne fonctionne pas correctement.

² La valeur de 1 250 kWh/kWc correspond à la production maximale attendue pour une installation située en RBC, exposée de manière optimale (sud, 35° sans ombrage) et munie d'un suiveur solaire.

³ La valeur de 215 Wc/m² correspond à la valeur maximale observée sur les fiches techniques des modules disponibles sur le marché en 2017

indicateurs. Le fait que la valeur est détectée comme *outliers* ne signifie pas de facto que sa valeur est erronée, elle sort juste de la tendance moyenne des autres installations.

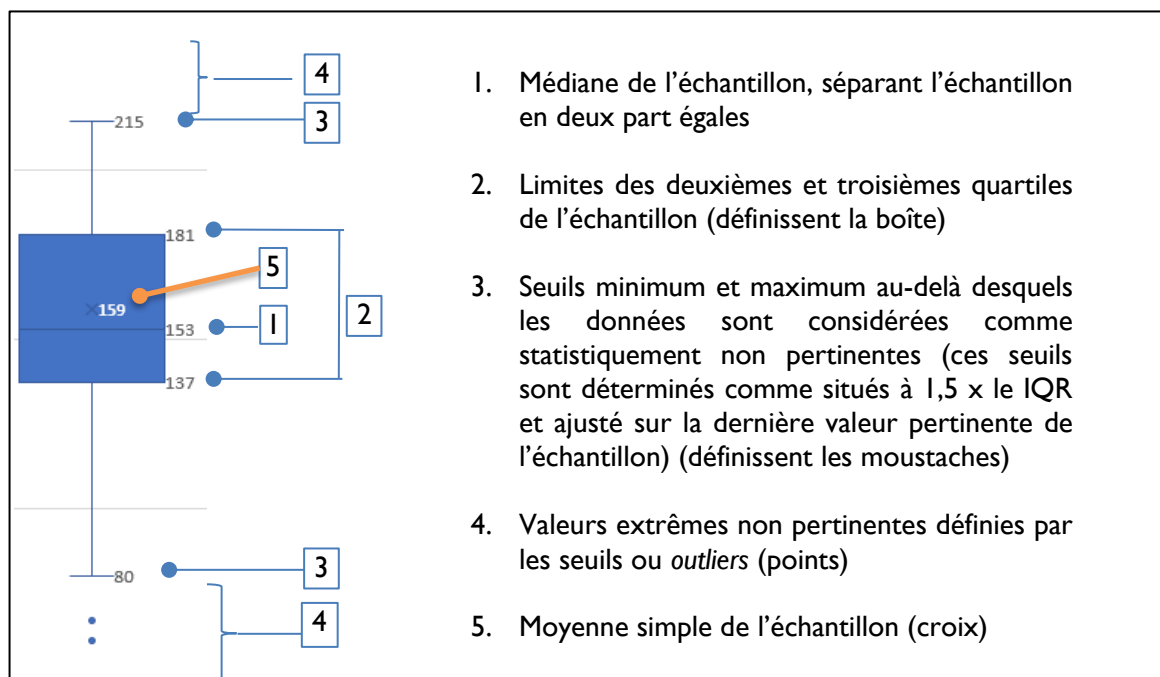
Ce second filtrage, a été réalisée par analyse statistique en utilisant des représentations graphiques de type « nuage de points » ou « diagramme en boîte à moustaches (*boxplot*) ».

Les valeurs extrêmes sont identifiées soit visuellement *par l'observation de la distribution de la densité* des données dans un graphe « nuage de points », soit statistiquement en recherchant des valeurs seuils représentant les bornes de la distribution des données au-delà ou en de ça desquelles toute donnée est considérée comme aberrante (boîte à moustaches par la méthode des « 1,5 IQR »⁴). Nous avons privilégié la seconde méthode.

Cette étape se limite toutefois à une analyse statistique sans rejet. Les résultats statistiques publiés (médiane, quartile, moyenne, etc.) portent donc sur l'ensemble des données retenues après détermination des *outliers*.

Un quartile représente 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.

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 les maximum et 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*).

Dans le rapport, pour chaque indicateur, deux tableaux de synthèse sont généralement proposés.

⁴ L'espace interquartile (IQR) est par définition la différence entre le troisième quartile et le premier quartile. La barre supérieure (inférieure) du graphe est déterminée en ajoutant (soustrayant) 1,5 fois l'espace interquartile (IQR) à la limite supérieure (inférieure) du troisième quartile (premier quartile).

Le premier tableau représente la taille de l'échantillon analysé par rapport au parc total concerné par l'analyse. Cet échantillon est constitué des installations pour lesquelles la donnée est disponible et qui ne font pas l'objet d'un rejet par le premier filtre (voir supra). La proportion que cet échantillon représente par rapport aux données originales est également indiquée.

Une information complémentaire indique le nombre d'*outliers*, observés dans le « diagramme en boîte à moustaches », et leur part dans l'échantillon analysé.

Indicateur analysé	Catégorie de puissance, année de MES, année de production,...
Nombre d'installations	Nombre d'installations qui disposent de l'information pour l'analyse
Nombre d'installations analysées	Nombre d'installations retenues après application du premier filtrage
% du nombre total d'installations	Pourcentage d'installations retenues pour l'analyse
Nombre d' <i>outliers</i>	Nombre d' <i>outliers</i> déterminé dans l'échantillon analysé, second filtrage
<i>Outliers</i> en % de l'analyse	<i>Pourcentage des outliers dans l'échantillon analysé</i>

Le deuxième tableau synthétise les résultats de l'analyse.

Les indicateurs sont définis selon trois valeurs :

- L'utilisation de la valeur médiane (med), qui coupe l'échantillon en deux parties égales ;
- Le calcul d'une moyenne arithmétique des indicateurs, soit la somme des indicateurs divisée par leur nombre, appelée moyenne simple (ms) ;
- Le calcul d'une moyenne pondérée (mp) par le poids respectif de chaque catégorie.

Dans le cas de la **moyenne simple**, chaque installation possède un poids identique. Dans le cas de la **moyenne pondérée**, les grosses installations influencent plus fortement le résultat puisque le poids de l'installation (en termes soit de puissance installée - kWc, m² installés ou kWh produits) est pris en compte dans le calcul de la moyenne.

Pour rappel, la **médiane** d'un ensemble de valeurs est la valeur qui permet de couper l'ensemble des valeurs en deux parties égales : mettant d'un côté une moitié des valeurs, qui lui sont toutes inférieures ou égales, et de l'autre côté l'autre moitié des valeurs, qui lui sont toutes supérieures ou égales. Cette médiane est insensible aux valeurs extrêmes, qu'elles soient faibles ou élevées.

Indicateur analysé	Indicateur : catégorie de puissance, année de MES, année de production, ...
% du nombre d'installations	Part du nombre des installations par indicateur
% de l'indicateur	Part du total analysé par indicateur
Médiane (med)	Médiane de l'échantillon analysé par indicateur
Moyenne simple (ms)	Moyenne simple de l'échantillon analysé par indicateur
Moyenne pondérée (mp)	Moyenne pondérée de l'échantillon analysé par indicateur
Total ou moyenne = 100 (mp)	Part respective ou proportion par rapport au total, calcul sur la moyenne pondérée

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

2017 et l'évolution de ce parc pour la période de 2006 à 2017, selon la date de mise en service (MES) des installations.

4.1 Situation en 2017

Fin 2017, 3844 installations d'une puissance totale de 66 568 kW étaient installées en RBC. Certaines de ces installations ne sont plus en activité. Dès lors, l'état du parc PV actif en RBC atteignait 3 817 installations pour une puissance totale cumulée de 66 435 kWc. 21 installations, d'une puissance cumulée de 108 kW, ne sont plus prises en considération dans l'analyse, soit qu'elles ont atteint la date limite de l'octroi des certificats verts (et donc plus de rapportage des productions), soit qu'elles n'ont pas produit en 2017,

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 installations⁵.

Tableau 1 : Etat du parc de production photovoltaïque actif fin 2017 en RBC

Catégorie de puissance	Nombre d'installations			Puissance installée [kWc]			Nombre total	Puissance totale [kWc]
	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier		
[0-6] kW	291	74	2 945	1 024	269	8 742	3 310	10 035
]6-12] kW	104	28	76	999	264	561	208	1 824
]12-30] kW	39	14	7	733	269	128	60	1 130
]30-100] kW	104	16	1	6 391	862	42	121	7 295
]100-250] kW	52	6	0	7 936	1 143	0	58	9 079
>250 kW	59	1	0	36 821	251	0	60	37 072
TOTAL	649	139	3 029	53 904	3 057	9 474	3 817	66 435
	17%	4%	79%	81%	5%	14%	100%	100%

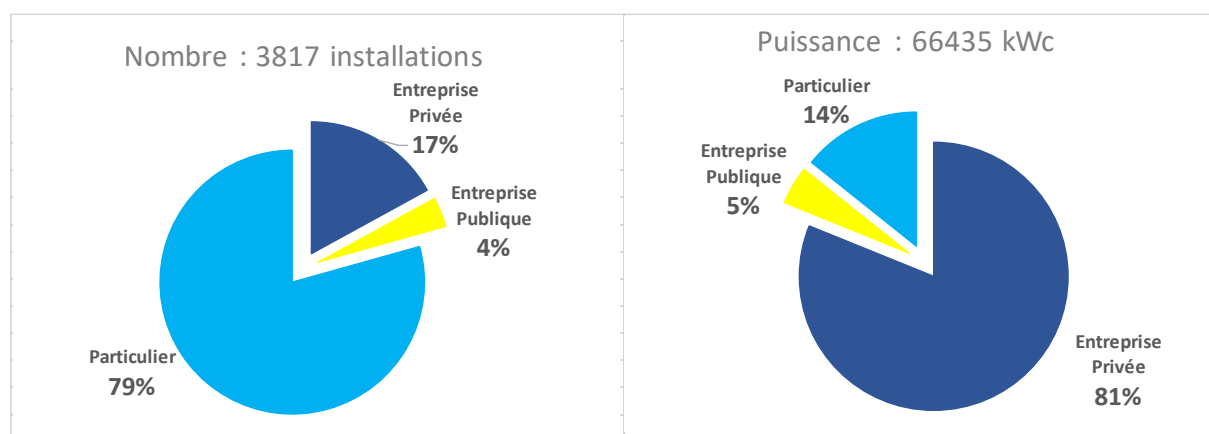


Figure 1 : Répartition du nombre d'installation PV et de la puissance par titulaire fin 2017

La part de marché des petites installations (≤ 12 kWc) représente 92% du nombre d'installations (3 518) et 18% de la puissance totale installée (11 859 kWc). D'autre part, celle des moyennes à

⁵ Sauf indication contraire, une installation PV = un compteur vert.

grandes installations (> 12 kWc) représente 8% du nombre d'installations (299) et 82% de la puissance totale installée (54 575 kWc).

Les petites installations (≤ 12 kWc) sont détenues majoritairement par des particuliers (86% du nombre des petites installations) alors que les moyennes et grandes installations concernent quasi exclusivement des entreprises privées ou publiques (97% du nombre des moyennes et grandes installations).

Les installations inférieures à 6 kWc représentent 87% de l'ensemble des installations fin 2017, elles ne contribuent toutefois que pour à peine 15% de la puissance totale installée en RBC.

La figure ci-dessous illustre la répartition des 3 021 installations ≤ 12 kWc appartenant aux particuliers, ainsi que la répartition de la puissance installée, dont le total atteint 9 295 kWc.

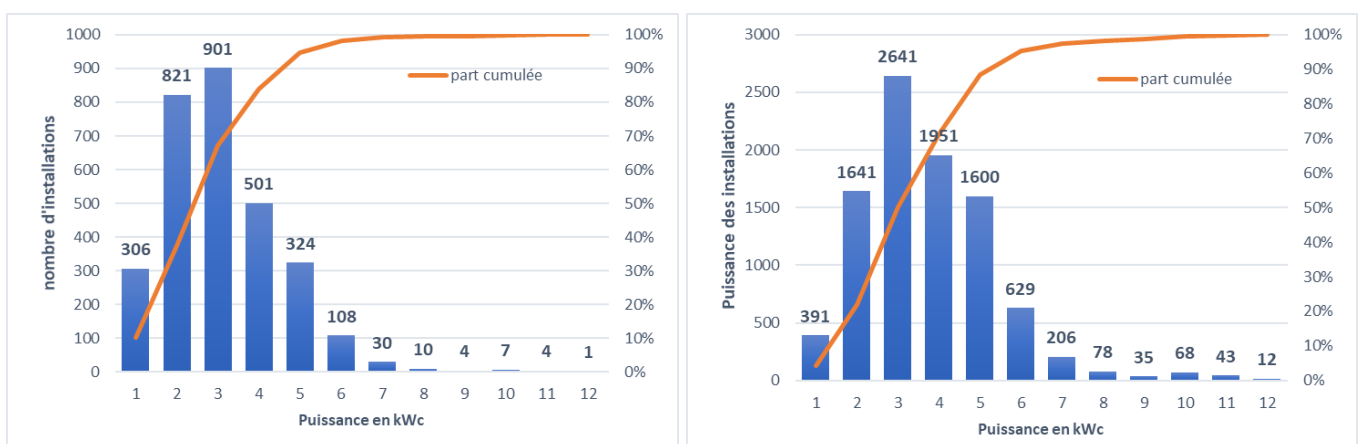


Figure 2 : Répartition du nombre et de la puissance totale [kWc] par classe de puissance PV ≤ 12 kWc des particuliers fin 2017 en RBC
Attribution à une classe de puissance : [centre de classe - 0,5 ; centre de classe +0,5]

Pour le nombre d'installation, on constate que les modes principaux se situent autour de 2 et 3 kWc et 67,2% des installations ont une puissance inférieure ou égale à 3 kWc.

Si la puissance moyenne installée pour le segment des particuliers (≤ 12 kWc) est située à 3,08 kWc, on constate pratiquement autant de puissance installée pour les installations inférieures ou égales à 3 kWc (50,3%) que pour les installations supérieures à 3 kWc. Le maximum de puissance cumulée est atteint pour les installations avec 3 kWc.

4.2 Evolution du parc PV par titulaire

4.2.1 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 »^{6,7} ont été octroyés pour l'installation de PV en RBC de 2006 à 2017.

Un graphique récapitulatif de ces incitants illustrant l'évolution du soutien public à l'installation de PV en RBC est repris en Figure 3.

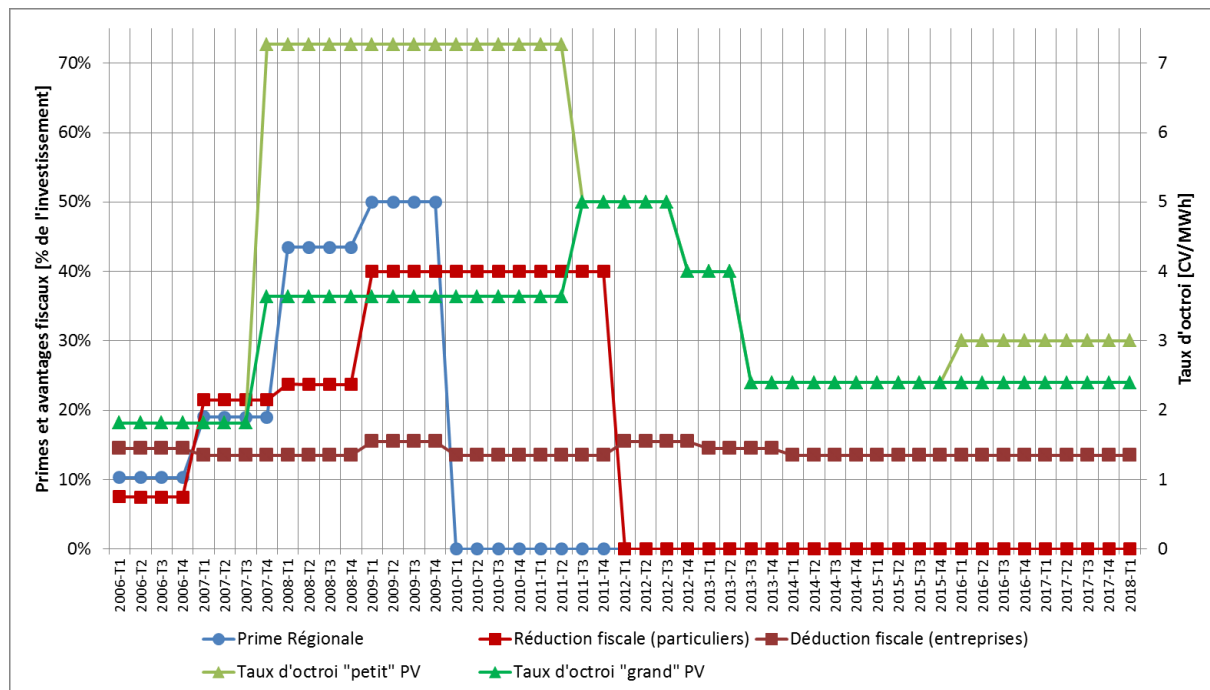


Figure 3 : Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC (BRUGEL 2006-2017)

Source : rapport annuel certificats verts, BRUGEL 2016⁸

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 déductions fiscales ont quant à elle continué jusqu'au premier trimestre 2012 pour les particuliers (courbe rouge). Cette

⁶ Le rapport annuel 2016 de BRUGEL sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine reprend l'évolution trimestrielle sur la période 2006-2016 de ces incitants financiers ainsi que l'évolution du parc de production photovoltaïque résultante.

⁷ 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 sera 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." <https://www.brugel.brussels/actualites/brugel-annonce-la-fin-du-principe-de-la-compensation-sur-la-partie-cout-de-reseau-a-partir-du-1er-janvier-2020-337>

⁸ Le « petit » PV est assimilé aux installations de moins de 20m² qui bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM de 4. Le « grand » PV est assimilé aux installations de plus de 1000m² qui bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM de 2. Les installations d'une surface intermédiaire bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM entre 4 et 2.

figure illustre également les réductions progressives des primes et avantages fiscaux pour le « grand » PV qui marque 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.

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

Par rapport à la situation fin 2016, le parc de 2017 a progressé de 268 installations (+8%) et de 9 286 kWc (+16%), dont plus de 84% de la puissance ajoutée se trouve dans la catégorie des installations des entreprises privées (+7 463 kWc). On relève une diminution de 14 installations pour 33 kWc, suite à la fin de leur éligibilité ou de leur arrêt.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du nombre et des puissances installées par année de mise en service (MES) sur la période 2006-2017, ventilées par type de titulaire : les particuliers, les entreprises privées et les entreprises publiques (administrations).

Tableau 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 types de titulaire

Année MES	Nombre d'installations			Puissance installée [kWc]			Nombre total	Puissance totale [kWc]
	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier	Entreprise Privée	Entreprise Publique	Particulier		
2006	-	4	1	-	28	4	5	32
2007	-	-	21	-	-	38	21	38
2008	8	1	257	68	44	541	266	653
2009	80	2	1 206	603	19	3 156	1 288	3 777
2010	40	11	260	696	68	782	311	1 546
2011	45	22	235	1 613	173	828	302	2 614
2012	87	9	327	10 367	215	1 268	423	11 850
2013	155	23	259	24 832	231	1 071	437	26 134
2014	32	14	74	1 684	149	293	120	2 126
2015	56	26	66	2 908	570	245	148	3 722
2016	64	14	174	3 669	756	663	252	5 089
2017	82	13	149	7 463	805	585	244	8 853
TOTAL	649	139	3 029	53 904	3 057	9 474	3 817	66 435
%	17%	4%	79%	81%	5%	14%	100%	100%

L'analyse de ce tableau indique une tendance générale du marché bruxellois en 2017 : un tassement des installations réalisées par des particuliers et une augmentation de la part réservée aux installations du secteur des entreprises (via fonds propres ou via l'intervention de tiers-investisseurs privés).

Comme l'illustrent les figures ci-dessous, si le marché des particuliers s'est fortement développé jusqu'en 2009, la tendance s'inverse à partir de 2010 et ce surtout en termes de puissance installée.

En effet, les installations dans les entreprises privées se sont progressivement imposées en puissance installée, notamment avec un maximum installé atteint en 2013 avec 24,8 MWc.

Cependant, depuis 2014, ce développement s'est retrouvé « ralenti » à la suite d'une diminution sensible du niveau de soutien des installations des entreprises privées (passage du coefficient multiplicateur de 2,2 à 1,32). On constate également que depuis 2013, la proportion d'établissements publics augmente que ce soit en termes de puissance ou en nombre d'installations.

2017 présente cependant une reprise des installations, essentiellement par les entreprises privées en termes de puissance.

Les deux figures ci-dessous présentent également le nombre d'installations mises en service annuellement et le total des puissances installées annuellement. L'année 2006 n'est pas représentée car le nombre d'installations mises en service est marginal.

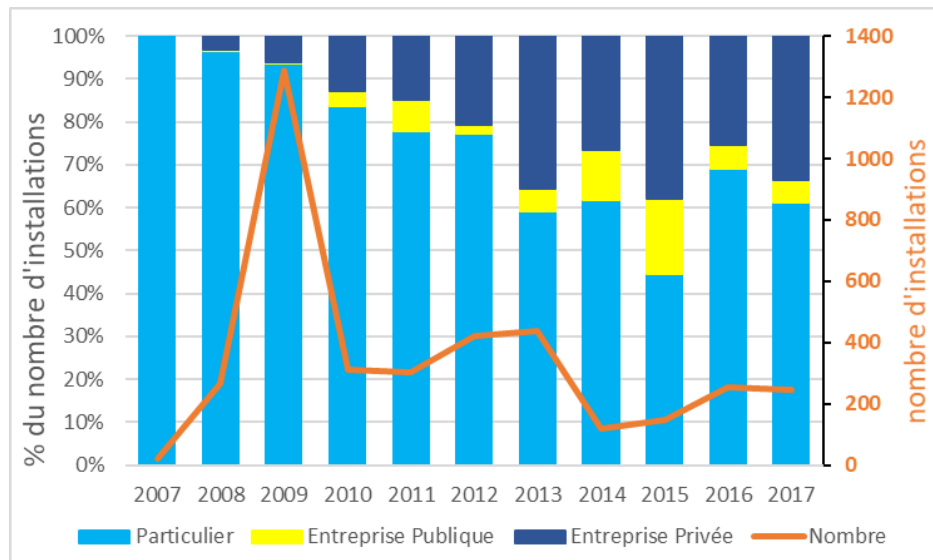


Figure 4 : Evolution du nombre et de la part des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2017)

L'évolution du nombre total d'installations mises en service annuellement fait apparaître un pic en 2009 se chiffrant à 1 288 installations (courbe orange). Ce pic d'installations constaté en 2009 résulte de l'annonce de la suppression de la prime régionale, équivalente à 50% de l'investissement, pour 2010.

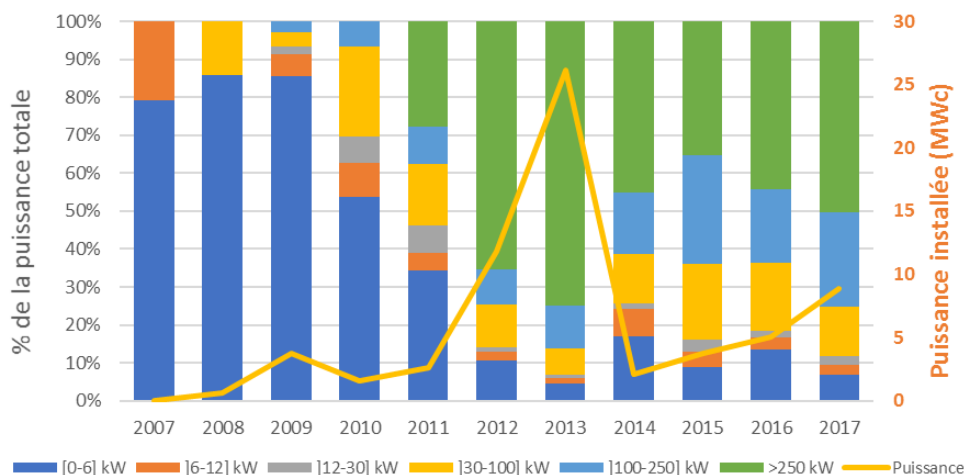


Figure 5 : Evolution des puissances des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2017)

L'évolution de la puissance totale des installations mises en service annuellement fait apparaître un pic en 2013 chiffrant à 26 134 kWc. Ce pic peut être la conséquence d'un investissement massif avant la réduction, courant 2013, du taux d'octroi pour les grands PV (>10kWc).

4.3 Evolution du parc par classe de puissance

En 2017, 68% du nombre des nouvelles installations sont d'une puissance inférieure ou égale à 6 kWc. *A contrario*, en termes de puissance, ce sont principalement les installations de]100-250] kWc avec 25% (+2 188 kWc) et de plus de 250 kWc avec 50% (+4 460 kWc) qui représentent la majorité de la puissance installée en 2017.

Le tableau ci-dessous présente le nombre et les puissances installées par année sur la période de 2006-2017, ventilées par catégorie de puissance.

Tableau 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 2017

Année	Nombre d'installations						Puissance installée en kWc						Nombre total	Puissance totale
	[0-6] kW]6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	[0-6] kW]6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW		
2006	1	4	0	0	0	0	4	28	0	0	0	0	5	32
2007	20	1	0	0	0	0	30	8	0	0	0	0	21	38
2008	264	0	0	2	0	0	562	0	0	91	0	0	266	653
2009	1255	24	5	3	1	0	3233	214	77	151	102	0	1288	3777
2010	282	16	6	6	1	0	830	141	106	368	102	0	311	1546
2011	268	15	8	8	2	1	900	116	188	428	257	723	302	2614
2012	345	31	6	23	7	11	1270	273	116	1332	1108	7751	423	11850
2013	311	37	10	30	20	29	1217	341	212	1819	2932	19613	437	26134
2014	93	15	2	4	3	3	363	152	33	277	340	962	120	2126
2015	99	19	8	12	7	3	335	149	111	744	1076	1308	148	3722
2016	206	19	4	14	5	4	689	162	91	915	975	2257	252	5089
2017	166	27	11	19	12	9	603	239	195	1169	2188	4460	244	8853
Total	3310	208	60	121	58	60	10035	1824	1130	7295	9079	37072	3817	66435
%	87%	5%	2%	3%	2%	2%	15%	3%	2%	11%	14%	56%	100%	100%

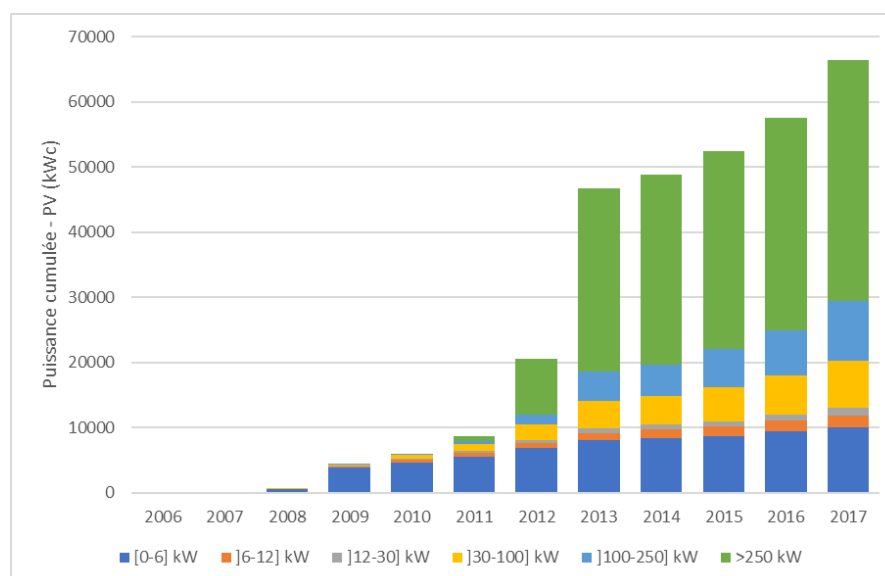


Figure 6 : Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2006 et 2017 ventilée par catégorie de puissance

L'analyse du Tableau 3 indique une tendance générale sur le marché bruxellois : une progression des installations dont la puissance est supérieure à 6 kWc.

Comme l'illustrent les figures ci-dessous, le marché des puissances inférieures ou égales à 6 kWc, même s'il reste majoritaire en nombre d'installation, a tendance à fortement diminuer, à l'exception d'un petit sursaut en 2014 et 2016.

En effet, les installations dont la puissance se situe entre 30 et plus de 250 kWc s'imposent progressivement comme l'illustre parfaitement la figure 8.

Les deux figures ci-dessous présentent également le nombre d'installations mises en service annuellement et le total des puissances installées annuellement, l'année 2006 n'est pas représentée car elle apparaît comme marginale (5 installations).

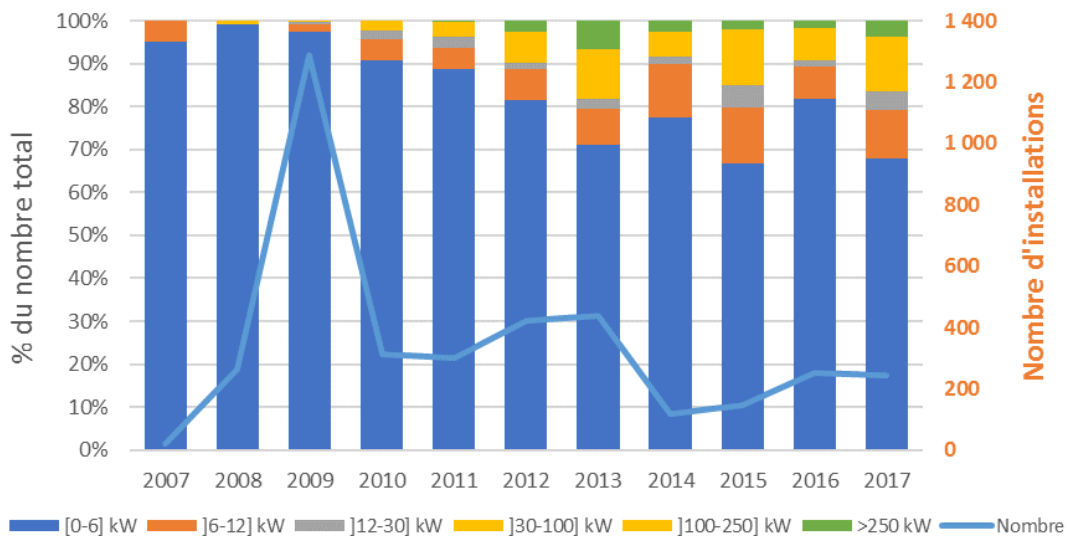


Figure 7 : Evolution de la part et du nombre total des installations du parc PV en RBC par classe de puissance entre 2007 et 2017

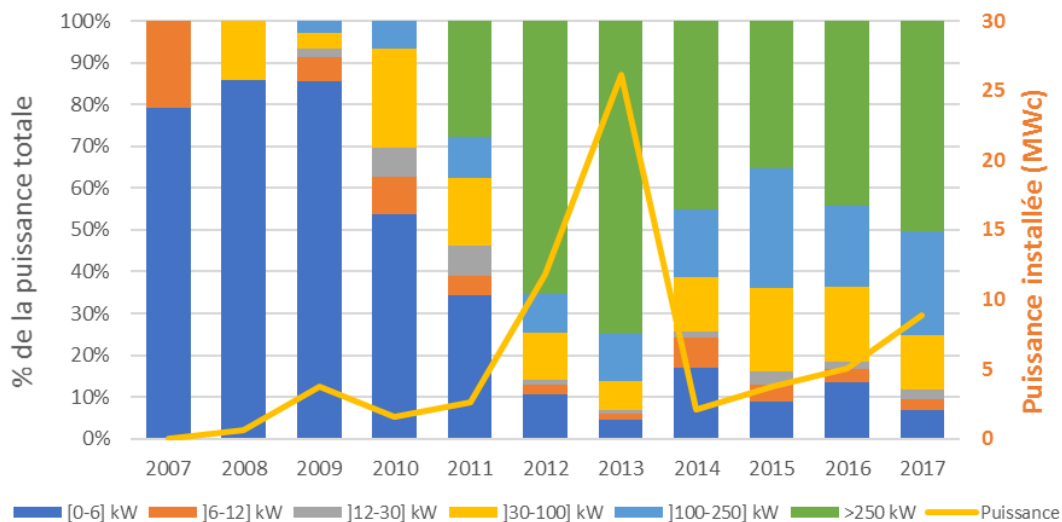


Figure 8 : Evolutions de la part de la puissance totale et de la puissance totale des installations du parc PV en RBC par classe de puissance entre 2007 et 2017

4.4 Comparaison européenne et interrégionale

Sur base des puissances PV installées par pays, publiées par Eurobserv'Er⁹, et des données régionales issues des bilans énergétiques respectifs, il est possible de comparer les puissances installées par habitant ou km² des régions étudiées. Bien entendu ces deux présentations sont biaisées du fait que la Région bruxelloise est une région urbaine disposant d'une densité bâtie très élevée.

La figure ci-dessous présente, pour l'année 2017, les densités de puissance par 1 000 habitants des pays de l'Union européenne et des trois régions belges. La Région de Bruxelles-Capitale avec 52 kWc par 1 000 habitants se situe bien en deçà des moyennes belge et régionales. Avec 210 kWc/1 000 hab., la densité de l'Europe des 27 est quatre fois supérieure à la densité bruxelloise.

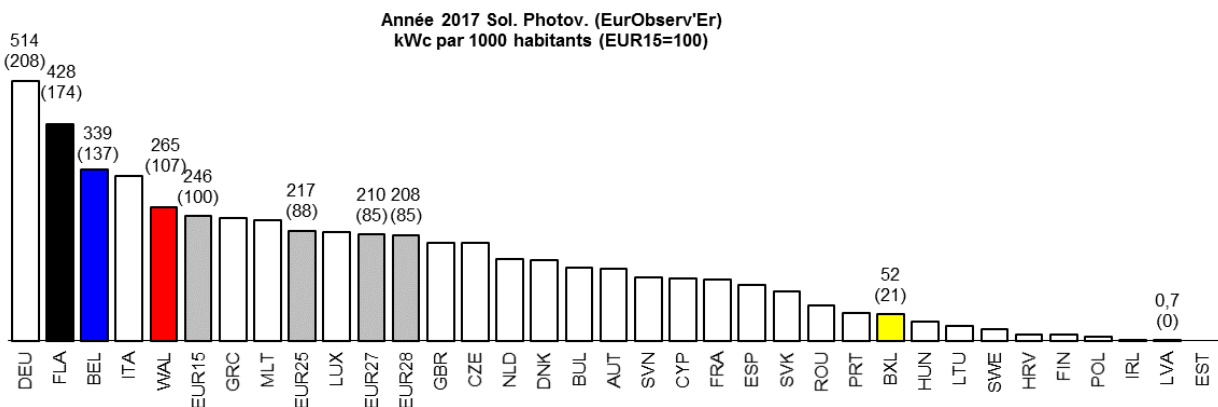


Figure 9 : Densités européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par 1 000 habitants
Source : baromètre photovoltaïque, Eurobserv'Er avril 2018

Si l'on ramène la puissance installée à la superficie du territoire concerné, la RBC arrive en tête du classement avec 385 kWc par km².

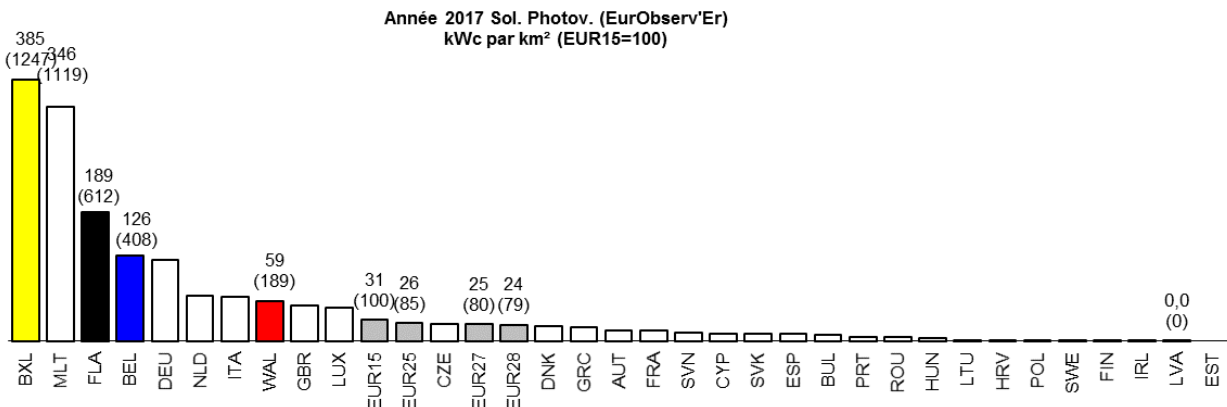


Figure 10 : Densité européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par km²
Source : baromètre photovoltaïque, Eurobserv'Er avril 2018

⁹ Consortium spécialisé dans le suivi du développement des énergies renouvelables dans l'Union européenne

5 Analyse détaillée du matériel installé

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

- 1 Puissance spécifique des panneaux (Wc/m^2) et rendement ;
- 2 Parts de marché des fabricants de panneaux ;
- 3 Parts de marché des fabricants d'onduleurs ;
- 4 Origine de production des panneaux.

Chacun de ces indicateurs est présenté séparément dans les parties qui suivent.

Ces données sont spécifiques au parc d'installations mis en place en RBC. D'autres données spécifiques ne sont pas collectées actuellement (ou mises à disposition) par BRUGEL, mais mériteraient également de faire l'objet d'une analyse. Citons entre-autres les informations suivantes :

- le type de cellules utilisées : silicium mono et poly-cristallin, couches minces, etc. ;
- le type d'onduleurs ;
- le mode d'intégration au bâti bruxellois : panneaux classiques rigides ou intégration de matériaux photovoltaïques dans le bâtiment (BIPV¹⁰) ;
- le type de montage : toiture plate, inclinée ou façade, avec surimposition ou intégré, au sol avec ou sans suiveurs solaires, etc.

Elles ne sont cependant pas reprises dans le présent rapport.

¹⁰ Building-Integrated PhotoVoltaïcs

5.1 Résumé des faits marquants

L'analyse de la puissance spécifique des panneaux et de leur rendement montre :

- Une amélioration globale de la puissance spécifique (Wc/m^2) au cours du temps (MES 2007 à 2017), toute catégorie de puissance installée confondue, passant de 126 à 180 Wc/m^2 ;
- Des valeurs de puissances spécifiques moyennes situées entre 152 et 161 Wc/m^2 sans différence statistiquement significative observée entre les différentes catégories de puissances installées, indépendamment de leur année de mis en service ;
- Une valeur de puissance spécifique moyenne pondérée de 146 Wc/m^2 pour les 3 792 installations d'une superficie totale de 444 242 m^2 ;
- Une surreprésentation (80,5%) des installations à rendement moyen (classe définie comme strictement supérieure à 125 et inférieure ou égale à 175 Wc/m^2) mais un parc à haut rendement en hausse de 4% par rapport à 2016 (12,5% > 175 Wc/m^2).

L'analyse des parts de marché des producteurs de panneaux et des onduleurs montre :

- Que la diversité des fournisseurs d'onduleurs en RBC est plus faible que la diversité des producteurs de panneaux : les dix premières marques de producteurs de panneaux représentent 62% du marché concernant la puissance installée pour le parc total tandis que les neuf premières marques d'onduleurs concentrent 86% du parc total avec deux marques dominantes à 55% ;
- Que la diversité des acteurs de production de panneaux est plus importante pour les installations de moins de 10 kWc, au sein desquelles les dix premières marques dominantes ne détiennent que 35% de la puissance installée du marché, avec également 42% d'inconnu ;
- Que la diversité des acteurs de production de panneaux est moins importante pour les installations de plus grande taille installées par les entreprises (publiques ou privées) où dix marques détiennent 67% de la puissance installée., avec seulement 2% d'inconnus.

L'analyse sur l'origine des modules montre que les panneaux de marque chinoise dominent le marché en matière de puissance installée (60%).

5.2 Puissance spécifique des panneaux

L'analyse de la puissance spécifique des panneaux renseigne sur le calcul du dimensionnement des installations PV en RBC. Ce chapitre permettra de vérifier si le manque potentiel de superficie en toiture en zone urbaine encourage l'installation de panneaux à plus forte puissance spécifique.

5.2.1 Définition de l'indicateur

La banque de données BRUGEL renseigne la puissance crête (Wc) ainsi que la surface des panneaux (m^2) installés en RBC.

Sur base de ces informations, la puissance spécifique des panneaux peut être directement calculée en divisant la puissance par la surface (Wc/m^2).

La notion de rendement interviendra dans la suite du rapport pour caractériser les installations entre elles. Cette notion part du principe que plus la puissance spécifique est élevée pour un panneau, plus ce dernier rentabilisera l'ensoleillement reçu et aura donc un « bon rendement » de transformation au m^2 .

Afin de pouvoir caractériser le parc de production, les installations ont été regroupées selon les trois catégories de rendement suivantes :

- Module à faible rendement : $\leq 125 \text{ Wc/m}^2$
- Module à moyen rendement : > 125 et $\leq 175 \text{ Wc/m}^2$
- Module à haut rendement : > 175 et $\leq 215 \text{ Wc/m}^2$

5.2.2 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée, sa représentativité et le nombre d'*outliers* identifiés. L'analyse porte sur la totalité du parc, y compris les installations qui ne sont plus actives en 2017.

Tableau 4 : Taille de l'échantillon pour l'analyse du rendement des panneaux du parc PV 2017 en RBC

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW	[6-12] kW	[12-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations fin 2017	3 335	208	61	122	58	60	3 844
Nombre d'installations analysées	3 294	200	60	122	58	58	3 792
% du nombre total d'installations	99,5%	96,2%	100,0%	100,0%	100,0%	96,7%	99,3%
Nombre d' <i>outliers</i>	2	28	2	14	11	0	57
<i>Outliers</i> en % de l'analyse	0,1%	14,0%	3,3%	11,5%	19,0%	0,0%	1,5%

La quasi-totalité des installations du jeu de données pourront être analysées, l'échantillon est donc parfaitement représentatif. Parmi les 52 installations rejetées, 20 ne renseignent aucune superficie et 32 possèdent une puissance spécifique supérieure à 215 Wc/m^2 .

Le jeu de données restant compte 57 *outliers*, soit 1,5% de l'échantillon total analysé.

5.2.3 Résultats : tendances d'évolution de l'indicateur

A. Analyse en fonction de la catégorie de puissance

La puissance spécifique des installations photovoltaïques en Région Bruxelles Capitale est étudiée par catégorie de puissance, indépendamment de la date de mise en service (MES).

La figure ci-dessous illustre la distribution des puissances spécifiques des installations (Wc/m^2) en fonction de la catégorie de puissance des installations : [0-6] kWc ; [6-12] kWc ; [12-30] kWc ; [30-100] kWc ; [100-250] kWc ; >250 kWc.

Comme le montre l'observation de la figure ci-dessous, le rendement médian d'une installation PV ne semble pas être influencé par la catégorie de puissance (rendement compris entre 152 et 158 Wc/m^2 , soit moins de 5% d'écart).

Par contre, on constate que l'amplitude de la distribution (écart interquartile) diminue pour les catégories de puissances supérieures, probablement en raison de caractéristiques plus stables dans le matériel installé.

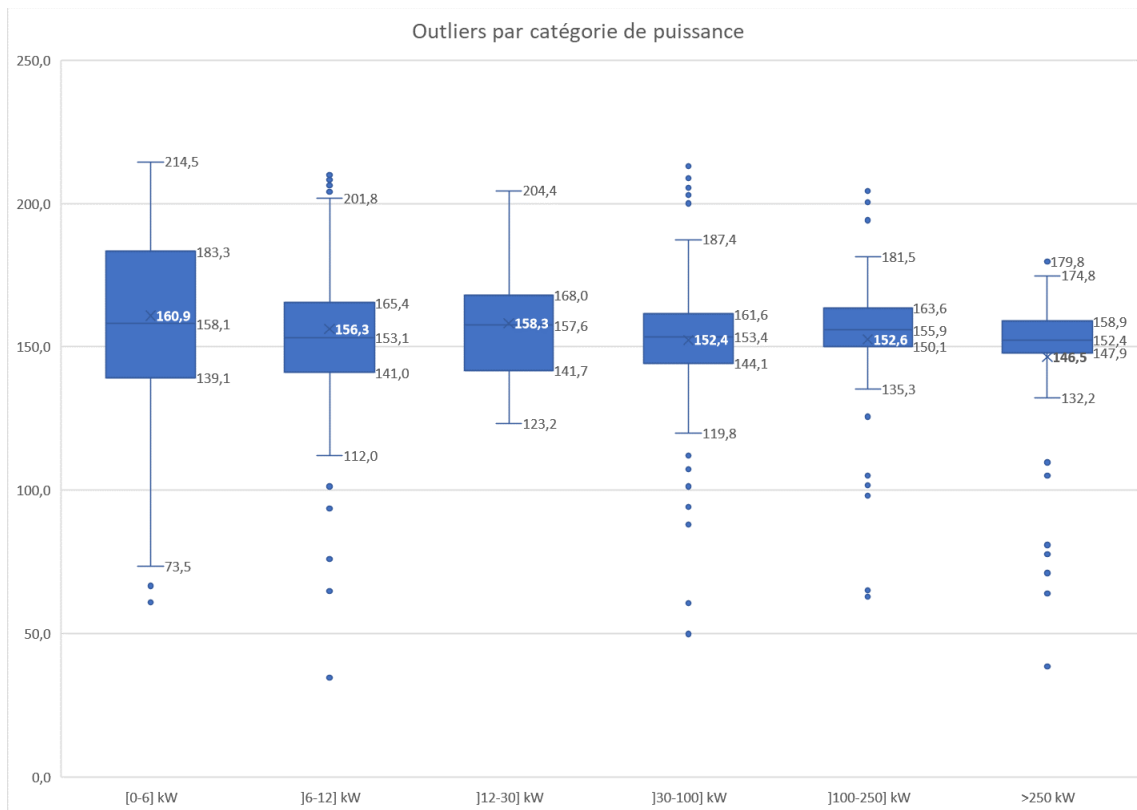


Figure 11 : Puissance spécifique des installations du parc PV 2017 en RBC par catégorie de puissance (Wc/m²)

A la lecture du tableau ci-dessous, on remarque bien la faible variabilité de la médiane, même si l'analyse des moyennes (simple et pondérée) indique une tendance à la baisse de la puissance spécifique avec l'augmentation de la catégorie de puissance, environ 10% de moins. Vu la grande variabilité des données, ceci n'est pas statistiquement significatif.

Tableau 5 : Puissance spécifique [Wc/m²] des panneaux du parc PV 2017 en RBC

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW]6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
% du nombre d'installations	86,9%	5,3%	1,6%	3,2%	1,5%	1,5%	100%
% de la puissance installée	15,3%	2,7%	1,7%	11,3%	14,0%	55,0%	100%
Médiane (med)	158,1	153,1	157,6	153,4	155,9	152,4	156,3
Moyenne simple (ms)	160,9	156,3	158,3	152,4	152,6	146,5	160,0
Moyenne pondérée (mp)	159,1	148,7	156,3	145,1	145,7	143,3	146,4
Total = 100 (mp)	109	102	107	99	100	98	100

L'analyse de la puissance spécifique en fonction de l'année de mise en service (MES), représentée à la figure 12 ci-dessous, montre que les panneaux récents présentent une puissance spécifique moyenne plus élevée que les panneaux plus anciens, avec toutefois une grande amplitude dans les résultats annuels. Vu le faible échantillon de 2006, cette année n'est pas représentée.

Tant la médiane (de 126 à 181 Wc/m²) que la moyenne simple (de 133 à 183 Wc/m²) montrent une évolution positive d'environ 40%. Le tableau ci-dessous reprend également la moyenne pondérée, qui évolue moins significativement (de 121 à 138 Wc/m²).

Tableau 6 : Puissance spécifique [Wc/m^2] des panneaux en RBC par année de MES

Année de mise en service	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Médiane (med)	133	136	143	146	150	159	156	160	160	166	183
Moyenne simple (ms)	126	138	152	156	159	169	167	170	168	178	181
Moyenne pondérée (mp)	121	137	143	144	148	152	146	113	155	163	138
2007 = 100 (mp)	100,0	112,9	117,8	118,7	121,6	125,0	120,6	93,0	127,6	134,2	114,0

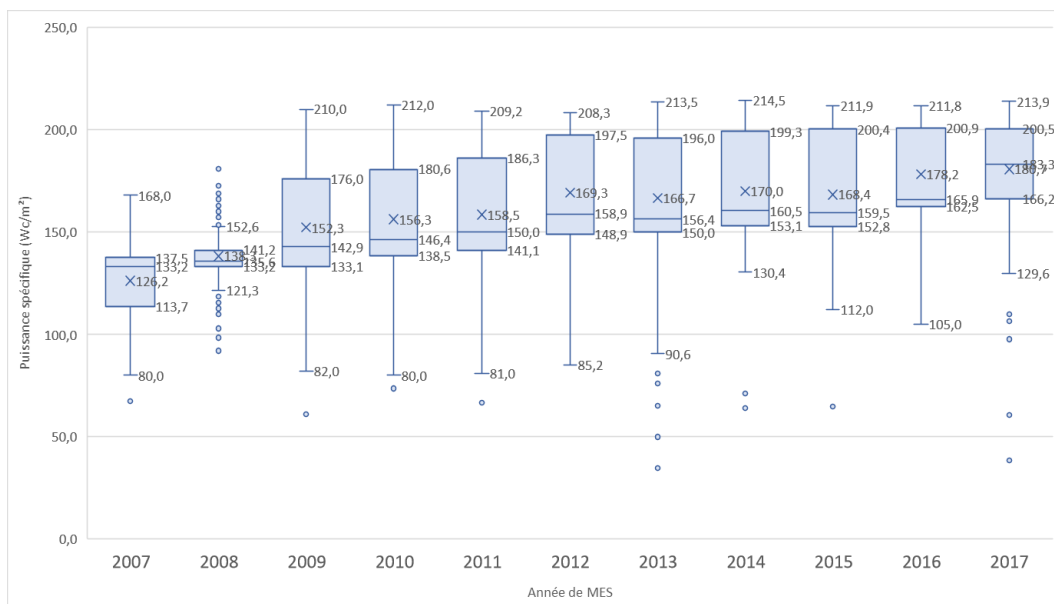


Figure 12 : Puissance spécifique [Wc/m^2] des installations du parc PV 2017 en RBC par année de MES

Si l'on croise avec les classes de puissance (Figure 13), on remarque globalement une amélioration de cet indicateur au cours du temps pour les différentes classes analysées.

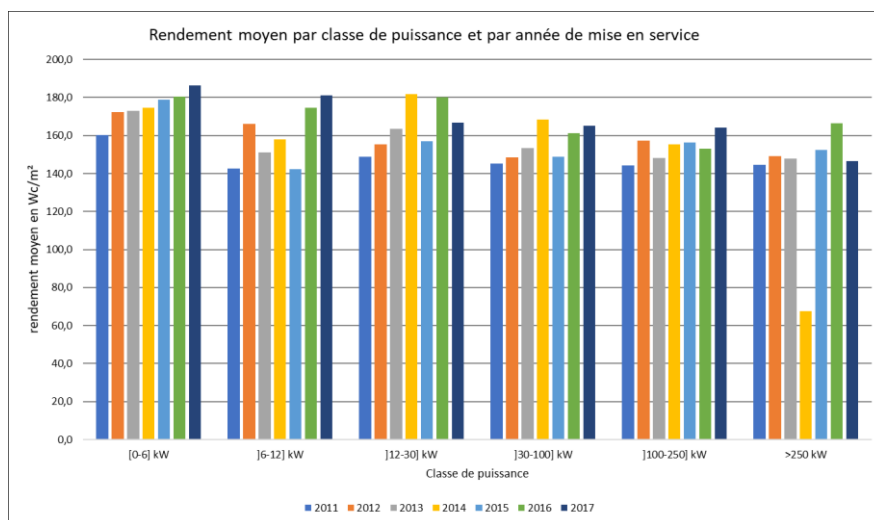


Figure 13 : Puissance spécifique [Wc/m^2] par année de mise en service et classe de puissance [kW]

B. Analyse en fonction de la classe de rendement

Sur base de l'échantillon analysé, les 3 792 installations couvrent une superficie de 444 242 m² fin 2017 en Région de Bruxelles-Capitale et possèdent une puissance spécifique moyenne pondérée de 146 Wc/m².

Le tableau ci-dessous comprend les parts de marché (% en nombre d'installations et % en kWc installés) et la puissance spécifique moyenne des trois classes de rendement sur base de l'échantillon analysé. Il est à noter que la part des installations à haut rendement est en progression par rapport à l'année précédente (+2% en nombre et +4% en puissance).

Tableau 7 : Répartition des installations du parc PV fin 2017 en RBC selon la classe de rendement

	% du nombre d'installations	% des puissances installées	Puissance spécifique (Wc/m ²)	
			Moyenne simple	Moyenne pondérée
Faible rendement <= 125	5,12%	6,96%	105,5	78,0
Moyen rendement > 125 et <= 175	62,34%	80,52%	147,7	152,6
Haut rendement > 175 et <= 215	32,54%	12,52%	192,2	189,3
Total	100%	100%	160,0	146,4

La figure ci-dessous de type « nuage de points » illustre les différentes valeurs obtenues pour l'ensemble des installations. On remarque que les classes de puissance spécifique sont bien dispersées, indépendamment de la puissance installée, jusqu'à une puissance de 425 kWc. Au-delà de cette puissance, les installations présentent toutes un rendement moyen, à une exception près.

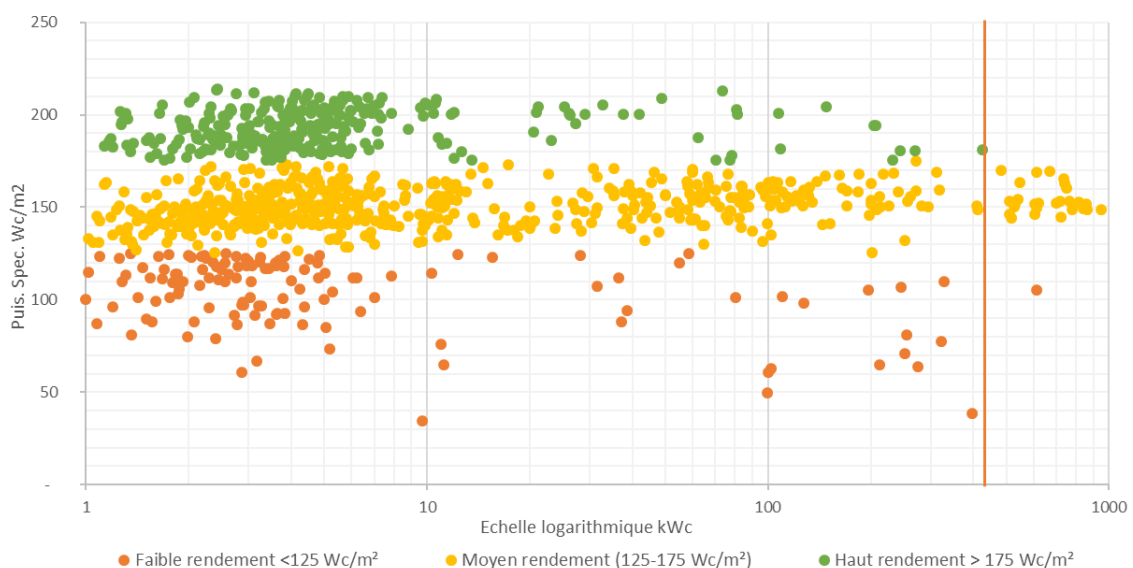


Figure 14 : Puissance spécifique [Wc/m²] et puissance installée (kWc) des installations du parc PV en RBC fin 2017 avec distinction colorées des classes de rendement.

5.3 Parts de marché des fabricants de panneaux

L'analyse des parts de marché des différents types de matériel utilisé pour les installations photovoltaïques doit permettre d'identifier les grandes tendances sur le marché bruxellois et de les situer par rapport à celles observées dans le monde.

5.3.1 Echantillon analysé

Aucun autre filtre n'a été appliqué, les données présentées pour cet indicateur se rapportent donc à l'ensemble des données fournies. Cependant, le nom du fabricant n'est pas disponible dans le jeu de données pour 1 738 installations (45% du parc) et 5 402 kWc (8% de la puissance). Ces installations ont été basculées dans la catégorie « inconnu ». Les marques les moins représentées sont regroupées dans la catégorie « autres », généralement avec moins de 1% de part de marché.

5.3.2 Résultats

5.3.2.1 Tendances d'évolution de l'indicateur

Le top 10 des marques de panneaux concentre plus de 62% du marché en termes de puissance installée pour le parc total, compte tenu également de 8% du parc avec des marques inconnues (ou multi-marques pour les plus grandes installations).

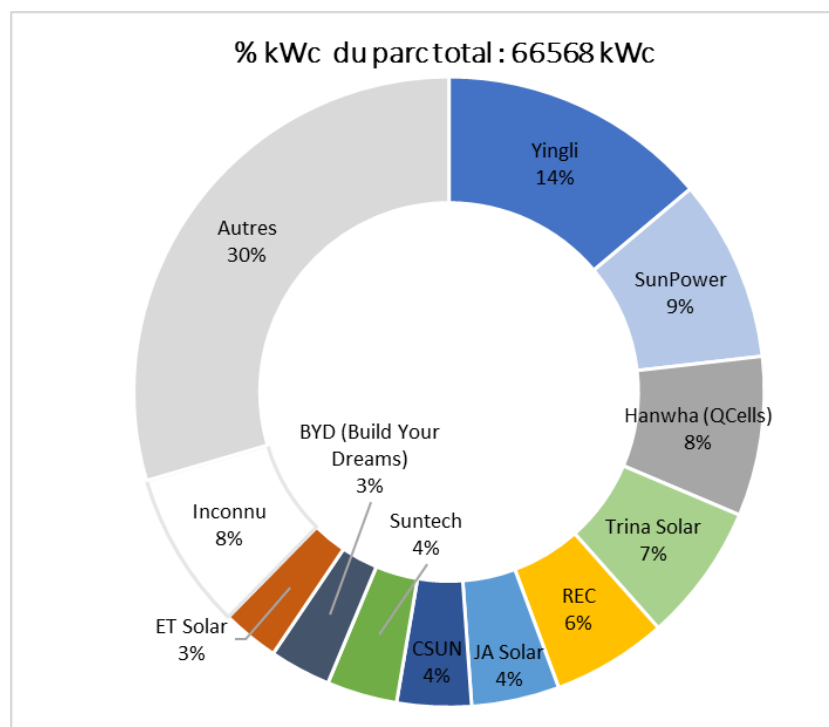


Figure 15 : Top 10 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2017

Les figures ci-dessous présentent les parts de marché du top 10 des marques de panneaux en RBC par classe de puissance ≤ 12 kWc et > 12 kWc.

Pour les installations supérieures à 12 kWc, les 10 premières marques totalisent ensemble 68% du marché, dont 9 sont présentes dans le top 10. Seuls 1% du parc ne disposent pas de l'information sur la marque (inconnu).

Pour les installations inférieures à 12 kWc, les 10 premières marques détiennent seulement 35% du marché, dont seules 5 marques figurent dans le top 10 des parts de marché (SunPower, Hanwha (QCells), REC, Yingli et ET Solar). Mais cette faible proportion est également à mettre en regard de la part importante d'installation sans marque connue, qui s'élève à 40% du total.

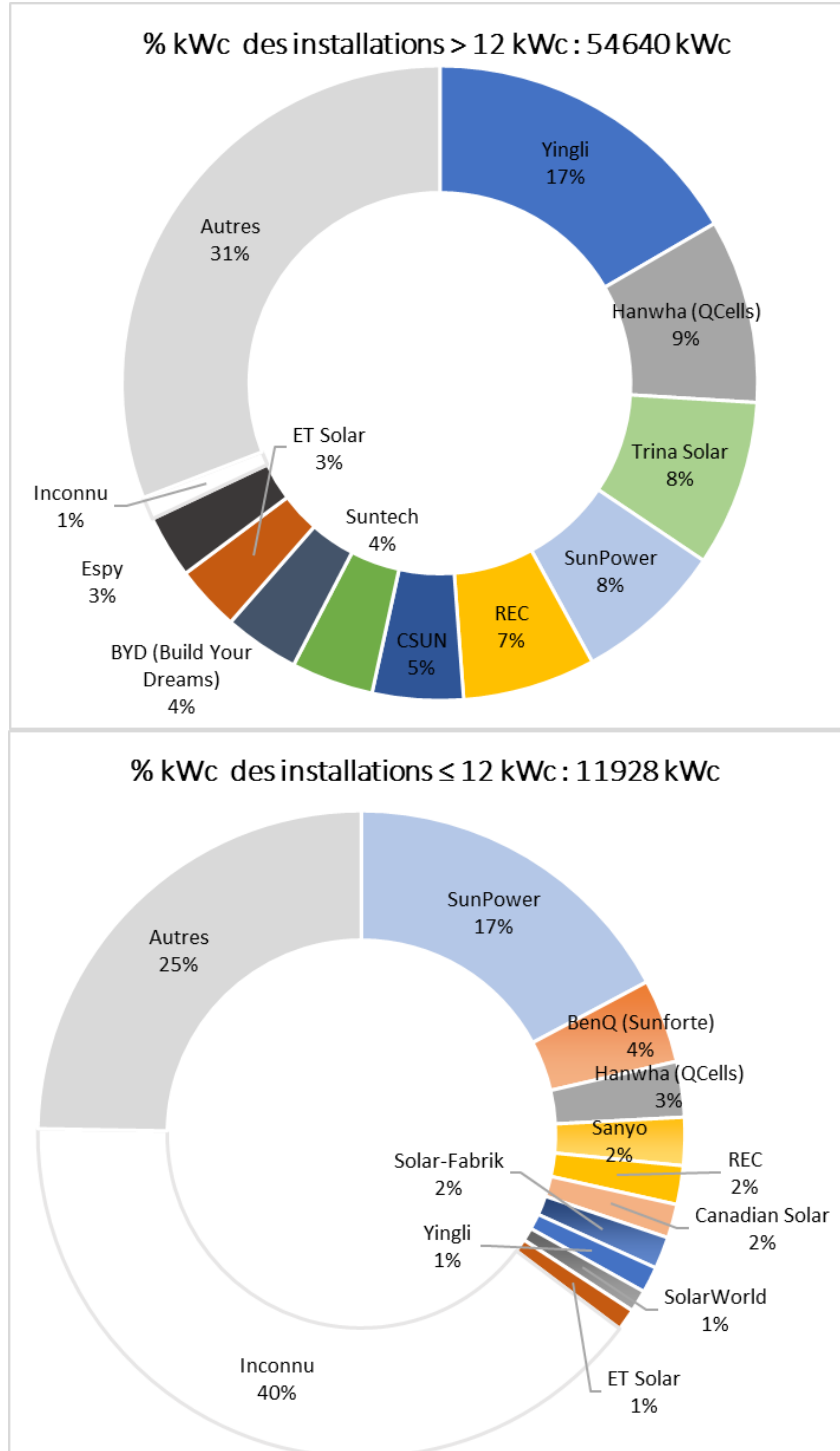


Figure 16 : Top 10 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2017 p

Si on analyse la répartition par titulaire, on observe que pour les puissances installées par les entreprises (privées et publiques), les 10 premières marques totalisent 66% du marché, dont 5 marques seulement

se partagent pratiquement 47% de ce marché. Dans les 34% restants, 2% du jeu de données ne renseignent aucune information concernant le fabricant des panneaux.

Parmi les installations des particuliers, les 10 premières marques totalisent à peine 32% du marché, mais les 5 premières marques se partagent pratiquement 31% du marché. Dans les 64% restants, 45% ne disposent d'aucune information concernant le fabricant des panneaux (inconnu).

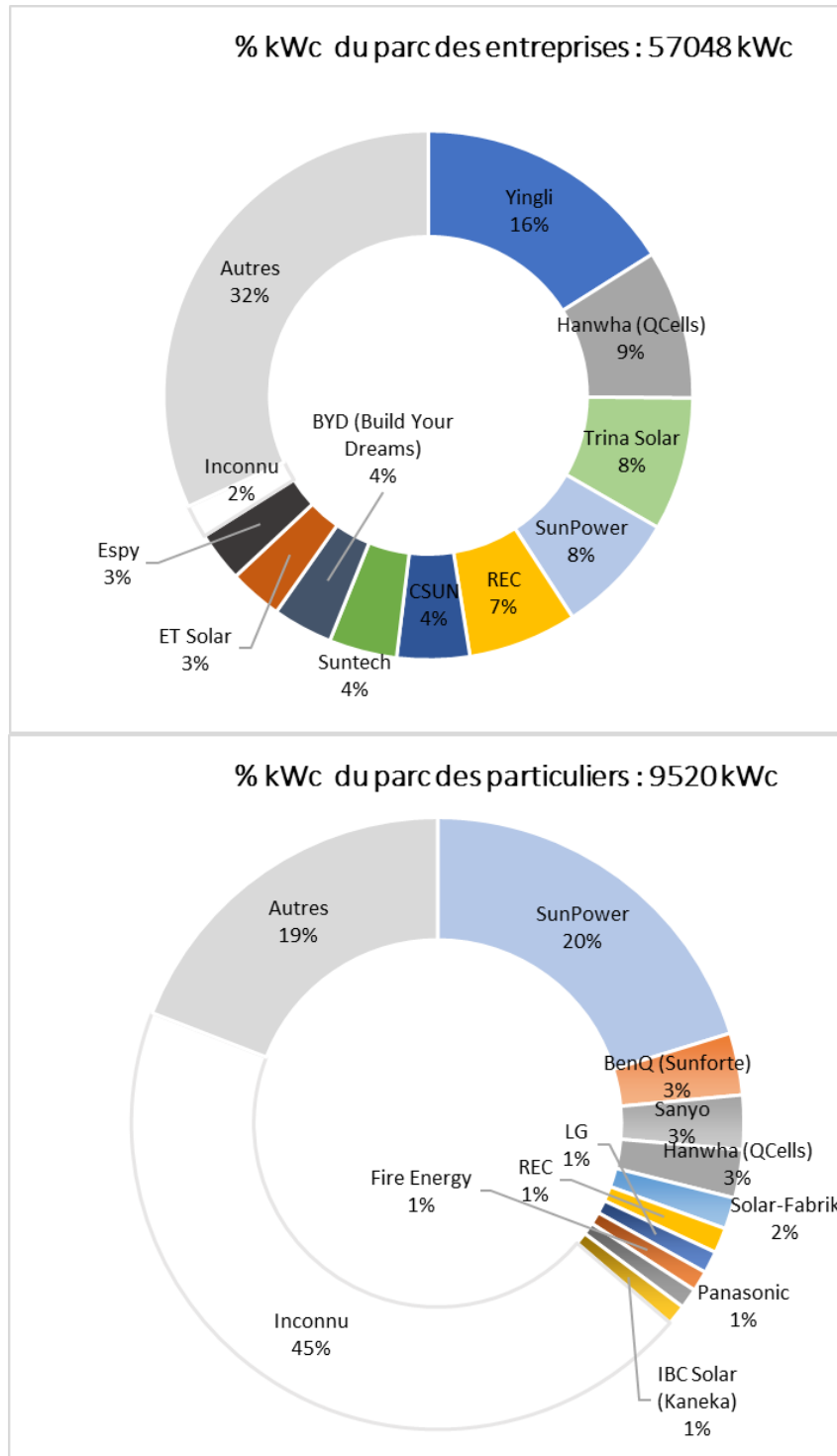


Figure 17 : Top 10 des marques de panneaux du parc PV fin 2017 en RBC installés par les entreprises et par les particuliers

La figure ci-dessous présente l'évolution des parts de marché des panneaux mis en service depuis 2012, mais aussi les puissances totales installées, dont il faut noter le pic en 2013 (26.13 MWc).

On constate qu'à partir de 2014, des marques comme Issol (Cenit), BenQ, Trina Solar ou REC occupent proportionnellement des parts de marché plus importantes. Cependant, notons que cette évolution s'est réalisée sur un marché bruxellois fortement en baisse par rapport aux années antérieures. Par ailleurs, en 2017, à l'exception de Trina Solar, ces autres marques baissent fortement et Yingli refait un retour en force ainsi que JA Solar.

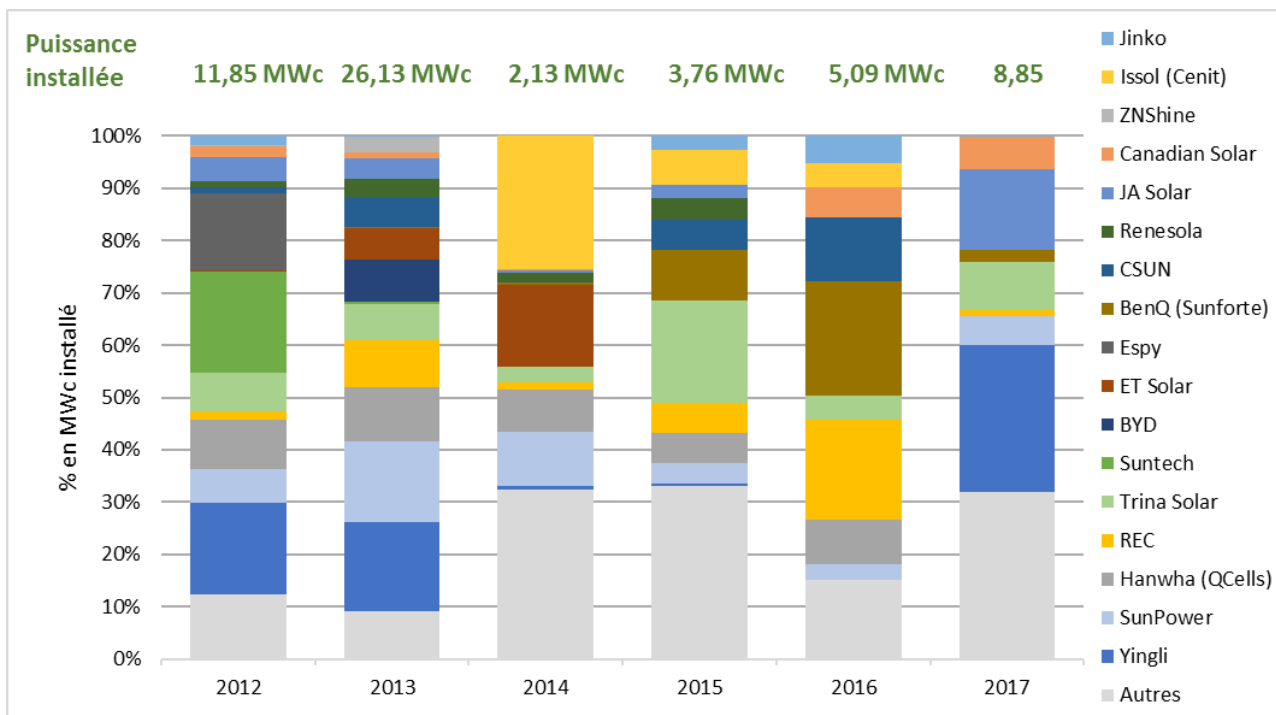


Figure 18 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2017

5.3.2.2 Comparaison avec les données du marché mondial de fabricants de panneaux

Selon Eurobserv'ER : « La partie amont de la filière, qui va de l'extraction de matières premières à la production de modules, est plus chinoise que jamais. Ainsi, sur les dix entreprises qui ont livré le plus de modules en 2017 (Jinko Solar, Trina Solar, Canadian Solar, JA Solar, Hanwha Q Cells, GCL-SI, LONGi Solar, Risen Energy, Shunfeng et Yingli Solar), neuf sont chinoises et une est coréenne (Hanwha Q Cells). Les livraisons de ces dix entreprises représentent 57 GW en 2017, soit 58 % des installations de l'année. La première, Jinko Solar, a livré quasiment 10 GW à elle seule, soit 10 % du marché. ».

Le tableau ci-dessous reprend les principaux fabricants de modules photovoltaïques en 2016 et 2017 au niveau mondial.

Tableau 8 : Principaux fabricants de modules photovoltaïques dans le monde en 2016 et 2017.
(Source : Eurobserv'ER)

Entreprise	Pays	Localisation des lignes de production	Capacité de prod. (MW)	Livraisons mondiales de modules en MW ¹¹	
			2017	2016	2017
Jinko Solar	Chine	Chine, Malaisie, Afrique du Sud, Portugal	8 000	5 924	10 000
Trina Solar	Chine	Chine	n.c.	6 656	n.c.
Canadian Solar	Chine	Canada, Chine	8 110	5 232	6 828
JA Solar	Chine	Chine	5 500	4 607	6 755
Risen Energy	Chine	Chine	4 500	n.c.	n.c.
Hanwha Qcells	Corée	Chine, Allemagne	4 300	4 583	5 438
Yingli Solar	Chine	Chine, Thaïlande	4 000	2 170	2 700
Talesun	Chine	Chine	2 800	n.c.	2 500
First Solar	Etats-Unis	Malaisie, Etats-Unis	2 200	3 300	n.c.
SunPower	Etats-Unis	Etats-Unis, Philippines	1 900	1 339	1 380

En comparant les données de ce tableau avec les marques de panneaux mis en service en RBC (cf. Figure I6), on constate que quatre des cinq marques les plus utilisées en RBC (Yingli, SunPower, Hanwha-Qcells, Trina Solar) font partie des principaux fabricants de modules dans le monde.

¹¹ Source : Baromètre photovoltaïque – EurObserv'ER – publication annuelle

5.4 Parts de marché des fabricants d'onduleurs

5.4.1 Echantillon analysé

Aucun autre filtre n'a été appliqué, les données présentées pour cet indicateur se rapportent donc à l'ensemble des données fournies. Les informations sur le fabricant ne sont cependant pas toujours disponibles dans le jeu de données. Pour 1 620 installations (4,1% du parc) et 5 657 kWc (8,5% de la puissance), le nom du fabricant n'est pas disponible, ces installations ont été basculées dans la catégorie « inconnu ». Les marques les moins représentées sont regroupées dans la catégorie « autres ».

5.4.2 Résultats : tendances de l'indicateur

La figure ci-dessous présente les parts de marché du top 9 des marques d'onduleurs en RBC.

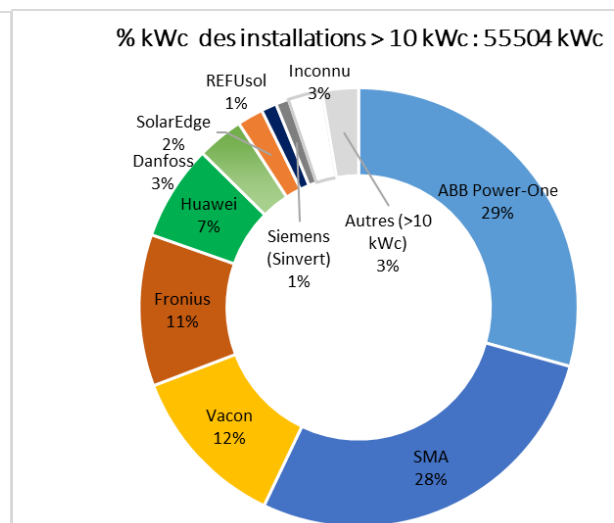
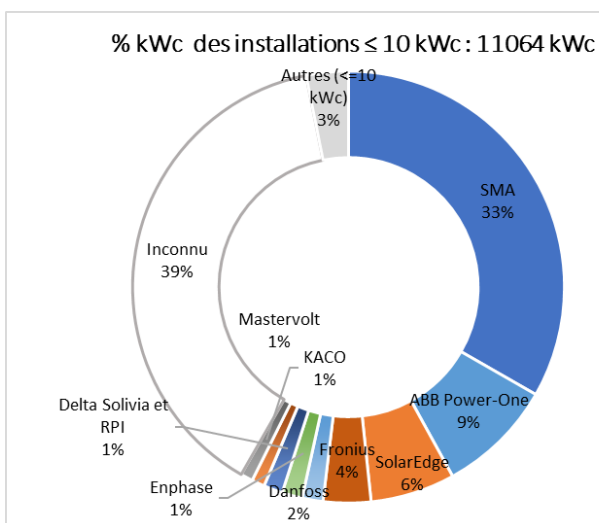
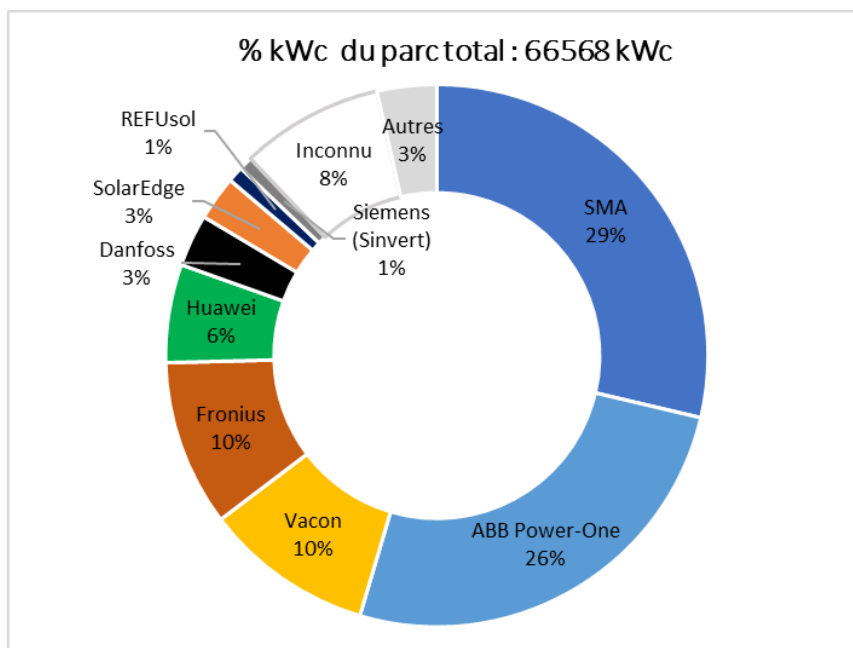


Figure 19 : Top 9 des marques d'onduleur du parc PV fin 2017 en RBC

On constate que le marché des onduleurs est plus concentré que celui des panneaux puisque le top 9 des marques d'onduleur concentre 86% du marché en RBC et que deux marques (SMA –29% et ABB Power-One – 26%) dominent le marché bruxellois avec 55% de parts de marché, en léger recul par rapport aux années précédentes. Quant aux petites installations (≤ 10 kWc), SMA occupe la première place avec 33% de part de marché.

Parmi les fabricants du top 9, la plupart sont des leaders mondiaux dans le domaine des onduleurs pour installations photovoltaïques. Aucune singularité n'est donc observée sur le marché bruxellois en ce qui concerne les fabricants d'onduleurs. Il est à noter que tous ces fabricants du top 9 sont des groupes basés en Europe et la plupart disposent toujours d'usines en Europe dédiées à la fabrication des onduleurs.

La figure ci-dessous présente l'évolution des parts de marché des onduleurs mis en service depuis 2012.

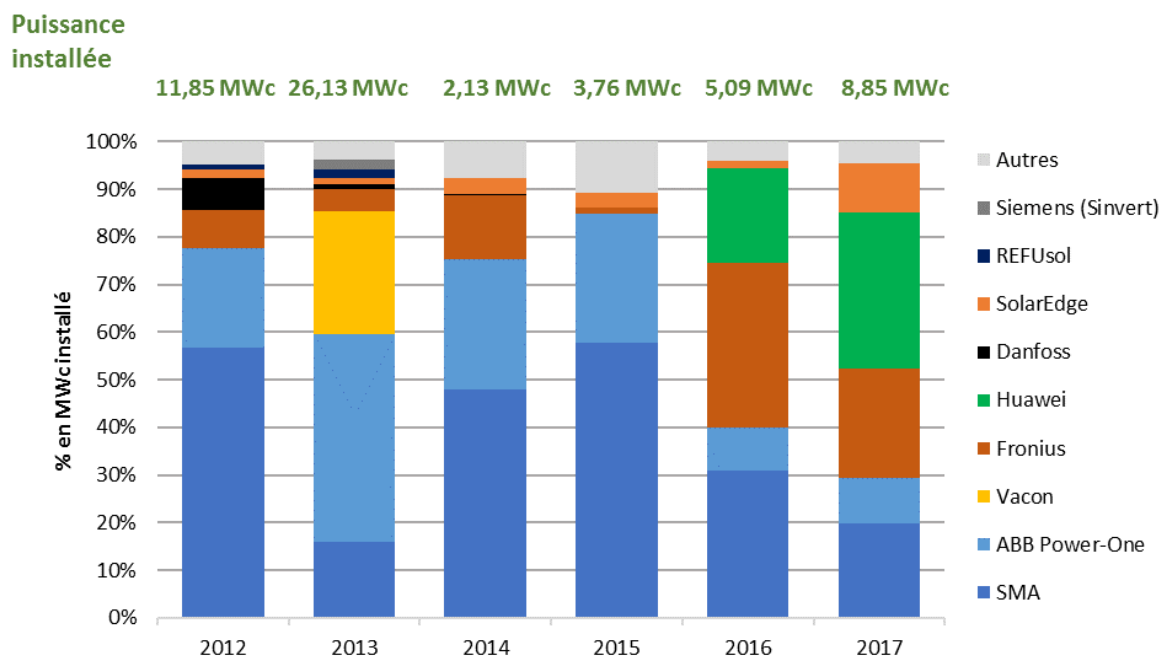


Figure 20 : Evolution des parts de marché des onduleurs du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2017

Comme l'illustre la Figure 20, SMA et ABB Power-One dominent le marché des onduleurs sur la période 2012-2017, mais de manière moins prédominante ces dernières années. En 2016, deux marques font significativement leur apparition : Fronius et Huawei avec un tiers et un cinquième du marché. Leurs parts respectives s'inversent entre 2016 et 2017. En 2017, SolarEdge, déjà présent précédemment, fait une percée et occupe 10% du marché.

Il est à noter que Vacon a fait une apparition en 2013, de manière importante avec 26% du marché, mais il n'est plus présent depuis lors.

5.5 Origine des modules

L'objectif de cette section est de présenter l'origine (lieu de production de la chaîne principale) des panneaux installés en RBC ainsi que les tendances d'évolution dans le temps de ces origines.

5.5.1 Echantillon analysé

Aucun autre filtre n'a été appliqué, les données présentées pour cet indicateur se rapportent donc à l'ensemble des données fournies. Les informations sur le fabricant ne sont cependant pas toujours disponibles dans le jeu de données. L'origine est définie comme 'indéterminée' lorsque c'était le cas.

5.5.2 Résultats : tendances de l'indicateur

La figure ci-dessous présente l'évolution des parts de marché par origine des panneaux pour les cinq dernières années de mise en service. Par hypothèse, on entend par pays d'origine des panneaux, le pays où se trouve la ligne de production et d'assemblage principale des panneaux.

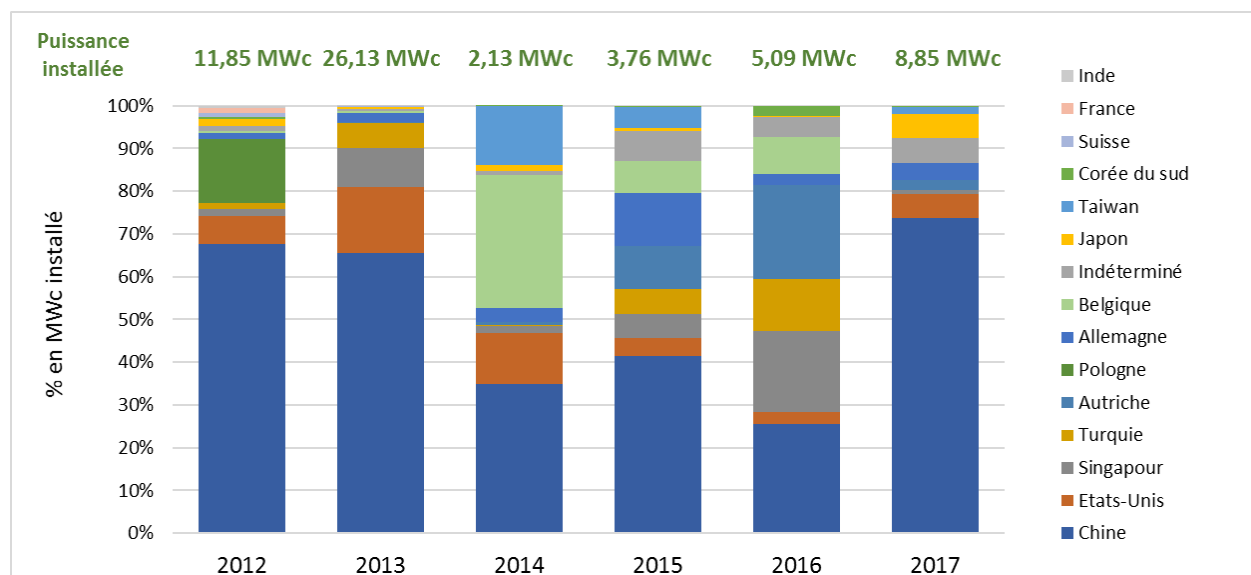


Figure 21 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBD mis en service entre 2012 et 2016 en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés)

On constate que les panneaux fabriqués en Chine dominent le marché en termes de puissance installée et, malgré une tendance à la baisse observée entre 2012 et 2016, présentent une nouvelle vigueur en 2017, avec près de trois-quarts des puissances installées.

La figure 22 présente la répartition du parc total installé, on y remarque que la Chine y représente 60% du parc installé, suivie de loin par les Etats-Unis avec 10% et Singapour avec 6%. Les autres pays d'origine des panneaux sont sous la barre des 5%.

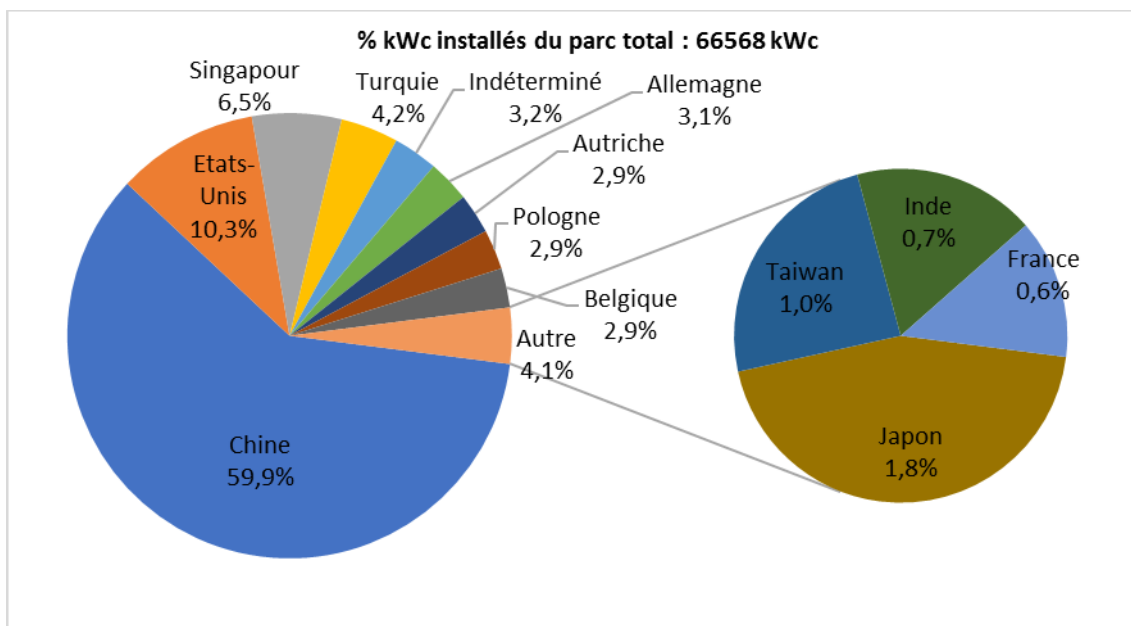


Figure 22 : Parts de marché du parc total des panneaux du parc PV fin 2017 en RBC en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés)

6 Prix des installations

L'analyse des prix des installations de panneaux photovoltaïque pratiqués sur le marché bruxellois sur la période 2012-2017 présentée ci-dessous complète l'analyse des prix réalisée annuellement par BRUGEL pour actualiser les paramètres économiques utilisés dans la formule de calcul pour le coefficient multiplicateur appliqué au nombre de CV octroyés aux installations photovoltaïques.

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, puissance de l'installation, pays d'origine du fabricant de panneaux et technologie (puissance spécifique du panneau en Wc/m²).

Les prix renseignés dans la banque de données sont repris tels quels et sont supposés couvrir l'ensemble des coûts du projet¹² 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 TVA¹³. 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 sont pas corrigés de l'inflation, la comparaison porte donc sur des euros courants et non sur des euros constants.

6.1 Résumé des faits marquants

On observe une réduction des prix des installations entre 2012 (moyenne pondérée de 2 095 €/kWc) et 2017 (moyenne pondérée de 1 798 €/kWc). Les valeurs atteintes en 2015 et 2016 étant inférieures à celle de 2017 (environ 1 630 €/kWc).

On observe une réduction du prix des installations (en €/kWc) avec l'augmentation de la taille de l'installation (moyenne pondérée de 2 112 €/kWc pour les [0-6] kWc à 1 306 €/kWc pour les >250 kWc).

Des différences de prix importantes sont observées dans les prix en fonction de l'origine des panneaux (moyenne pondérée variant entre 1 621 €/kWc et 4 022 €/kWc).

Il ne semble pas y avoir de lien entre les prix et les rendements des installations, même si le prix médian des installations à moyen rendement est plus faible que les autres types.

¹² Toutefois, le surcoût lié aux études (stabilité, vent, etc.) et le coût du compteur SIBELGA ne sont pas pris en compte.

¹³ La TVA est de 6% pour les travaux et de 21% pour les équipements.

6.2 Prix au kWc en fonction de l'année de mise en service

6.2.1 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend les informations relatives à la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres ainsi que sa représentativité par rapport à l'ensemble du parc photovoltaïque mis en service sur la période 2012-2017.

Tableau 9 : Taille et représentativité de l'échantillon

Année de mise en service	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2012-2017
Nombre d'installations échantillon total	424	437	120	150	252	244	1 627
Nombre d'installations analysées	359	395	101	130	208	203	1 396
% de l'échantillon total	85%	90%	84%	87%	83%	83%	86%
Nombre d'outliers	14	28	9	20	14	17	102
Outliers en % de l'analyse	3,9%	7,1%	8,9%	15,4%	6,7%	8,4%	7,3%

Quatre-vingt-six pourcents des installations sont prises en compte dans l'analyse. Dans les 231 installations rejetées, 167 n'ont pas de montant d'achat renseigné, 36 ont un prix d'achat supérieur à 10 000 €/kWc, 22 ont une productivité spécifique supérieure à 215 Wc/m² et enfin 6 installations ont une surface nulle.

102 outliers sont observés, soit un peu plus de 7% de l'échantillon analysé.

Les années antérieures à 2012 ne sont pas analysées, essentiellement parce que les données de prix sont peu disponibles et donc ne sont pas représentatives statistiquement.

L'analyse porte sur le prix moyen par kWc pour les 6 années de MES de 2012 à 2017, indépendamment de la puissance installée.

6.2.2 Résultats : tendances de l'indicateur

Le tableau ci-dessous reprend les moyennes arithmétiques simple et pondérée du prix des installations PV entre 2012 et 2017. Clairement, le prix des installations montre une tendance baissière mais avec une stabilisation en 2017.

Tableau 10 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2017)

Année de mise en service	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Médiane (med)	3 244	2 450	2 196	2 227	1 828	1 886
Moyenne simple (ms)	3 269	2 685	2 452	2 703	2 056	2 014
Moyenne pondérée (mp)	2 095	3 399	1 863	1 642	1 616	1 798
2012 = 100 (mp)	100	162	89	78	77	86

La figure suivante illustre la distribution du prix des installations (EUR/kWc) obtenue.

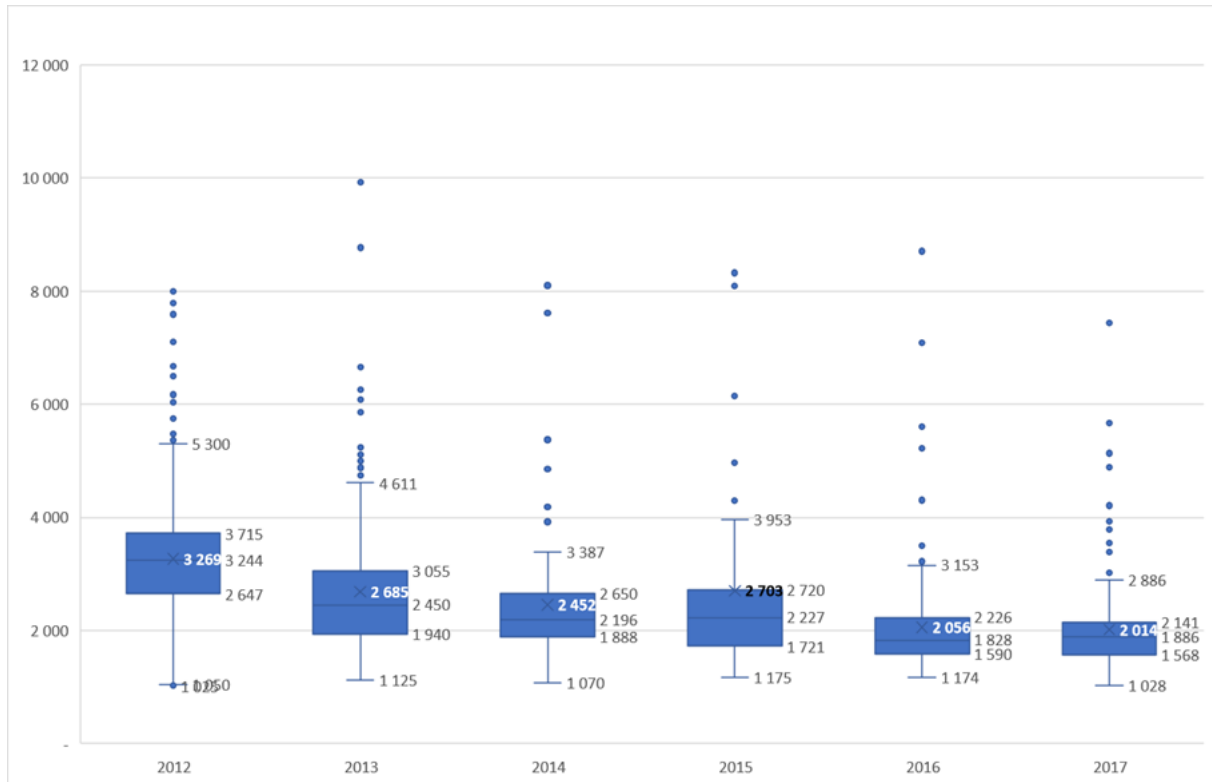


Figure 23 : Prix des installations sur la période 2012-2017 (EUR/kWc)

L'analyse de la **médiane** permet de constater que le prix total des installations (TVAc) a diminué de 42% entre 2012 et 2017, passant de 3 244 EUR/kWc à 1 886 EUR/kWc. La dispersion de l'échantillon de données se resserre autour de la médiane pour les dernières années, lié sans doute au resserrement des prix des installations.

En 2017, l'analyse des quartiles permet de constater que 50% des installations ont coûté entre 1 568 et 2 141 EUR/kWc, ce qui constitue l'écart le plus faible et les valeurs les plus basses des années étudiées. Le prix moyen entre toutes les installations est de 2 014 €/kWc, si l'on tient compte de la puissance des installations, la moyenne pondérée est de 1 798 €/kWc.

6.3 Prix au kWc en fonction des catégories de puissance

L'analyse en fonction de la puissance ne peut se faire que sur peu d'années pour éviter d'induire une grande variabilité résultant de l'évolution importante du prix des installations ces dernières années (voir chapitre précédent). Nous avons dès lors choisi d'illustrer le prix au kWc (€/kWc) en fonction des catégories de puissance pour l'année 2017 avant d'évaluer si les tendances observées sont vérifiées pour les 2 années antérieures également (2015-2017).

6.3.1 Echantillon analysé MES 2017

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres. La représentativité de l'échantillon se dégrade pour les puissances supérieures à 12 kWc. Cette dégradation est principalement due au fait qu'on ne travaille ici qu'avec une année d'observation et au manque d'information sur le prix pour un nombre important d'installations de plus grande puissance.

Tableau 11 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2017

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW	[6-12] kW	[12-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations en 2017	166	27	11	19	12	9	244
Nombre d'installations analysées	142	22	10	16	10	3	203
% du nombre total d'installations	86%	81%	91%	84%	83%	33%	83%
Nombre d'outliers	1	4	0	2	1	0	8
Outliers en % de l'analyse	0,7%	18,2%	0%	12,5%	10,0%	0%	3,9%

Quatre-vingt-trois pourcents des installations seront prises en compte dans l'analyse. On compte 8 outliers dans le jeu de données à analyser, soit 4% de l'échantillon.

6.3.1.1 Prix des installations en 2017 par catégorie de puissance installée

Le tableau ci-dessous reprend la médiane et les moyennes arithmétiques simple et pondérée du prix des installations PV en 2017 par catégorie de puissance. Le prix moyen des installations par kWc baisse avec l'augmentation de puissance installée, à l'exception de la catégorie]100-250] kW.

Tableau 12 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2017)

Catégorie de puissance (kWc)	[0-6] kW	[6-12] kW	[12-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Médiane (med)	1 968	1 710	1 349	1 331	1 340	1 295	1 886
Moyenne simple (ms)	2 156	1 822	1 476	1 433	2 088	1 312	2 014
Moyenne pondérée (mp)	2 112	1 830	1 514	1 392	2 286	1 306	1 798
Total mp = 100	117	102	84	77	127	73	100

La figure suivante illustre la distribution du prix des installations (EUR/kWc) en fonction de la catégorie de puissance des installations avec une MES en 2017. On constate la très grande variabilité de la catégorie]100-250] kW, ce qui, à ce stade, n'est pas expliqué.

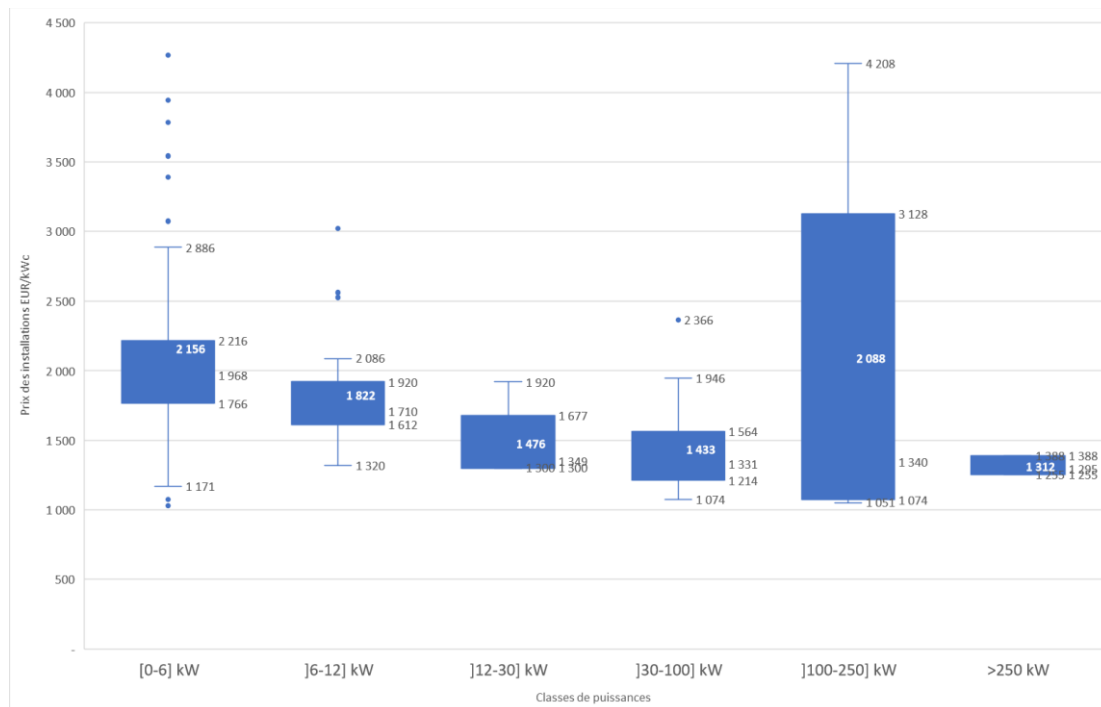


Figure 24 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2017

6.3.2 Echantillon analysé MES 2015-2017

La représentativité de l'échantillon analysé est la même que pour l'année 2017, à savoir 83%. Les grandes installations (>250 kW) sont plus représentées dans l'échantillon analysé (56% au lieu de 33%). Les outliers représentent 3,5% de l'échantillon analysé.

Tableau 13 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2015-2017

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW]6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations 2015-2017	472	65	23	46	24	16	646
Nombre d'installations analysées	399	54	20	40	19	9	541
% du nombre total d'installations	84%	83%	87%	85%	79%	56%	83%
Nombre d'outliers	1	7	0	6	5	0	19
Outliers en % de l'analyse	0,3%	13,0%	0%	15,0%	26,3%	0%	3,5%

6.3.2.1 Prix des installations 2015-2017 par catégorie de puissance installée

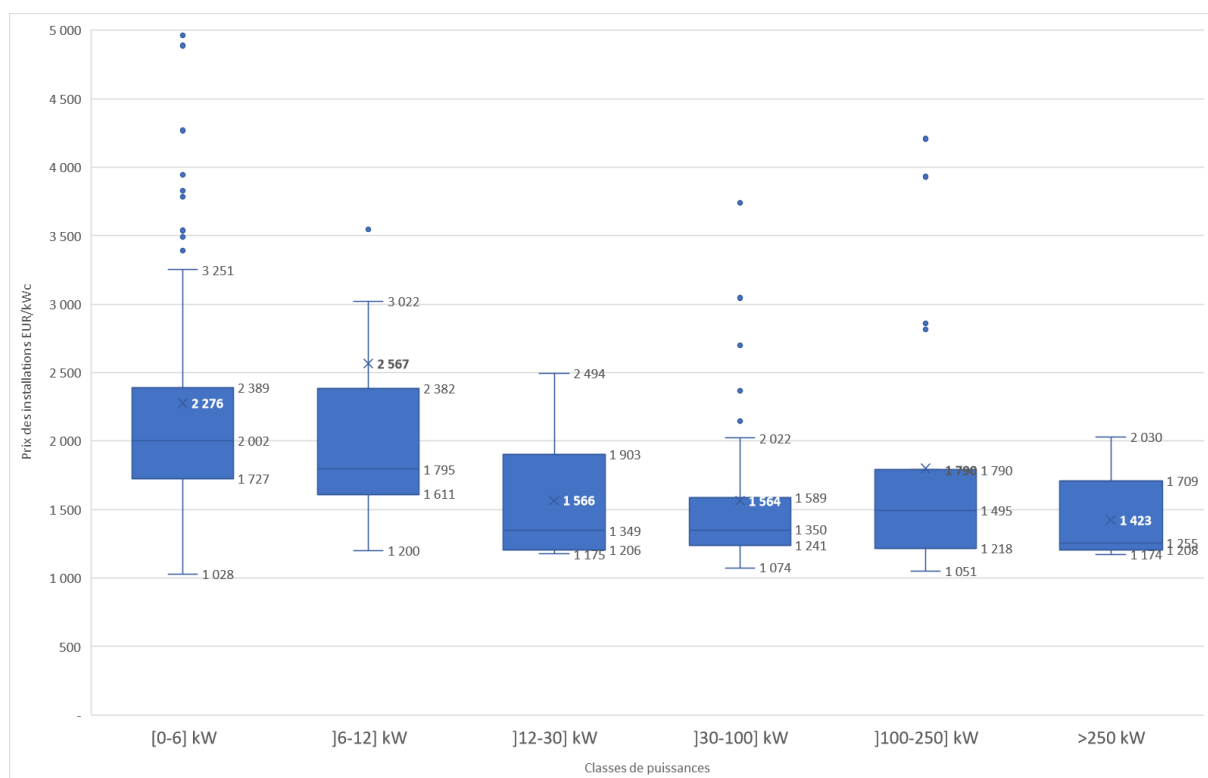
Le tableau ci-dessous reprend la médiane et les moyennes arithmétiques simple et pondérée du prix des installations PV mises en service entre 2015 et 2017 par catégorie de puissance. On constate également que pour la période de MES 2015-2017, le prix moyen des installations par kWc baisse avec l'augmentation de puissance installée, à l'exception de la catégorie]100-250] kW.

Tableau 14 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2015-2017)

Catégorie de puissance (kWc)	[0-6] kW	[6-12] kW	[12-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Médiane (med)	2 002	1 795	1 349	1 350	1 495	1 255	1 918
Moyenne simple (ms)	2 276	2 567	1 566	1 564	1 801	1 423	2 196
Moyenne pondérée (mp)	2 198	2 366	1 630	1 509	1 921	1 404	1 693
Total = 100	130	140	96	89	113	83	100

La figure suivante illustre la distribution du prix des installations (EUR/kWc) en fonction de la catégorie de puissance des installations, pour les années de MES de 2015 à 2017. On ne constate plus la très grande variabilité de la catégorie]100-250] kW.

Figure 25 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2015-2017



6.3.3 Effet d'échelle

L'analyse réalisée sur l'année 2017 indiquant clairement une diminution du prix au kWc des installations en fonction de la puissance installée, il nous a semblé intéressant de voir si cette réduction était également observée pour les années antérieures par le biais d'une estimation de l'effet d'échelle pour les années 2014 à 2017. Cette analyse se limite toutefois aux catégories de puissance inférieures à 100 kWc en raison de la moindre représentativité des catégories supérieures (cf. supra) pour ce type d'exercice.

Les effets d'échelle sont caractérisés avec un meilleur coefficient de corrélation par une régression linéaire, à l'exception de l'année 2015 où une loi de puissance donne de meilleurs résultats. La figure ci-dessous illustre la bonne relation obtenue pour les années 2017 et 2016 ($R^2=93-94\%$), pour 2014 ($R^2=87\%$) et dans une moindre mesure pour l'année 2015 ($R^2=76\%$).

Pour cette analyse, les *outliers* du Tableau 9 ne sont pas pris en compte, ils influencent trop fortement les résultats en diminuant la qualité du coefficient de régression.

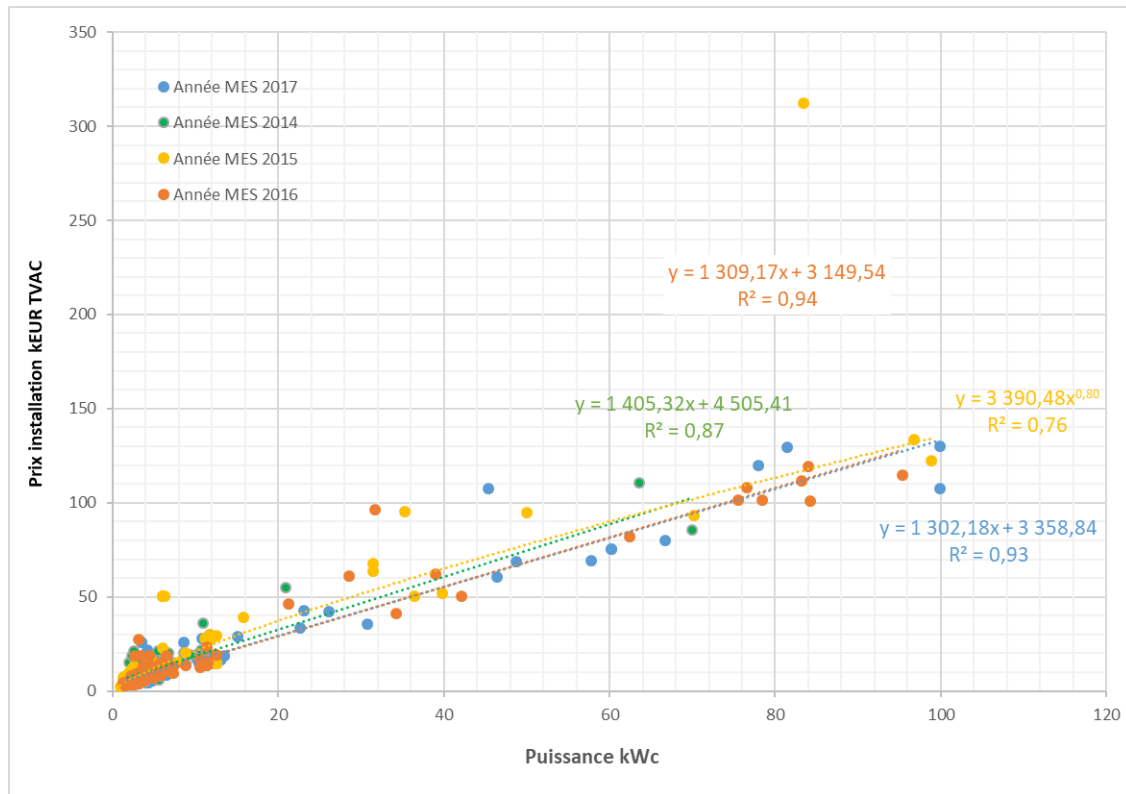


Figure 26 : Prix des installations du parc PV en RBC par année de mise en service en fonction de la puissance installée. En surimpression : courbes de tendances de type linéaire ou puissance.

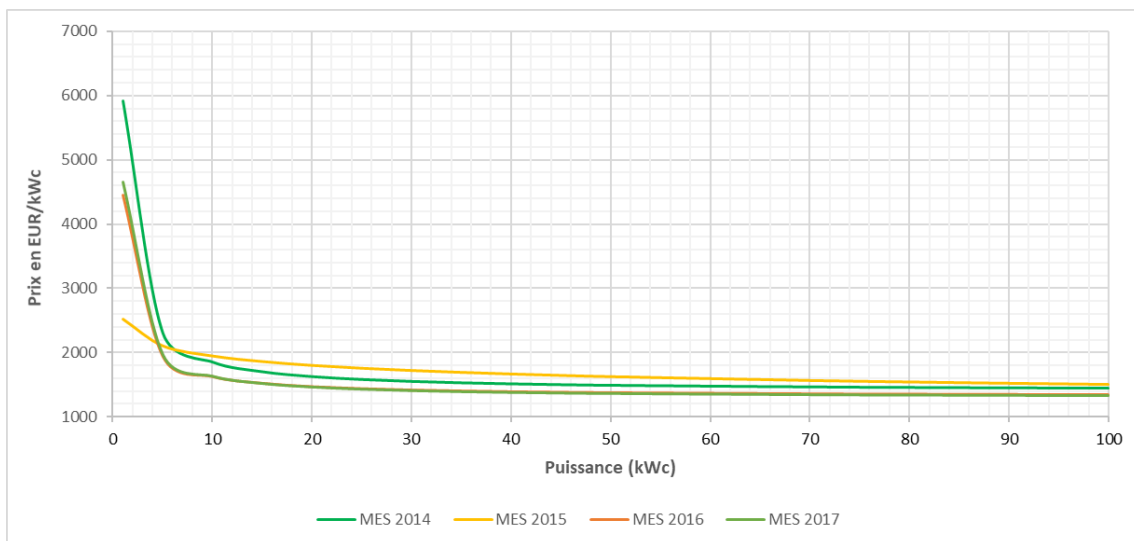


Figure 27 : Lois d'échelle obtenues pour les installations de puissance [0-100] kWc du parc PV en RBC

Sur base des équations de régression obtenues à la Figure 26, il est possible de recalculer un prix théorique au kWc installé, pour une gamme de puissance progressive. Les résultats obtenus sont illustrés à la Figure 27 ci-dessus pour les 4 années de MES étudiées.

6.3.4 Croisement puissance et année de MES

Nous avons réalisé un croisement entre les catégories de puissance et l'année de MES des installations PV pour les années 2009 à 2017 en retirant les outliers. Attention toutefois que cette analyse porte souvent sur un nombre d'installation très faible, voire unique, ceci n'indique donc qu'une tendance, une image de la situation des prix des installations.

Tableau 15 : nombre d'installation prise en compte pour illustrer la figure suivante

Catégorie puissance	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total général
[0-6] kW	127	37	79	287	283	77	87	167	138	1282
]6-12] kW	1	2	9	25	33	15	16	15	22	138
]12-30] kW	1		3	6	5	2	7	3	10	37
]30-100] kW		1	8	21	25	3	11	12	16	97
]100-250] kW	1		1	6	10	2	6	3	8	37
>250 kW			1	5	14		2	4	3	29
Total général	130	40	101	350	370	99	129	204	197	1620

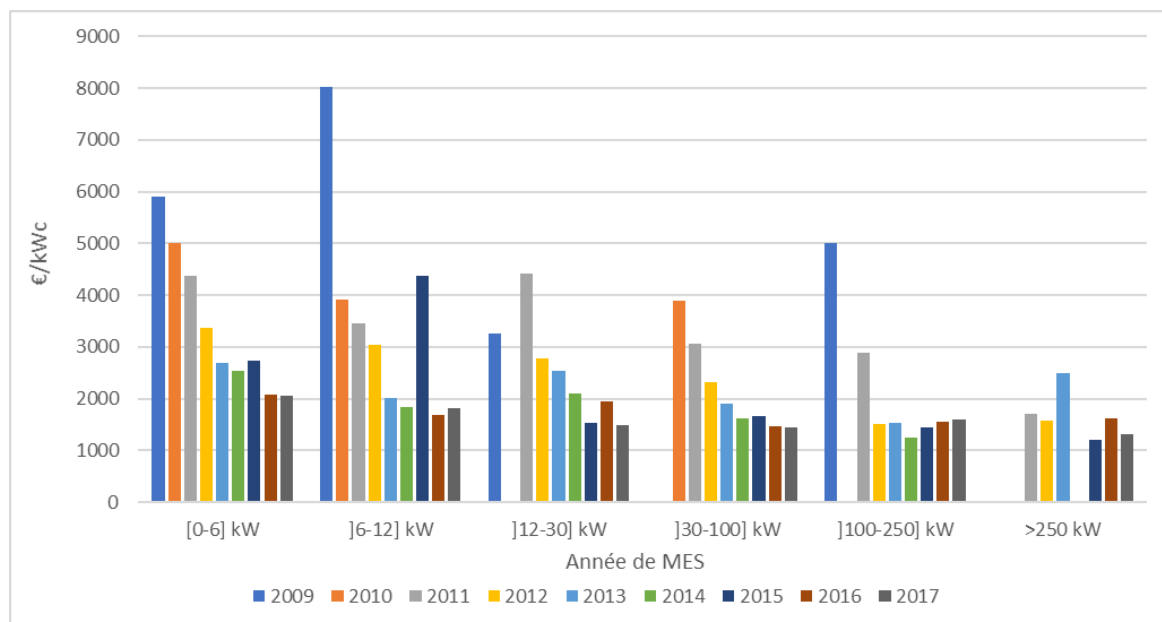


Figure 28 : Evolution des prix des installations PV en €/kWc par catégorie de puissance et année de MES

Nous observons que la tendance générale est bien une baisse du prix moyen des installations, à quelques exceptions près, liées à la faible représentativité de certains croisement (voir Tableau 15)

Les résultats pour les installations de [0-6] kWc sont plus fiables et montrent clairement une baisse des prix entre 2009 et 2017.

6.4 Comparaison des prix en fonction de l'origine des panneaux

6.4.1 Echantillon analysé

Pour rappel, on entend par pays d'origine des panneaux, le pays où se trouve la ligne de production principale des panneaux.

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres. Le filtrage principal est dû au manque d'information sur le prix pour certaines installations. Il n'y a pas de distinction de classe de puissance ou d'année de mise en service appliquée à cette comparaison.

L'analyse porte sur les années de MES de 2012 à 2017, afin de limiter l'impact de l'évolution des prix dans le temps.

Tableau 16 : Taille et représentativité de l'échantillon (2012-2017)

Origine des panneaux	Etats-Unis	Chine	Autriche	Allemagne	Japon	Singapour	Belgique	Total
Nombre d'installations de l'échantillon	439	429	134	110	101	47	44	1304
Nombre d'installations analysées	399	358	99	97	93	42	38	1126
% de l'échantillon total	91%	83%	74%	88%	92%	89%	86%	86%
Nombre d'outliers	9	25	12	14	2	2	5	64
Outliers en % de l'analyse	2%	7%	12%	14%	2%	5%	13%	6%

Les pourcentages d'installations prises en compte dans l'analyse dépendent du pays analysé et varient entre 74% et 92% de l'échantillon analysé.

Soixante-quatre *outliers* sont dénombrés, soit 6% de l'échantillon analysé.

6.4.2 Résultats

La figure 29 illustre les caractéristiques de la distribution du prix des installations (EUR/kWc) en fonction des principaux pays d'origine de fabrication des panneaux.

L'analyse de la **médiane** permet de constater des différences de prix marquées entre les différents pays d'origine des panneaux. Le prix médian d'une installation avec des panneaux fabriqués en Chine est 58% plus faible que celui d'une installation avec panneaux fabriqués aux Etats-Unis, et plus de la moitié (57%) du prix d'une installation avec panneaux fabriqués au Japon.

Il est important à ce stade de souligner que des effets d'influences diverses peuvent exister entre les facteurs étudiés précédemment (année de mise en service et catégorie de puissance) et le facteur d'origine des panneaux. Cette analyse n'a toutefois pas été réalisée dans le cadre de cette étude.

Le tableau ci-dessous reprend la médiane et les moyennes arithmétiques simple et pondérée du prix des panneaux, au cours des 6 dernières années étudiées.

Les prix des installations chinoises sont les plus compétitifs, en se basant sur la moyenne simple et la médiane, les prix les plus élevés étant détenus par les installations d'origine Belge, environ 50% supérieur.

Tableau 17 : Prix moyen des panneaux par pays d'origine en EUR/kWc (2012-2017)

Pays d'origine	Chine	Autriche	Singapour	Etats-Unis	Japon	Allemagne	Belgique
Médiane (med)	1 794	2 106	2 444	2 745	2 716	2 037	2 801
Moyenne simple (ms)	2 094	2 393	2 942	2 938	2 804	2 548	3 093
Moyenne pondérée (mp)	2 348	1 621	4 022	2 544	2 774	1 721	2 005
Chine = 100 (mp)	100	69	171	108	118	73	85

En tenant compte des puissances installées, le **prix moyen pondéré** montre que ce sont les installations fabriquées en Autriche qui sont 31% moins chères que celles fabriquées en Chine. Elles sont suivies par les installations d'Allemagne, 27% moins chères que les installations de Chine. Les installations de Singapour apparaissent comme les plus chères de l'échantillon.

Comme démontré au point précédent, on observe une réduction du prix de l'installation en fonction de l'augmentation de sa taille (effet d'échelle) (voir Figure 27). Il se pourrait dès lors que les différences de prix observées entre les panneaux produits dans les différents pays soient juste dues au fait que les fournisseurs les plus chers sont plus souvent utilisés pour les petites classes de puissances installées et que les fournisseurs les moins chers sont plus souvent impliqués dans des installations de plus grande puissance. L'analyse des classes de puissances installées par pays d'origine ne permet cependant pas de vérifier cette hypothèse pour expliquer les différences de prix observées.

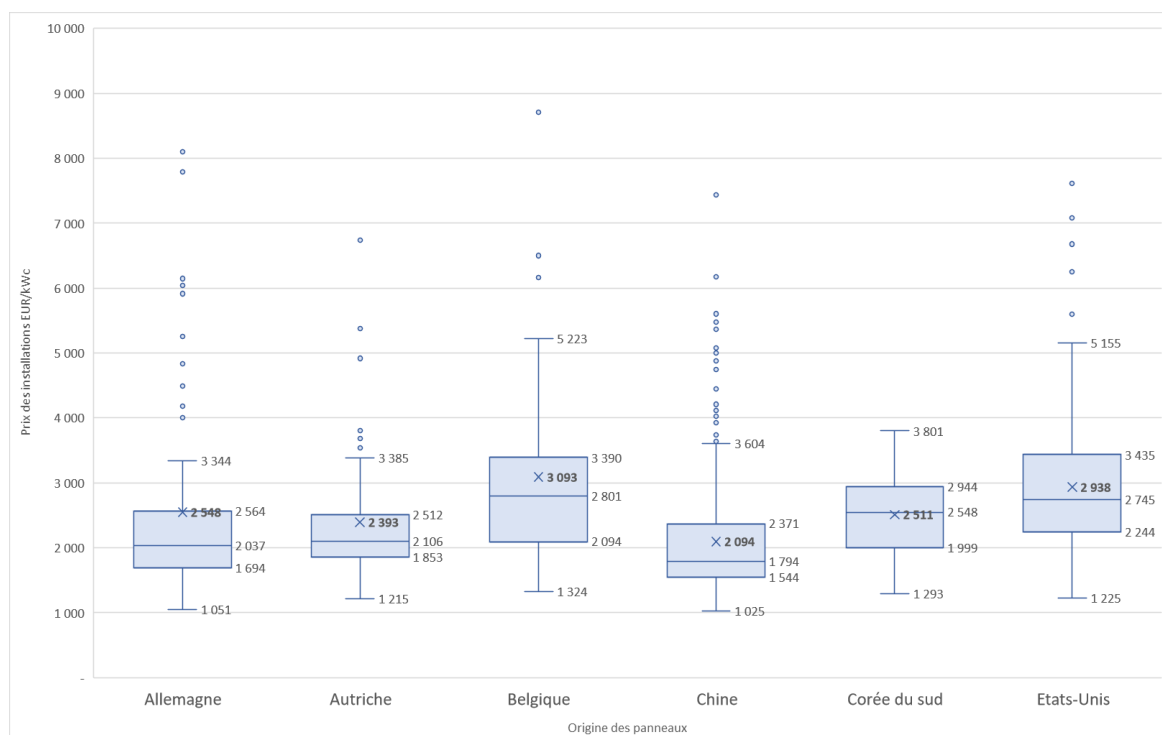


Figure 29 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC par pays d'origine des panneaux (2012-2017)

6.5 Comparaison des prix en fonction de la puissance spécifique

6.5.1 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres. La taille de l'échantillon de la catégorie « Faible rendement » est relativement faible. Cette classe est renseignée à titre informatif (voir 5.2.3-B, page 28).

Tableau 18 : Taille et représentativité de l'échantillon d'étude du prix en fonction de la puissance spécifique du parc PV en RBD entre 2012 et 2017

Technologie	Faible rendement ≤ 125 Wc/m ²	Moyen rendement > 125 et ≤ 175 Wc/m ²	Haut rendement > 175 et ≤ 215 Wc/m ²	Total
Nombre d'installations de l'échantillon	53	861	675	1 589
Nombre d'installations analysées	43	745	608	1 396
% de l'échantillon total	79%	86%	90%	88%
Nombre d'outliers	8	45	14	67
Outliers en % de l'analyse	19%	6%	2%	5%

6.5.2 Résultats

La figure suivante illustre la distribution du prix des installations (EUR/kWc) en fonction des trois classes de puissances spécifiques des panneaux retenues, par moyenne décroissante.

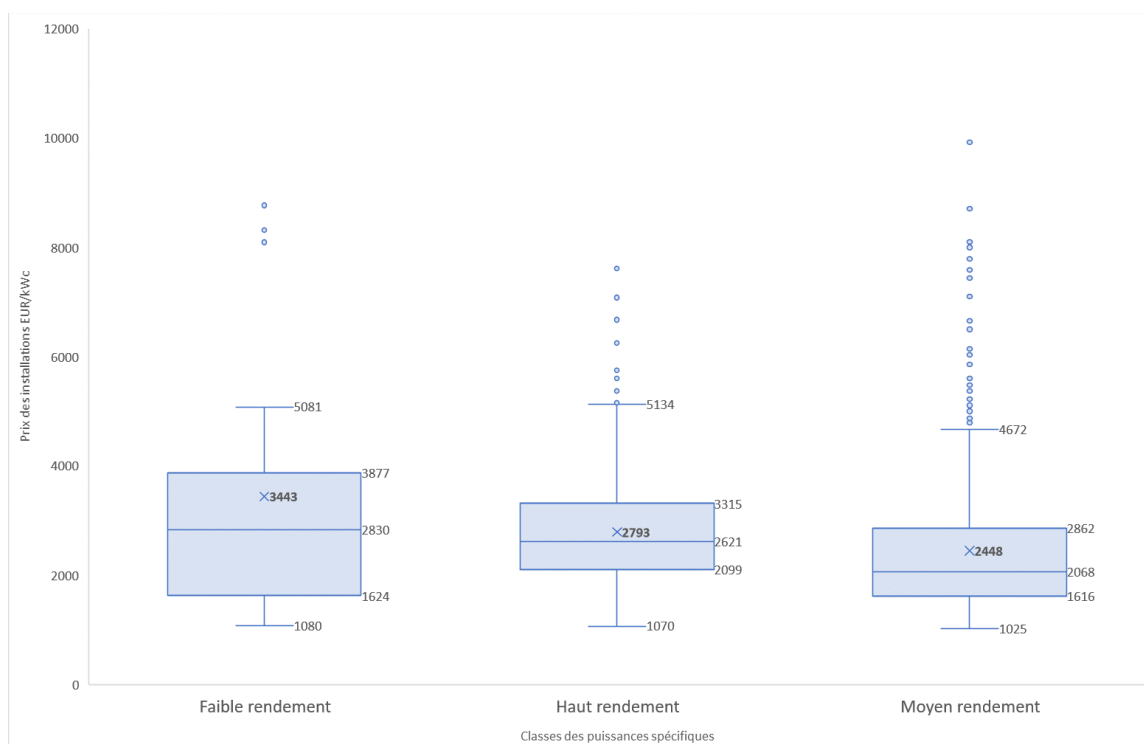


Figure 30 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC en fonction du type de technologie

L'analyse de la **médiane** permet de constater une différence de prix entre la catégorie « Moyen rendement » et la catégorie « Haut rendement » pour les panneaux utilisés en RBC, l'installation médiane passant de 2 068 EUR/kWc à 2 621 EUR/kWc.

Le tableau ci-dessous présente la répartition des installations par classe de rendement, ainsi que leurs poids respectifs dans le nombre et la puissance installée.

Il est intéressant de constater que la moyenne pondérée (qui tient compte de la puissance installée et du prix payé) montre que les installations à plus faible rendement (puissance spécifique < 125 kWc/m²) sont 35% moins chère au kWc que les installations avec un meilleur rendement.

Tableau 19 : Répartition des installations du parc PV en RBC selon la classe de rendement (2012-2017)

	% du nombre d'installations	% de la puissance installée	Moyenne des prix en EUR/kWc		
			Médiane	Simple	Pondérée
Faible rendement	3,1%	5,3%	2 830	3 443	1 616
Moyen rendement	53,4%	84,4%	2 068	2 448	2 637
Haut rendement	43,6%	10,3%	2 621	2 793	2 463
Total	100%	100%	2 372	2 629	2 565

7 Productivité des installations

L'analyse de la productivité des installations a pour objectif de quantifier la production électrique par puissance installée et d'établir la qualité générale du parc de PV en RBC.

L'analyse de l'évolution de cet indicateur permet d'évaluer le potentiel d'amélioration du parc de la Région de Bruxelles-Capitale. Elle permet également d'identifier les spécificités de la Région.

7.1 Résumé des faits marquants

Tant les valeurs moyennes que médiane montrent une productivité en croissance, avec un pic atteint en 2016 et avec 2017 qui affiche une légère baisse.

En 2017, les grandes installations (>100 kWc) présentent une productivité d'environ 10% supérieure aux petites installations (<12 kWc).

La productivité est en croissance avec la date de mise en service des installations, les années de MES plus récentes sont plus performantes que les anciennes.

La performance, définie comme la productivité d'un panneau par rapport à une productivité de référence est bonne pour les installations PV en RBC (moyenne de 85%). Vingt-huit pourcents des installations ayant produit en 2017 (indépendamment de leur année de MES) ont une performance inférieure à 75%. Ce pourcentage est en baisse de 7% par rapport à 2016, ce qui montre une amélioration du parc.

Globalement, le pourcentage des installations sous les 75% de performance diminue avec la taille des installations.

7.2 Productivité du parc

7.2.1 Définition et segmentations de l'indicateur

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

La productivité des installations du parc de production PV de la Région de Bruxelles-Capitale peut être estimée sur base des relevés de production d'électricité enregistrés dans la banque de données de certificats verts de BRUGEL.

Pour une installation PV donnée, la production varie d'une année à l'autre en fonction des conditions climatiques. Par conséquent, lorsque des années de production différentes sont comparées, une normalisation des données de production d'électricité a été opérée sur base du « rayonnement solaire global » publié par l'IRM pour la station d'Uccle.

Le tableau ci-dessous donne les indices de normalisation des années 2011 à 2017.

Tableau 20 : Indices de normalisation climatique sur base du rayonnement solaire global ¹⁴

Année	Normale IRM	2011 ¹⁵	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rayonnement solaire global	990	1 087	1 041	1 037	1 064	1 112	1 045	1 064
Indice de normalisation	100	109,8	105,2	104,8	107,5	112,3	105,6	106,7

De plus, la production d'une installation diminue avec le temps en raison d'une perte de rendement due au vieillissement des cellules¹⁶. Par conséquent, lorsque l'on souhaite comparer des installations d'âges différents, une normalisation des données de production d'électricité peut également s'avérer nécessaire. Dans le cadre de cette étude, cette normalisation n'a toutefois pas été jugée nécessaire, car elle n'affecte pas les résultats et les conclusions de manière significative sur une si courte période.

Pour calculer la performance d'une installation photovoltaïque, on compare sa productivité à la productivité d'une installation de référence exposée de manière optimale, monitorée par l'APERRE, orienté sud, avec une inclinaison de 35°C, située dans la commune d'Uccle et sans ombrage.

Ces valeurs de référence sont généralement exprimées en kWh par kWc installé. Le tableau ci-dessous reprend les valeurs considérées dans le cadre de cette étude.

Tableau 21 : Productivité de référence pour une installation PV en RBC ¹⁷

Année de production	1981-1990 ¹⁸	1998-2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Productivité de référence (kWh/kWc)	850	950	923	1 032	964	938	1 003	1 049	996	961

7.2.2 Paramètres influençant la performance

Les valeurs observées peuvent s'écarter à la baisse de ces valeurs de référence en raison de nombreux facteurs : **inclinaison et orientation** non optimales, présence d'**ombrage**, type de montage, mauvaise intégration des composants (type de panneaux et choix des onduleurs), qualité d'exécution du montage insuffisante ou encore défectuosité sur l'installation.

La situation particulière de la Région Bruxelloise, région densément bâtie, bâtiments orientés diversement, inclinaison des toits multiple, influence la productivité. Le tableau ci-après démontre l'influence de l'orientation et de l'inclinaison par rapport à l'optimal sous nos contrées, c'est-à-dire une orientation plein sud, avec une inclinaison de 35° par rapport à l'horizontale (=1).

Un panneau orienté à l'est (ou à l'ouest) avec une inclinaison de 40° ne produira plus que 77.5% de l'optimum. Dans la suite du rapport, nous mettrons en évidence la part des installations d'une productivité supérieure ou égale à 75% de l'optimum.

¹⁴ Source : IRM, Rayonnement solaire global annuel à Uccle

¹⁵ Source : APERE (<https://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque>)

¹⁶ La valeur typiquement retenue est de -0,5% par an (NREL, 2012)

¹⁷ Source : APERE

¹⁸ Source : JRC-PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)

Tableau 22 : Influence de l'inclinaison et de l'orientation sur la productivité du PV

		Orientation									
		-180	-135	-90	-45	0	45	90	135	180	
Inclinaison (°)	0										0,875
	10										0,875
	20										0,792
	30										0,693
	35										0,595
	40										0,548
	50										0,503
	60										0,417
	70										0,343
	80										0,291
	90										0,259
											0,242

L'ombre portée sur des panneaux pendant une partie de la journée, partielle ou totale, influence fortement la productivité. La particularité de la densité d'habitat de la Région engendre un potentiel d'ombrage élevé lié par exemple aux cheminées, antennes simples ou paraboliques, façade surplombant le toit, arbres....

Ceci est lié à la construction même des panneaux, afin de générer une grande puissance électrique, on place ces cellules en série, les unes après les autres. De ce fait, la puissance (tension) de sortie de la cellule précédente constitue la tension d'entrée de la cellule suivante. Dans un système en série de ce type, si on ombrage totalement une cellule, on bloque toute la production car, en théorie, toutes les cellules sont dépendantes les unes des autres. La production totale dépend donc de la production de la cellule la plus faiblement éclairée.

Pour pallier ce problème, les fabricants de panneaux ont créé des endroits de « by-pass » qui permettent de limiter l'impact de l'ombrage. On se retrouve avec plusieurs séries de cellules indépendantes sur un même panneaux. Comme l'illustre la figure suivante, la manière dont les panneaux sont placés (en portrait ou en paysage) par rapport à l'ombrage permet de diminuer son impact.

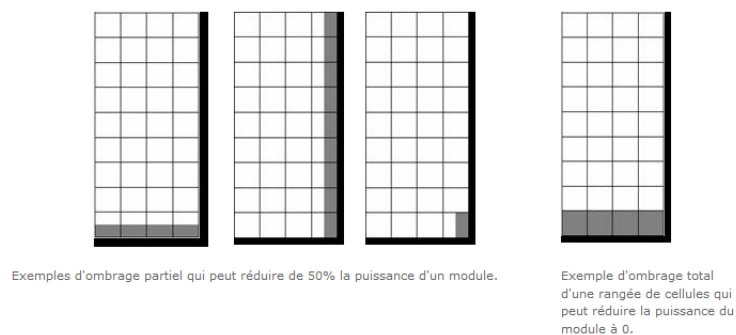


Figure 31 : influence de l'ombrage sur la production du panneau¹⁹

Les valeurs observées peuvent également s'écarter à la hausse en cas d'utilisation de suiveurs solaires par exemple ou de technologies de panneaux plus poussées. BRUGEL ne dispose toutefois pas des données relatives à ces différents facteurs pour chacune des installations PV.

²⁰ Source : <http://www.ef4.be/fr/pv/composants-dun-systeme/ombrage.html>

7.2.3 Evolution en fonction de l'année de production : de 2012 à 2017

7.2.3.1 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon brut, la taille de l'échantillon analysé (après application des filtres) et sa représentativité par rapport à l'échantillon brut.

Tableau 23 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité par année de production

Année de production	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre d'installations actives en RBC fin 2017 = 3 817						
Nombre d'installations analysées	2 061	2 472	2 864	2 938	2 955	2 828
% de l'échantillon total	54%	65%	75%	77%	77%	74%
Nombre d'outliers	37	58	58	76	45	42
Outliers en % de l'analyse	1,8%	2,3%	2,0%	2,6%	1,5%	1,5%

Entre 54 et 77% des installations sont prises en compte dans l'analyse, ce qui est représentatif du parc de production. Il y a en moyenne 1% de valeurs considérées comme *outliers* dans l'analyse du diagramme en boîte à moustache.

7.2.3.2 Résultats

La Figure 32 illustre la distribution des installations PV en RBC en fonction de leur productivité normalisée pour les années de production 2012 à 2017. Les résultats sont présentés ici indépendamment de l'année de mise en service ou de la catégorie de puissance. La productivité réelle issue du Tableau 21 est mise en regard, pour information.

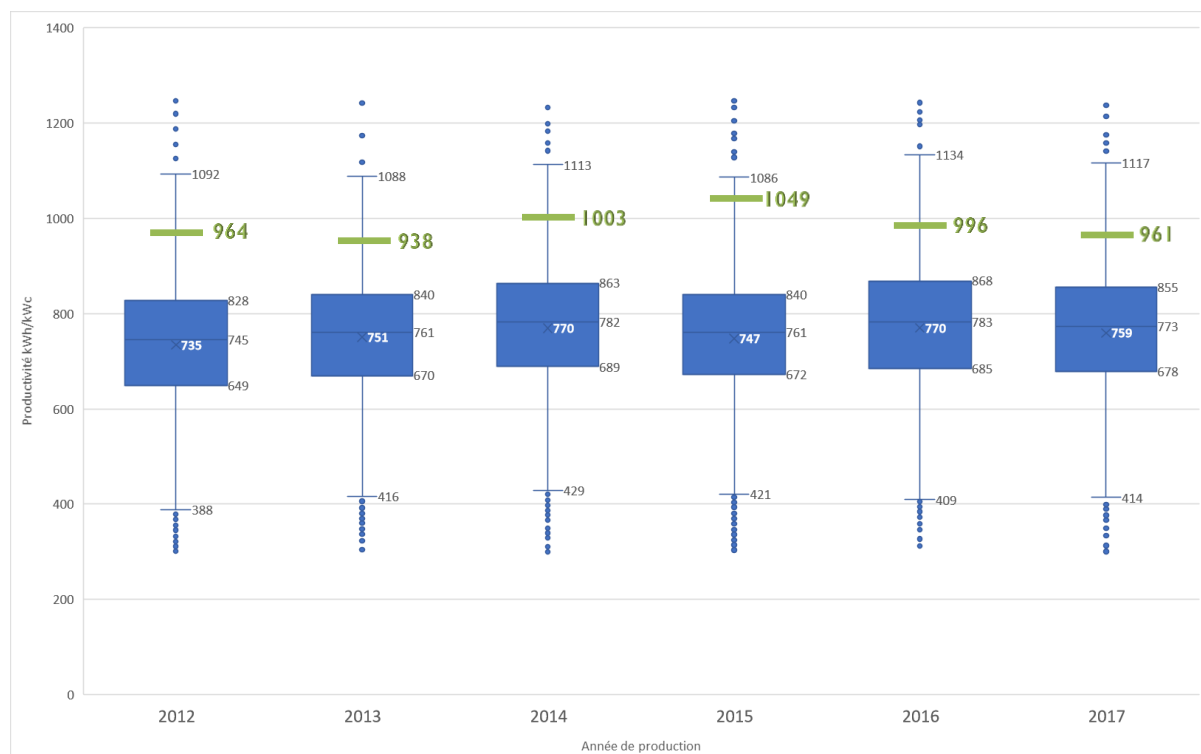


Figure 32 : Productivité normalisée des installations PV en RBC sur la période 2012-2017. La productivité de référence est indiquée par la barre verte et le chiffre associé.

L'analyse de la **médiane** permet de constater que, de 2012 à 2014, la productivité est passée de 745 kWh/kWc à 770 kWh/kWc. On constate pour l'année 2015 une légère diminution par rapport à 2014, et pour 2016 une valeur identique à 2014. 2017 présente une valeur plus faible que 2014 et 2016. Pour rappel la production présentée est normalisée et donc indépendante des conditions d'ensoleillement.

Tableau 24 : productivité des installations, par année de production (2012-2017)

Année de production	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2012-2017
Médiane (med)	745	761	782	761	783	773	768
Moyenne simple (ms)	735	751	770	747	770	759	756
Moyenne pondérée (mp)	743	786	831	812	826	810	814
Moyenne 12-17 = 100	91	97	102	100	102	99	100

Si l'on regarde la moyenne pondérée pour 2017 (810 kWh/kWc) et qu'on la compare à la valeur de référence en 2017 observée à Uccle (Tableau 21), soit 961 kWh/kWc, on obtient une performance en RBC qui est égale à 84% de la performance de référence.

La Figure 33 présente la performance cumulée des installations en 2017, indépendamment de leur année de mise en service (MES de 2010 à 2016). La courbe rouge nous indique que moins de 28% des installations se situent en dessous du seuil de 75% de performance par rapport à la productivité de référence.

Ce pourcentage est en baisse de 8% par rapport à celui calculé en 2016, augurant une productivité en progression des installations bruxelloises.

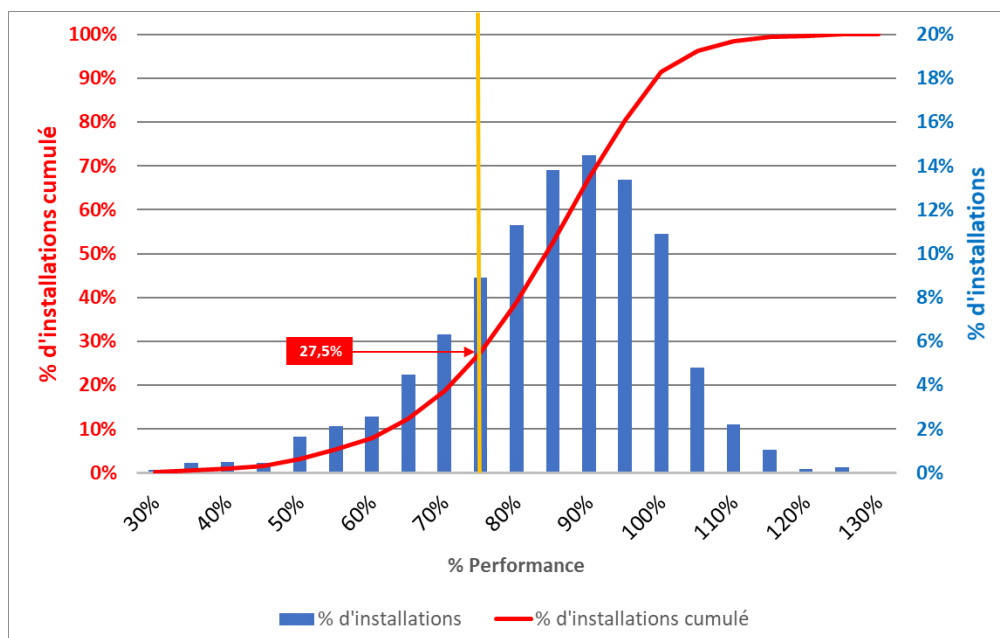


Figure 33 : Pourcentage de performance observé en 2017 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), indépendamment de l'année de MES (années considérées : 2010 à 2016).

7.2.4 Evolution en fonction de l'année de mise en service

7.2.4.1 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon par année de mise en service de 2010²⁰ à 2016²¹ pour l'année de production 2017 normalisée sur base de l'indice de normalisation 106,7 (cf. Tableau 20) sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres.

Tableau 25 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2017 par année de mise en service des installations

Année de mise en service	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Nombre d'installations en RBC	311	302	423	437	120	148	252	1 993
Nombre d'installations analysées	231	240	351	351	94	122	195	1 584
% de l'échantillon total	74%	79%	83%	80%	78%	82%	77%	79%
Nombre d'outliers	1	4	8	12	3	5	2	35
Outliers en % de l'analyse	0,4%	1,7%	2,3%	3,4%	3,2%	4,1%	1,0%	2,2%

Les échantillons portant au minimum sur 79% des données pour chacune des années de mise en service analysées, ils sont considérés comme significativement représentatif. Il y a 2% d'outliers définis par l'analyse statistique.

7.2.4.2 Résultats

La Figure 34 nous permet d'approfondir l'analyse sur l'année de production 2017. Elle illustre la distribution des installations du parc PV en fonction de leur productivité pour les années de mise en service de 2010 à 2016.

L'analyse de la **médiane** permet de constater qu'entre 2010 et 2016, la productivité augmente passant d'une productivité médiane de 760 kWh/kWc pour les installations installées en 2010 à 808 kWh/kWc pour celles installées en 2016. Les installations de 2014 présentent une médiane de 758 kWh/kWc, soit une légère baisse dans la tendance qui peut s'expliquer en partie par un échantillon plus faible (94 établissements analysés).

Tableau 26 : productivité des installations en 2017, par année de MES (2010-2016)

Année de MES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2010-2016
Médiane (med)	760	759	777	789	758	813	808	780
Moyenne simple (ms)	751	751	763	771	753	800	780	765
Moyenne pondérée (mp)	772	752	825	817	778	832	822	815
Moyenne = 100 (mp)	95	92	101	100	96	102	101	100

²⁰ Les installations mises en service avant 2010 ne sont pas analysées car le nombre est soit faible (2006 et 2007), soit il fluctue fortement d'une année à l'autre.

²¹ Les données de production pour les installations mises en service dans le courant 2017 ne couvrant pas une année entière, elles ne peuvent pas être analysées de manière pertinente.

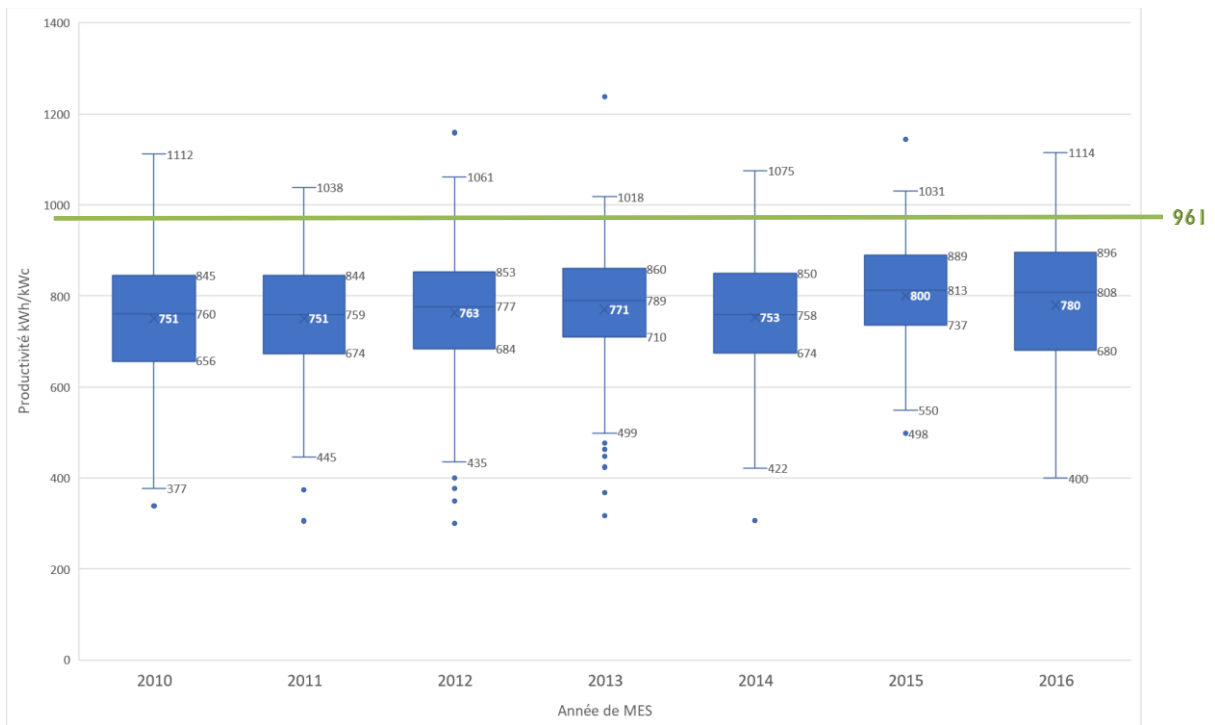


Figure 34 : Productivité normalisée des installations PV en RBC en 2017 ventilée par année de mise en service. La productivité de référence est indiquée par la barre verte (961 pour l'année 2017).

La figure suivante présente les courbes de performance pour les cinq dernières années de mise en service à considérer (2012-2016). On y observe que seulement 16% des installations de 2015 ont une performance inférieure à 75%, alors que 31% des installations de 2014 sont dans cette situation. L'autre information de cette figure est de présenter la performance médiane, 50% des installations, qui varie de 84% (MES 2014) à 90% de rendement (MES 2015). On peut en déduire que les installations de 2014 sont soit de moins bonne qualité, soit installées dans des conditions (orientation, ombrage) moins idéales.

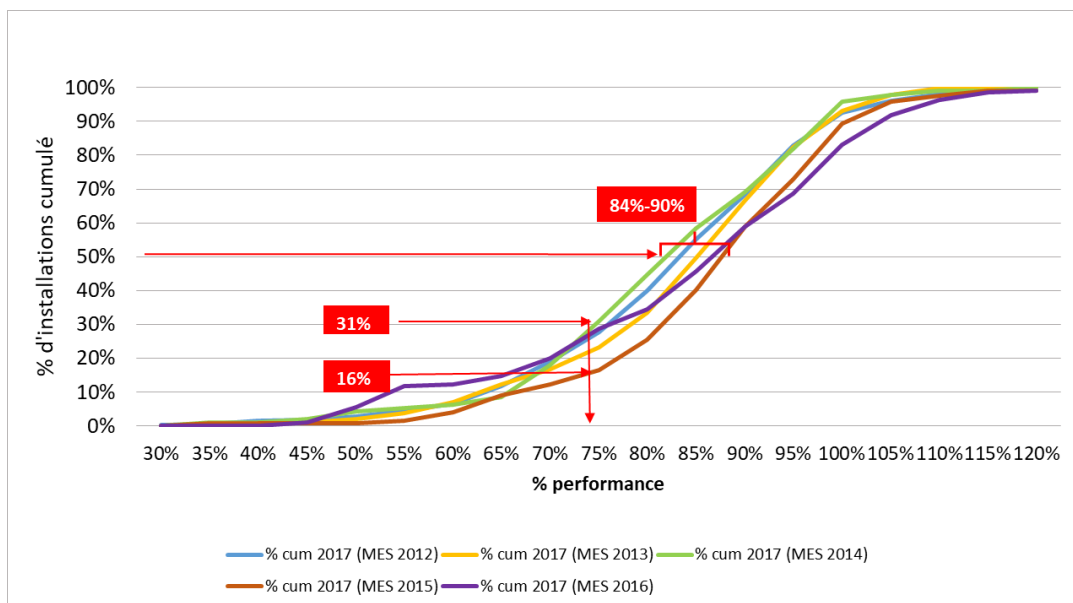


Figure 35 : Pourcentage de performance observé en 2017 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour cinq années de MES (2012 à 2016).

7.2.5 Analyse en fonction des catégories de puissance

7.2.5.1 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille de l'échantillon avant et après application des filtres pour l'année de production normalisée de 2017. Les échantillons sont largement représentatifs (>79%). Les outliers ne représentent que 2% de l'échantillon analysé.

Tableau 27 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2017 par catégorie de puissance des installations

Catégorie de puissance (kWc)	[0-6] kW]6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	total
Nombre d'installations fin 2017	3144	181	49	102	46	51	3573
Nombre d'installations analysées	2481	132	36	86	44	49	2828
% de l'échantillon total	79%	73%	73%	84%	96%	96%	79%
Nombre d'outliers	36	2	1	7	4	0	50
Outliers en % de l'analyse	1,5%	1,5%	2,8%	8,2%	9,1%	0,0%	1,8%

7.2.5.2 Résultats

La Figure 36 se concentre également sur les données de production normalisées de 2017. Elle illustre la distribution de la productivité en fonction de la catégorie de puissance des installations : [0-6] kW,]6-12] kW,]12-30] kW,]30-100] kW,]100-250] kW et > 250 kW.

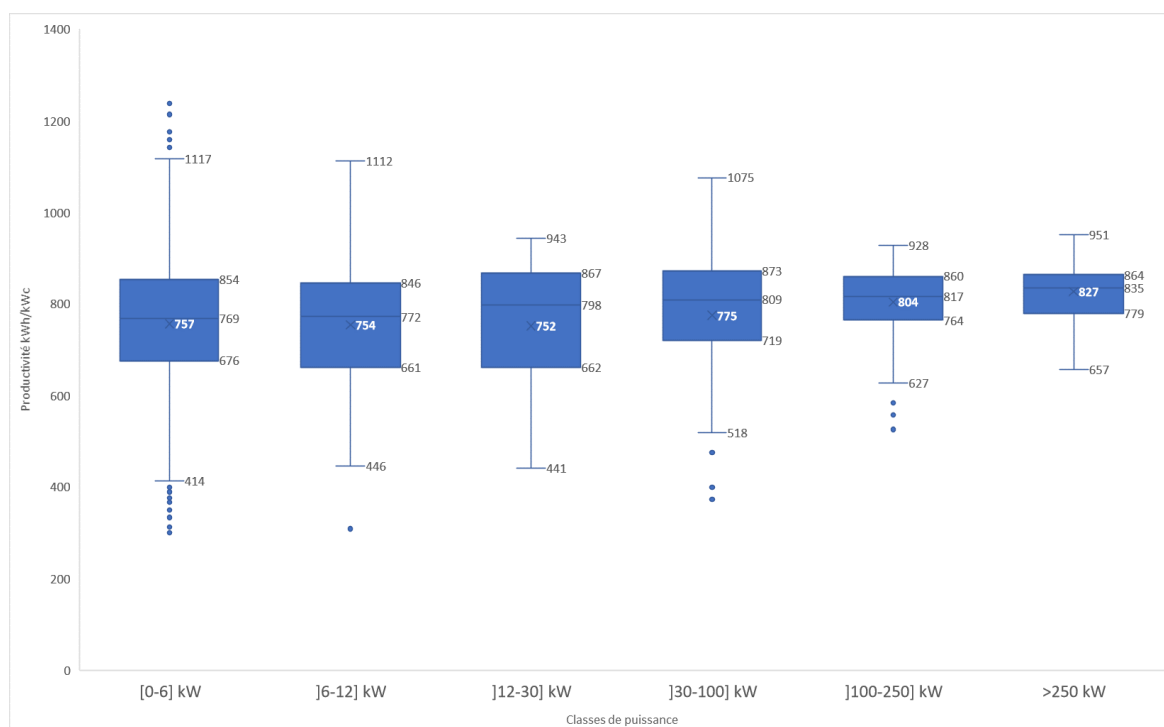


Figure 36 : Productivité normalisée des installations PV en 2017, ventilée par catégorie de puissance

L'analyse de la **médiane** permet de constater que plus la puissance installée augmente, plus la productivité augmente, passant d'une installation médiane de 769 kWh/kWc pour les petites installations de [0-6] kW à 835 kWh/kWc pour les grandes installations d'une puissance supérieure à 250 kWc.

L'analyse des quartiles permet également de constater que la distribution des grandes installations (>100 kWc) a tendance à se resserrer significativement autour de la médiane tandis que la productivité des plus petites installations ([0-6] kW) est très dispersée, avec 50% des installations situées entre 676 et 854 kWh/kWc. La variabilité des installations]12-30] kW est encore plus importante, mais avec un échantillon plus faible (<40 installations).

Tableau 28 : productivité moyenne des installations en 2017, par classe de puissance

Classe de puissance (kWc)	[0-6] kW]6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
Médiane (med)	769	772	798	809	817	835	773
Moyenne simple (ms)	757	754	752	775	804	827	759
Moyenne pondérée (mp)	760	752	748	787	807	829	810
Total = 100 (mp)	94	93	92	97	100	102	100

Cette plus grande dispersion observée pour les petites installations domestiques peut probablement s'expliquer par les contraintes d'orientation et d'inclinaison des toitures des immeubles résidentiels qui ne sont pas nécessairement optimales en termes d'exposition et offrent peu de marges de manœuvre lors de l'installation ; contraintes auxquelles peuvent venir s'ajouter plus fréquemment des effets d'ombrage vu la densité de l'habitat bruxellois. A contrario, les installations de taille plus importante sont généralement situées dans des entreprises où il est possible d'atteindre une exposition optimale des panneaux (toiture plate, espace disponible sans ombrage, etc.). En outre, les grandes installations font généralement l'objet d'un suivi plus poussé qui permet d'optimiser la production et d'intervenir rapidement en cas de défaillance.

La figure suivante présente les courbes de performance en 2017 pour les catégories de puissance.

On y observe que seulement 2% des installations >250 kW ont une performance inférieure à 75%, alors que 34% des installations de]6-12] kW sont dans cette situation. Globalement, le pourcentage des installations sous les 75% de performance diminue avec la taille des installations.

La performance médiane obtenue par 50% des installations est dans une fourchette plus étroite de 85% à 92% de rendement. A nouveau cette performance augmente proportionnellement avec la catégorie de puissance, laissant présager que les installations plus grandes sont, soit de meilleure qualité, soit simplement placées dans de meilleures conditions d'orientation, d'inclinaison et sans ombrage.

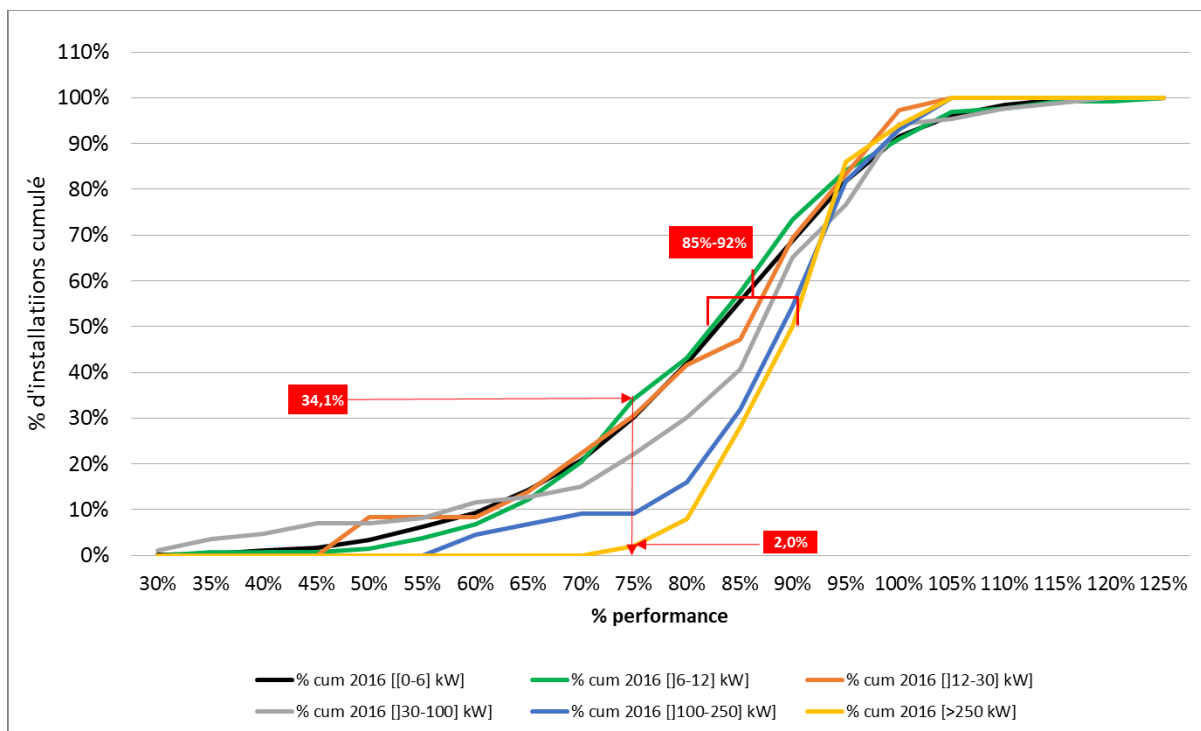


Figure 37 : Pourcentage de performance observé en 2017 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour les catégories de puissance.

8 Autoconsommation et autosuffisance

Comme déjà expliqué précédemment, la particularité de la Région de Bruxelles Capitale est de disposer de compteurs électriques qui mesurent l'injection d'électricité sur le réseau issue de la production du PV (électricité PV produite mais non utilisée au moment même) et le prélèvement d'électricité du réseau par le consommateur final (électricité prélevée car pas suffisamment de production pour combler les besoins). L'objectif de cette section est de présenter les notions d'autoconsommation et d'autosuffisance et d'analyser les tendances d'évolution de ces indicateurs.

8.1 Définition des indicateurs

L'**autoconsommation** se définit comme étant la différence entre la production des panneaux PV et l'injection de cette production sur le réseau. La partie de la production qui n'est pas injectée sur le réseau est consommée sur place, il s'agit d'autoconsommation.

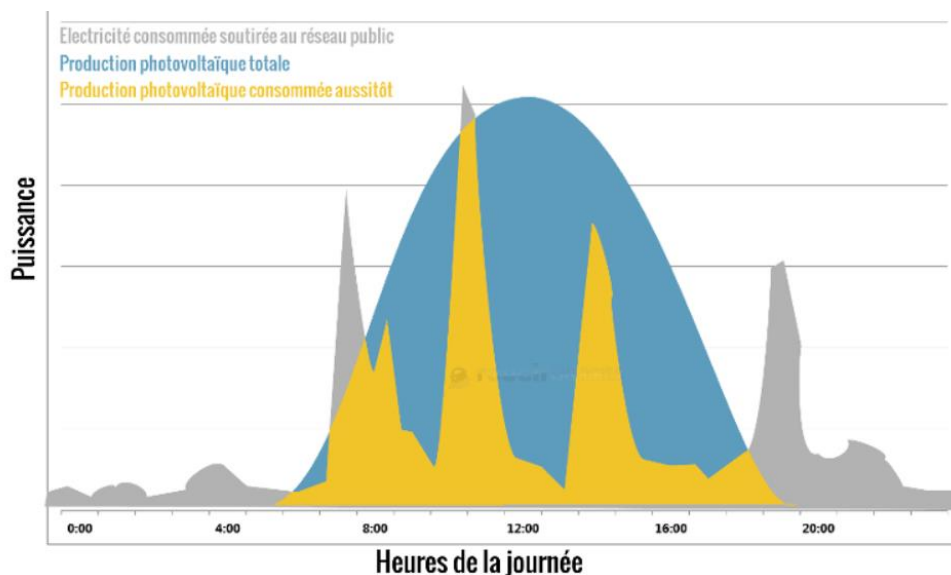
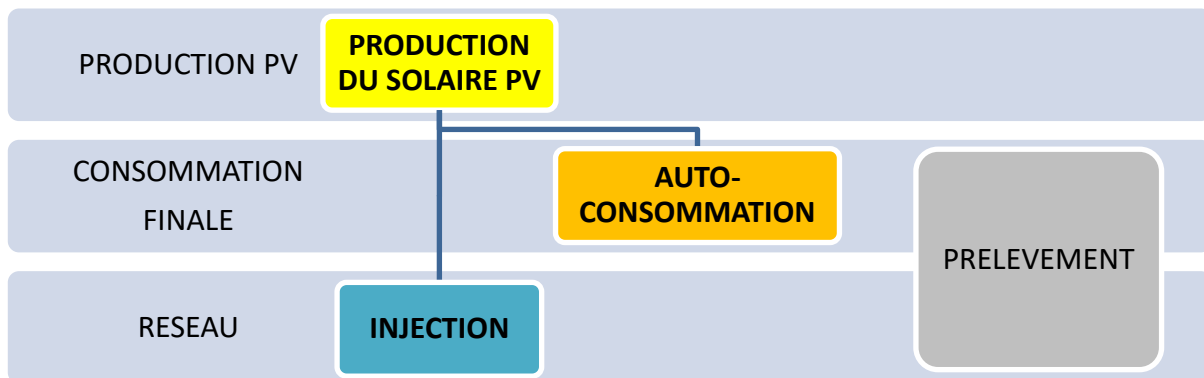


Figure 38 : Schéma d'explication de l'autoconsommation et de l'autosuffisance²²

²² Source : <http://www.rouchennergies.fr>

La consommation électrique finale du titulaire des panneaux est la somme de la production du PV et du prélèvement d'électricité du réseau, moins l'injection. Ces trois données sont connues précisément en RBC.

$$\text{Consommation finale (kWh)} = \text{Production (kWh)} - \text{Réinjection (kWh)} + \text{Prélèvement (kWh)}$$

Le taux d'autoconsommation est la part de l'électricité autoconsommée PV sur la production totale des panneaux PV.

$$\% \text{ autoconsommation} = \frac{\text{Production (kWh)} - \text{Réinjection (kWh)}}{\text{Production (kWh)}}$$

L'autosuffisance se définit comme étant la part de l'électricité autoconsommée du PV sur la consommation totale d'électricité. Dans l'absolu, s'il n'y a pas de prélèvement électrique du réseau, le consommateur est autosuffisant avec sa production d'électricité PV.

$$\% \text{ autosuffisance} = \frac{\text{Production (kWh)} - \text{Réinjection (kWh)}}{\text{Consommation finale (kWh)}}$$

SIBELGA a transmis le relevé des compteurs (par code EAN) avec les données d'injection et de prélèvement pour deux périodes se situant entre 2013 et 2014 et entre 2016 et 2017. Chaque période de relevé débute n'importe quel jour de l'année et porte en général sur une durée approximative d'une année.

8.2 Méthodes pour calculer l'autoconsommation

La méthode de calcul de la production PV sur la période de relevé 2017 diffère de celle utilisée précédemment pour les données 2014, aussi les résultats ont été recalculés pour cette période. L'appariement entre les compteurs des installations et les codes EAN a été poursuivi, ce qui entraîne une augmentation de l'échantillon de la période 2014-2015 utilisable pour l'analyse 2017.

Les données de BRUGEL concernant la production des panneaux solaires PV sont des données trimestrielles qui sont sommées pour obtenir la production pour une année civile (2015, 2016, ...)

Les données de SIBELGA reprennent les données d'injection et de prélèvement pour une période entre deux dates de relevé (consommation annuelle), par exemple du 12 mars 2015 au 14 mars 2016. Parfois cette période est plus courte ou plus longue qu'une année.

Afin de pouvoir calculer l'autoconsommation, c'est-à-dire la production du PV consommée sur place, il est donc nécessaire de concilier les périodes non correspondantes de ces deux sources de données.

Une nouvelle méthode pour résoudre cette différence a été utilisée se base sur deux étapes de calculs.

A l'étape I, on découpe la production annuelle des panneaux en production mensuelle sur base de la productivité mesurée pour des panneaux de références, pour l'année étudiée. Cette productivité est exprimée en kWh/kWc, selon une courbe (reprise dans la figure ci-dessous et disponible pour chaque année depuis 2009, source : APERE). Logiquement les mois d'été produisent plus que les mois d'hivers.

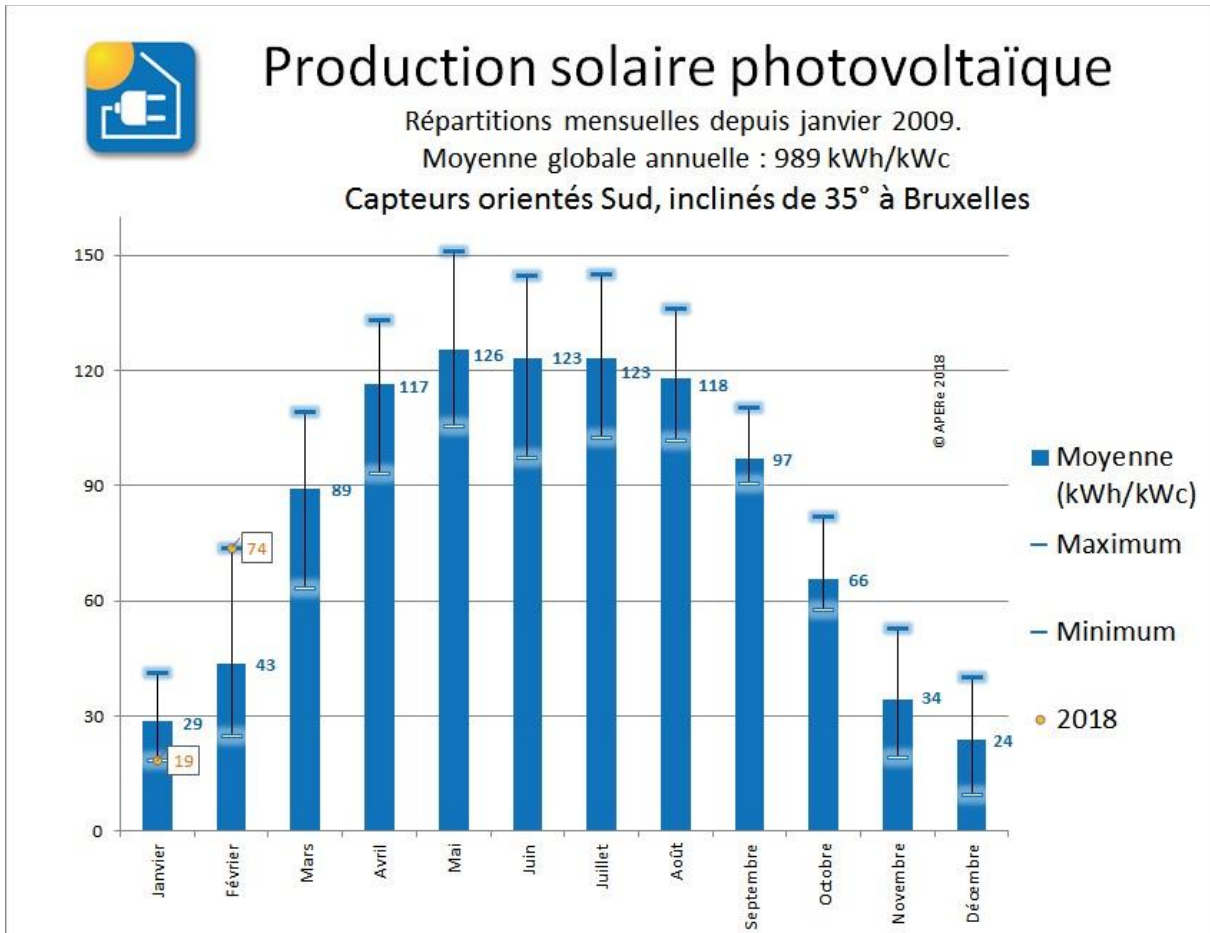


Figure 39. Production électrique solaire photovoltaïque – Moyenne basée sur l'historique 2009-2018²³

A l'étape 2, on découpe la production mensuelle des panneaux issue de l'étape 1, pour les mois des dates du relevé de SIBELGA, en production journalière sur base de la durée de l'ensoleillement publiée par l'IRM.

Ci-dessous, par exemple, le graphique présente les durées journalières d'ensoleillement du mois de mars 2019. On suppose que la production journalière est répartie proportionnellement à la durée d'ensoleillement et que, en divisant la production mensuelle (calculée à l'étape précédente) par la part (en % du total mensuel) d'ensoleillement de chaque jour, on a une estimation suffisamment précise pour prendre en compte la productivité sur la période couverte par les relevés de SIBELGA.

²³ Source : météo des énergies renouvelables, APERE.

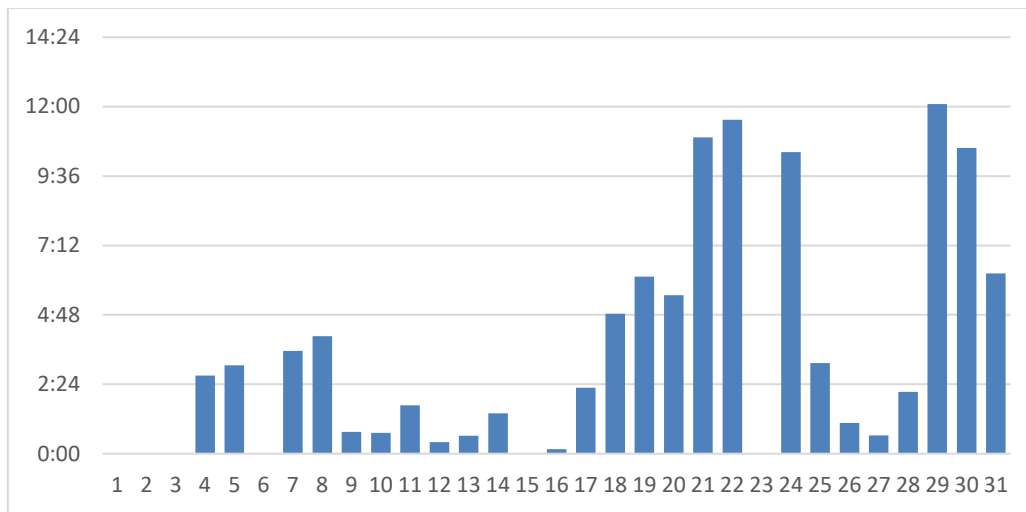


Figure 40. Durée d'ensoleillement du mois de mars 2019²⁴

Enfin, pour connaître la production qui a eu lieu entre les dates du relevé de SIBELGA, il reste à additionner les derniers jours du mois du premier relevé à partir de la date précise, de sommer toutes les productivités calculées pour les mois compris entre ceux du relevé, et de sommer les jours du mois de fin de relevé, jusqu'à la date de ce relevé.

L'exemple ci-dessous illustre ces étapes. En définitive, on additionne les productions journalières du 12 au 31 mars 2015, les productions mensuelles d'avril 2015 à février 2016 et enfin les productions journalières du 1 au 14 mars 2016.

Années	ANNEE 2015												ANNEE 2016				
	févr-15	mars-15	avr-15	mai-15	juin-15	juil-15	août-15	sept-15	oct-15	nov-15	déc-15	janv-16	févr-16	mars-16	avr-16	mai-16	...
jours																	
DONNEES	Production annuelle 2015 PV BRUGEL												Production annuelle 2016 PV BRUGEL				
Calcul 1	PV 2015 M2	2015 M3	2015 M4	2015 M5	2015 M6	2015 M7	2015 M8	2015 M9	2015 M10	2015 M11	2015 M12	2016 M1	2016 M2	2016 M3	2016 M4	2016 M5	...
Calcul 2																	
DONNEES	Relevés de Sibelga pour injection et prélèvement (période du 12/03/2015 au 14/03/2016)																

Figure 41. Exemple du calcul de l'autoconsommation : calage de la période du relevé

L'étude de l'autoconsommation de 2014 a été initiée par Climact, puis réutilisée de manière identique par l'ICEDD mais avec un échantillon plus important. Pour cette année 2014, une méthode simplifiée avait été utilisée qui se basait essentiellement sur l'étape 1 décrite ci-dessus (répartition mensuelle de la production des panneaux). Tous les mois entre les dates du relevé, y compris les mois du relevé, étaient donc sommés pour calculer la production correspondante à la période « SIBELGA ». Cette méthode simplifiée est une bonne approximation pour les relevés débutant au début d'un mois et se terminant à la fin d'un mois. A contrario, pour les relevés débutant en fin de mois et se terminant en début de mois, on surestime la production de près de deux mois. Ceci engendre dès lors une surestimation de l'autoproduction.

Résultats réussis

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats obtenus successivement et présentés dans les rapports. Il n'y a pas eu de transmission des données SIBELGA pour les périodes 2014-2015 et 2015-2016.

²⁴ Source : observatoire de l'IRM (<https://www.meteo.be/fr/climat/observations-ucle>).

Le tableau reprend la taille de l'échantillon analysé, les valeurs du taux d'autoconsommation médian, moyenne simple et pondérée ainsi que le taux par catégorie (particuliers et entreprises).

Exercice	Période relevé Sibelga	Echantillon compteurs	Médiane	Moyenne simple	Moyenne pondérée	Par catégorie	
						Particuliers	Entreprises
2014 Climact	2013-2014	1238	47,2%	50,4%	58,7%	49,1%	67,2%
2015 ICEDD	2013-2014	2069	50,8%	54,8%	64,8%	53,3%	69,4%
2017 ICEDD	2013-2014	2109	45,2%	48,8%	49,2%	48,0%	60,0%
	2016-2017	2105	37,9%	40,4%	39,3%	39,9%	45,4%

L'application de la nouvelle méthode (2017 ICEDD) entraîne une baisse de 715,17 MWh de la production PV prise en considération pour le calcul de l'autoconsommation pour la période 2013-2014. Ceci entraîne donc une baisse absolue de 6% du pourcentage d'autoconsommation final (part de la production PV autoconsommée) calculé suivant l'ancienne méthode. On passe d'une moyenne de 54,8% à une moyenne de 48,8%.

Par ailleurs, l'analyse de Climact en 2014 ne portait que sur 1238 installations, la base de données s'étant étoffée, le calcul de l'ICEDD s'est étendu à un échantillon de 2069 installations, avec la même méthode de calcul (2015 ICEDD). Cet élargissement de l'échantillon a conduit à passer d'un taux moyen de 50,4% à 54,8%. En 2017, la nouvelle méthode a été appliquée sur un échantillon élargi de 93 installations supplémentaires (base de données complétée).

Par ailleurs, en regardant de plus près la correspondance entre les données SIBELGA et Brugel, on constate que 380 installations ont eu leurs codes EAN modifiés entre 2014 et 2017, ce qui implique la perte de liaison avec les données d'injection de SIBELGA de 2014, avec l'ancien code EAN. Ces installations sortent de l'analyse en 2017 et influencent donc le résultat.

Baisse de l'autoconsommation entre 2014 et 2017.

Il y avait 411 installations en 2014 dont on ne dispose plus des données de production/injection en 2017. Ces installations représentaient 20% de la production PV de 2014, avec un pourcentage d'autoconsommation relativement élevé : 55,4%

Les 1700 installations qui disposent de données en 2014 et 2017 montrent une évolution telle que :

- Une baisse de 2% de la production entre 2014 et 2017
- Une hausse de la réinjection de 12,3% entre 2014 et 2017
- Ceci conduit à une baisse moyenne de l'autoconsommation de 47,6% en 2014 à 39,9% en 2017

Enfin, 407 installations disposent de données en 2017 alors qu'elles n'en avaient pas en 2014. Elles représentent 23% de la production de 2017. Leur pourcentage d'autoconsommation est de 36,7%.

Tous ces éléments tendent à expliquer la chute de l'autoconsommation entre 2014 et 2017.

8.1 Résumé des faits marquants

Les installations présentant un taux d'autoconsommation supérieur à 50% passent de 33% pour la période 2013-2014 à 21% pour la période 2016-2017.

La moyenne d'autoconsommation du parc évolue de 49% pour la période 2013-2014 à 40% pour la période 2016-2017.

Dans la consommation finale d'électricité des titulaires de PV, 20% est fourni par leurs panneaux en 2013-2014 tandis que cette part augmente à 25% en 2016-2017.

8.2 Taux d'autoconsommation

La promotion de l'autoconsommation de l'électricité produite par les installations décentralisées semble être au cœur des politiques de redéveloppement du photovoltaïque en Europe²⁵. Il convient par conséquent de suivre avec attention l'évolution du taux d'autoconsommation des installations photovoltaïques bruxelloises.

L'analyse du taux d'autoconsommation a pour objectif d'estimer les quantités d'électricité produites par les installations photovoltaïques bruxelloises qui sont consommées instantanément sur le lieu de leur production sans passer par le réseau.

8.2.1 Echantillon analysé

Tableau 29 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de l'autoconsommation

Période du relevé	2013-2014	2016-2017
Nombre d'installations de l'échantillon	2 302	2 306
Nombre d'installations analysées	2 109	2 102
% de l'échantillon total	92%	91%
Nombre d'outliers	131	71
Outliers en % de l'analyse	6,2%	3,4%

Seules les installations pour lesquelles des relevés de production étaient disponibles pour la période couverte par les relevés fournis par le gestionnaire de réseau de distribution ont été retenues pour l'analyse.

Finalement, après application des différents filtres, l'échantillon est composé de plus de 90% des installations du parc photovoltaïque, ce qui est largement significatif.

Les raisons ayant amené à l'exclusion d'installations sont principalement des dates de relevé absentes, des productions manquantes, des périodes de relevé estimées trop courtes (< 8 mois) voire encore un taux d'autoconsommation calculé négatif et donc non-cohérent.

8.2.2 Résultats

²⁵ Voir notamment : European Commission, *Best practices on Renewable Energy Self-consumption*, SWD (2015) 141 final

8.2.2.1 Période 2013-2014

La Figure 42 illustre la distribution des installations du parc de production en fonction de leur classe d'autoconsommation pour la période 2013-2014.

On constate que **67%** des installations ont un taux d'autoconsommation inférieur ou égal à la classe d'autoconsommation²⁶ de 50%. Plus de **10%** ont un taux d'autoconsommation supérieur à 75% et **9%** inférieur ou égal à 25%. Près de **5%** autoconsomment totalement l'électricité produite par les panneaux.

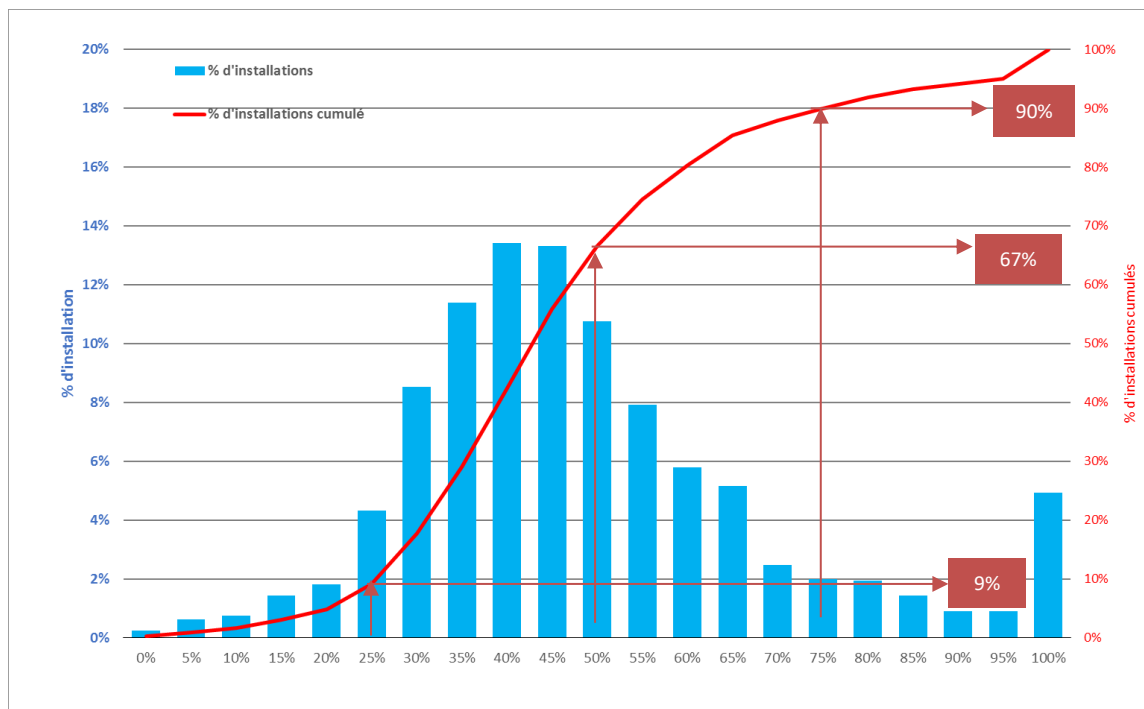


Figure 42 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2013-2014)

Le tableau ci-dessous reprend le profil de la distribution des installations.

Tableau 30 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2013-2014)

Type de titulaire	Particuliers	Entreprises privées	Entreprises publiques	Total
Nombre d'installations	2 152	139	11	2 302
Nombre d'installations analysées	1 980	123	6	2 109
% de l'échantillon total	92%	88%	55%	92%
Min	0%	17%	34%	0%
1 ^{er} quartile	35,4%	41,8%	54,8%	35,5%

²⁶ Les données ont été rassemblées par catégorie d'autoconsommation sur base de leur valeur arrondie (catégorie 50% = [47,5% – 52,5%])

Médiane	44,7%	57,9%	73,6%	45,2%
3 ^e quartile	56,9%	80,4%	92,4%	57,8%
Max	100%	100%	98%	100%
Moyenne	48,0%	59,5%	71,1%	48,8%

L'analyse sur les entreprises publiques est mentionnée pour information, mais n'est pas statistiquement pas représentative vu le faible échantillon (6 installations).

La moyenne globale de l'autoconsommation du parc PV bruxellois (Autoconsommation totale / Production totale) en 2013-2014 est calculée à 48,8%. Cette valeur de 6 points de pourcent est inférieure à celle calculée et publiée dans les précédents rapports, pour la même période. Cette diminution est à imputer à la méthode de calcul, plus précise dans le calcul de la production sur la période de relevés correspondant. L'application de la nouvelle méthode entraîne une baisse de 715,17 MWh de la production PV prise en considération pour le calcul de l'autoconsommation.

Cependant, cette valeur de près de 49% peut encore paraître élevée pour le parc bruxellois. A priori, cela peut s'expliquer par la part relativement importante, en termes de puissance installée, des installations de plus de 6 kWc (cf. Tableau 1), la moyenne pondérée s'élève à 49,2%. Ces installations ne bénéficiant pas du principe de compensation, les producteurs visent naturellement à maximiser la part de l'électricité produite autoconsommée afin de maximiser la valorisation financière de l'électricité produite localement. Ce constat est confirmé par les résultats de l'autoconsommation des entreprises repris au Tableau 30 avec des valeurs autour des 60 et 70%. Selon la Commission européenne, on observe généralement un taux situé entre 50% et 80% pour les installations non résidentielles²⁷.

L'analyse du Tableau 30 montre toutefois que près de 75% des installations ont un taux d'autoconsommation supérieur à 35% dont un grand nombre d'installations d'une puissance inférieure à 6 kWc, installations qui n'ont jusqu'à présent pas d'incitant à autoconsommer l'électricité produite en raison du principe de compensation. Un tel niveau d'autoconsommation est considéré comme élevé pour des installations domestiques où l'on considère généralement une valeur moyenne de 30%²⁵

La répartition par catégorie de puissance n'est pas analysée, pratiquement seules les installations de [0- 6] kWc sont représentées dans l'échantillon de la période 2013-2014.

8.2.2.2 Période 2016-2017

Le tableau ci-dessous reprend le profil de la distribution des installations. La moyenne globale passe de 48,8% pour la période 2013-2014 à 40,4% pour la période 2016-2017.

Tableau 31 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2016-2017)

Type de titulaire	Particuliers	Entreprises privées	Entreprises publiques	Total
Nombre d'installations	2 130	158	38	2 326
Nombre d'installations analysées	1 936	139	30	2 105
% de l'échantillon total	91%	88%	79%	90%
Min	49%	65%	53%	0%

²⁷ Voir European Commission, *Best practices on Renewable Energy Self-consumption*, SWD (2015) 141 final

1 ^{er} quartile	28,5%	25,5%	25,2%	28,3%
Médiane	37,9%	41,9%	30,1%	37,9%
3 ^e quartile	48,7%	64,6%	53,3%	49,4%
Max	100%	100%	98%	100%
Moyenne	39,9%	46,8%	41,6%	40,4%

La baisse est constatée également par type de titulaire, la moyenne baissant de 8 points de pourcent chez les particuliers (48,0% -> 39,9%) et de 13 points de pourcent dans les entreprises privées (59,5% -> 46,8%).

L'explication de cette baisse importante est double et porte sur les 1700 installations qui sont présentes dans les échantillons des deux périodes. D'une part la production des installations analysées est plus faible de 2% entre 2013-2014 et 2016-2017. D'autre part, la réinjection de ces mêmes installations a augmenté de 12,3% entre ces deux périodes. Moins de production et plus de réinjection tirent logiquement le taux d'autoconsommation à la baisse.

La Figure 43 illustre la distribution des installations du parc de production en fonction de leur classe d'autoconsommation pour la période 2016-2017.

On constate que **79%** des installations ont un taux d'autoconsommation inférieur ou égal à la classe d'autoconsommation de 50%. A peine **4%** ont un taux d'autoconsommation supérieur à 75% et **23%** inférieur ou égal à 25%. A peine **1%** autoconsomme totalement l'électricité produite par les panneaux.

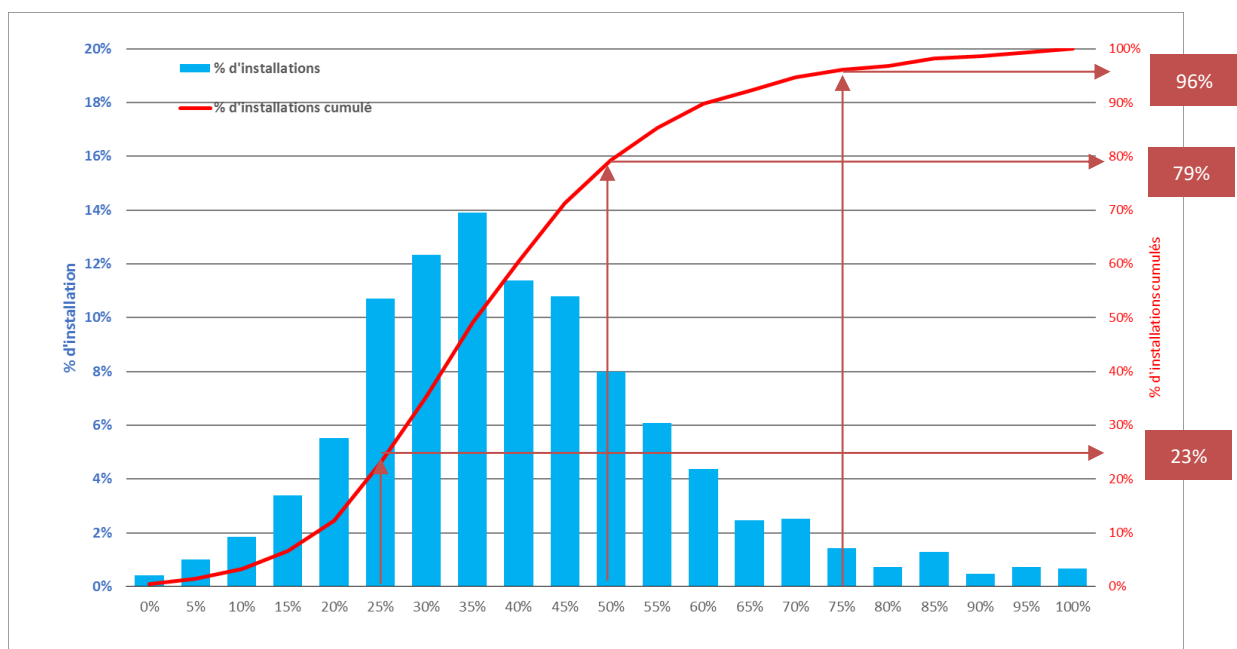


Figure 43 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2016-2017)

On constate également une baisse importante de l'autoconsommation pour les entreprises privées par rapport à 2013-2014. Ces installations présentent néanmoins toujours un pourcentage

d'autoconsommation plus élevé que les installations de particuliers, mais de manière moins marquée que pour la période 2013-2014.

8.2.3 Conclusions

Le changement de méthode et la mise à disposition d'une nouvelle période d'analyse de l'autoconsommation nous incite à ne pas tirer de conclusions trop hâtives. Des analyses plus poussées vont être envisagées dans l'étude de l'indicateur lors de la réalisation de l'exercice suivant. Certaines pistes de prospection seront menées afin de valider ou nuancer les résultats observés. Une analyse de la robustesse des paramètres sera réalisée afin de vérifier leurs impacts sur les résultats.

8.3 Taux d'autosuffisance

L'autosuffisance représente la part de l'autoconsommation de la production photovoltaïque dans la consommation finale d'électricité.

Le calcul de l'indicateur porte sur les données transmises par SIBELGA à BRUGEL, qui concernent les deux périodes 2013-2014 et 2016-2017. Elles reprennent par compteur et par EAN les données d'injection de la production du PV sur le réseau et les données de prélèvement (achat) d'électricité du réseau.

8.3.1 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille des échantillons pour les deux périodes, sur lesquelles l'analyse a été réalisée, sa représentativité et le nombre d'outliers identifiés. Afin de disposer de données de production couvrant l'entièreté de l'année, seules les installations pour lesquelles des relevés de production couvrant la période entière sont prises en considération. Les installations doivent donc de facto être mises en service avant le début de la période de relevé des compteurs pour être prises en compte.

Tableau 32 : Taille des échantillons pour l'analyse de l'autosuffisance du parc PV en RBC

Période 2013-2014							
Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW	[6-12] kW	[12-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations	2 746	128	35	72	31	41	3 053
Nombre d'installations analysées	2 141	24	6	3	0	0	2 174
% du nombre total d'installations	78%	19%	17%	4%	0%	0%	71%
Nombre d'outliers	178	0	0	0	0	0	178
Outliers en % de l'analyse	8,3%	0,0%	0,0%	0,0%	-	-	8,2%
Période 2016-2017							
Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW	[6-12] kW	[12-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations	3 144	181	49	102	46	51	3 573
Nombre d'installations analysées	2 273	27	0	0	0	0	2 271
% du nombre total d'installations	72%	15%	0%	0%	0%	0%	64%
Nombre d'outliers	0	0	0	0	0	0	0
Outliers en % de l'analyse	0%	0%	-	-	-	-	0%

Entre 64% et 71% des installations pourront être analysées, l'échantillon est donc représentatif du parc au regard de l'analyse qui est réalisée.

Le jeu de données de la période 2013-2014 compte 178 outliers, soit un peu plus de 8% de l'échantillon total analysé, mais aucun outliers n'est déterminé pour la période 2016-2017. Ces outliers sont des valeurs réelles qui sortent de la tendance majoritaire de l'échantillon, elles n'en sont pas moins valides.

8.3.2 Résultats

L'autosuffisance médiane en RBC passe de 21% pour la période 2013-2014 à 30% pour la période 2016-2017. Lorsqu'on les pondère par les consommations individuelles, on passe respectivement à 22 et 26%. Cela revient à dire qu'entre un cinquième et un quart de la consommation électrique des titulaires de panneaux provient de la production solaire PV.

Tableau 33 : Pourcentage d'autosuffisance des panneaux du parc PV en RBC

Année 2013-2014							
Classe de puissance (kWc)	[0-6] kW	[6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
% du nombre d'installations	98,5%	1,1%	0,3%	0,1%	-	-	100%
% de la puissance installée	92,8%	2,6%	1,8%	2,7%	-	-	100%
Conso finale moyenne (MWh)	5,124	8,715	42,232	80,126	-	-	5,369
Médiane (med)	20,8%	24,0%	29,2%	16,5%	-	-	20,9%
Moyenne simple (ms)	23,9%	29,4%	45,1%	18,4%	-	-	24,0%
Moyenne pondérée (mp)	22,0%	27,7%	21,5%	16,6%	-	-	22,0%

Année 2016-2017							
Classe de puissance (kWc)	[0-6] kW	[6-12] kW]12-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
% du nombre d'installations	98,8%	1,2%	-	-	-	-	100%
% de la puissance installée	97,0%	3,0%	-	-	-	-	100%
Conso finale moyenne (MWh)	3,682	6,806	-	-	-	0	3,720
Médiane (med)	30,3%	44,6%	-	-	-	-	30,4%
Moyenne simple (ms)	38,8%	49,7%	-	-	-	-	38,9%
Moyenne pondérée (mp)	25,7%	33,5%	-	-	-	-	25,9%

Les graphiques de la page suivante illustrent la part de l'électricité PV autoconsommée dans la consommation électrique totale, selon la période étudiée (2013-2014 et 2016-2017) et selon la classe de puissance des installations. La courbe en gris représente le niveau de consommation moyen par classe, en échelle logarithmique (ordonnée de droite).

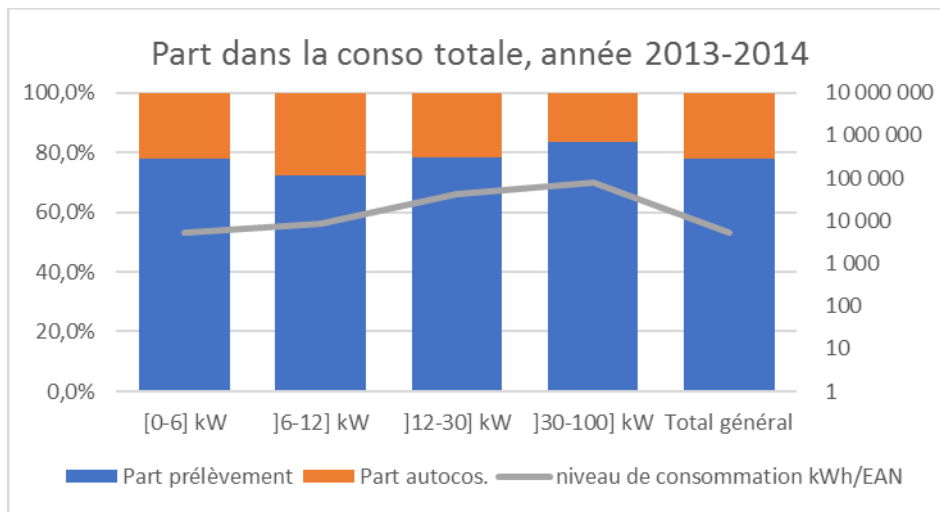


Figure 44 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2013-2014.

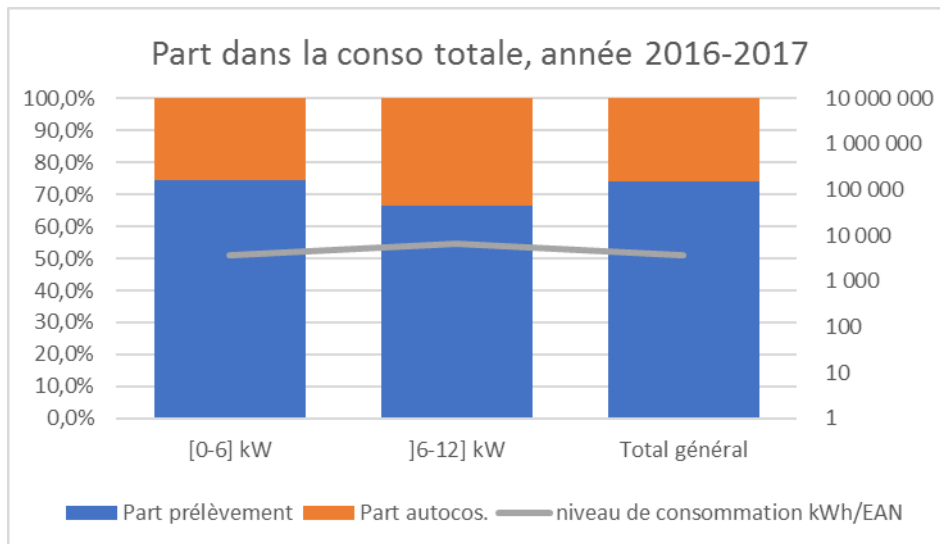


Figure 45 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2016-2017.

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 2017). 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, de prix des installations et finalement de productivité des installations.

Les données communales sont présentées en annexe sous forme de tableaux chiffrés pour les années 2015, 2016 et 2017 (cf. II Annexe : Tableaux chiffrés des données communales).

9.1 Résumé des faits marquants

Le nombre d'installations varie fortement d'une commune à l'autre, on observe notamment une grande disparité spatiale des installations sur le territoire régional pour la catégorie de puissance inférieure à 6 kWc.

Cette disparité est également observée si l'on analyse les plus grosses installations des entreprises publiques et privées. Cela s'explique notamment par des disparités en matière de politique communale et de répartition d'activité socio-économique sur le territoire.

Le prix des installations et leur productivité sont plus homogènes sur le territoire régional. Certaines exceptions notoires sont cependant à soulever comme notamment la commune d'Etterbeek qui présente un prix moyen d'environ 1000 €/kWc supérieur à la moyenne régionale ou la commune de Schaerbeek au sein de laquelle la productivité est nettement plus faible que la moyenne régionale.

9.2 Indicateurs présentés

Les indicateurs présentés sont calculés selon les mêmes règles et convention que précédemment. 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'habitant. Les unités des indicateurs résultants étant donc le nombre d'installation/1000 habitants et la puissance installée/1000 habitants.

9.3 Echantillon analysé

Les données présentées ci-après n'ont fait l'objet d'aucun filtre particulier. Ce sont les données du parc total qui sont donc utilisées.

9.4 Résultats

9.4.1 Nombre d'installations

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

En 2017, tout comme en 2016, Bruxelles-Ville, Uccle et Woluwé-St-Pierre forment le trio de tête en nombre d'installations implantées dans la commune. Notons toutefois que Bruxelles-Ville est un regroupement de 5 codes postaux (1000 Bruxelles, 1020 Laeken, 1048 Conseil de l'UE, 1120 Neder-

Over-Heembeek et 1130 Haren) et Ixelles de 2 codes postaux (1047 parlement européen et 1050 Ixelles). Le tableau suivant détaille la répartition par code postal.

Tableau 34 : Nombre d'installation (actives ou non) par titulaire et par code postal fin 2017 en RBC

Communes	CP	Nombre d'installation par type de titulaire			Total général
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	
Anderlecht	1070	211	4	49	264
Auderghem	1160	197		28	225
Berchem-Sainte-Agathe	1082	152		6	158
Bruxelles	1000	101	20	107	228
Bruxelles - Laeken	1020	124	9	19	152
Bruxelles - Conseil UE	1048		22		22
Bruxelles - NOH	1120	93	3	32	128
Bruxelles - Haren	1130	48		20	68
Etterbeek	1040	82	4	26	112
Evere	1140	116	5	25	146
Forest	1190	88		29	117
Ganshoren	1083	70		7	77
Ixelles - Parlement Europ.	1047		3		3
Ixelles	1050	186	1	55	242
Jette	1090	166	17	29	212
Koekelberg	1081	22	1	4	27
Molenbeek-Saint-Jean	1080	69	6	41	116
Saint-Gilles	1060	45	4	14	63
Saint-Josse-ten-Noode	1210	12	4	10	26
Schaerbeek	1030	200	2	61	263
Uccle	1180	402	18	46	466
Watermael-Boitsfort	1170	170	10	4	184
Woluwe-Saint-Lambert	1200	217	6	22	245
Woluwe-Saint-Pierre	1150	277	2	21	300
Total général		3 048	141	655	3 844

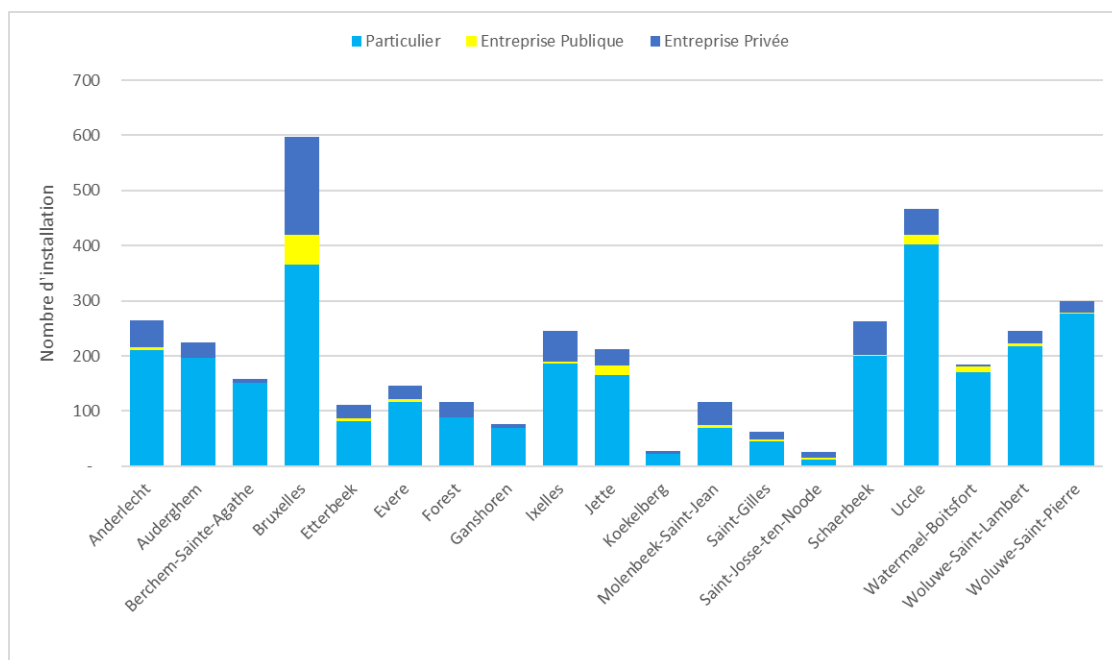


Figure 46 : Nombre d'installations du parc PV fin 2017 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune

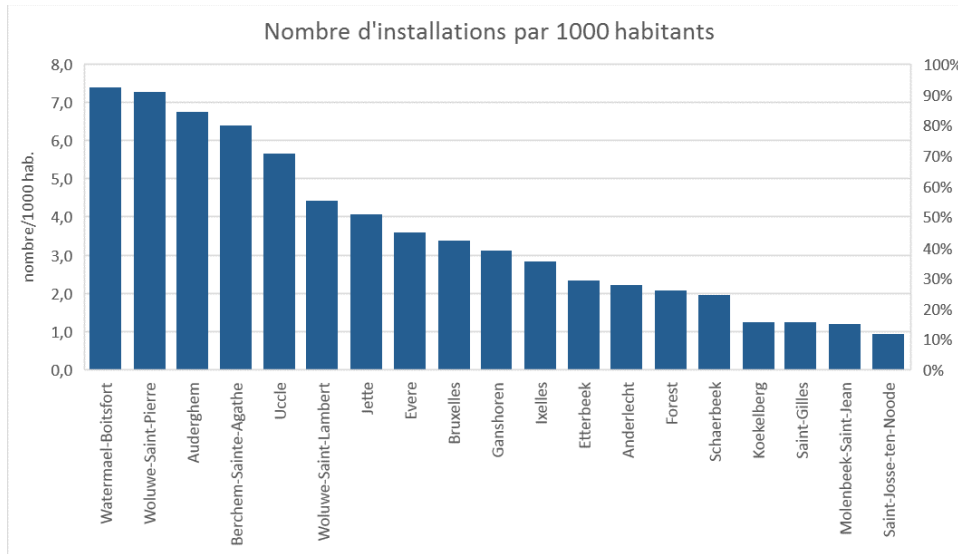


Figure 47 : Densité du nombre d'installations du parc PV fin 2017 en RBC par 1 000 habitants par commune

Comme le montre la figure 47, le croisement des données spécifiques aux installations photovoltaïques telles que le nombre d'installations avec des données de population communale permet de situer le contexte à un niveau local.

Le nombre d'installations par 1 000 habitants varie de 7,5 (Watermael-Boitsfort, en progression de 0,6 par rapport à 2016) à 0,9 (Saint-Josse-ten-Noode, inchangé depuis 2016).

La figure ci-dessous représente la répartition par catégorie de puissance par code postal et commune. On observe clairement la supériorité du nombre d'installations de [0-6] kW, mais certaines communes se démarquent avec une proportion moindre comme la plupart des codes postaux à Bruxelles. Un cas particulier pour le code 1047, où 3 installations de 12 à 30 kW sont existantes sur les bâtiments du parlement européen.

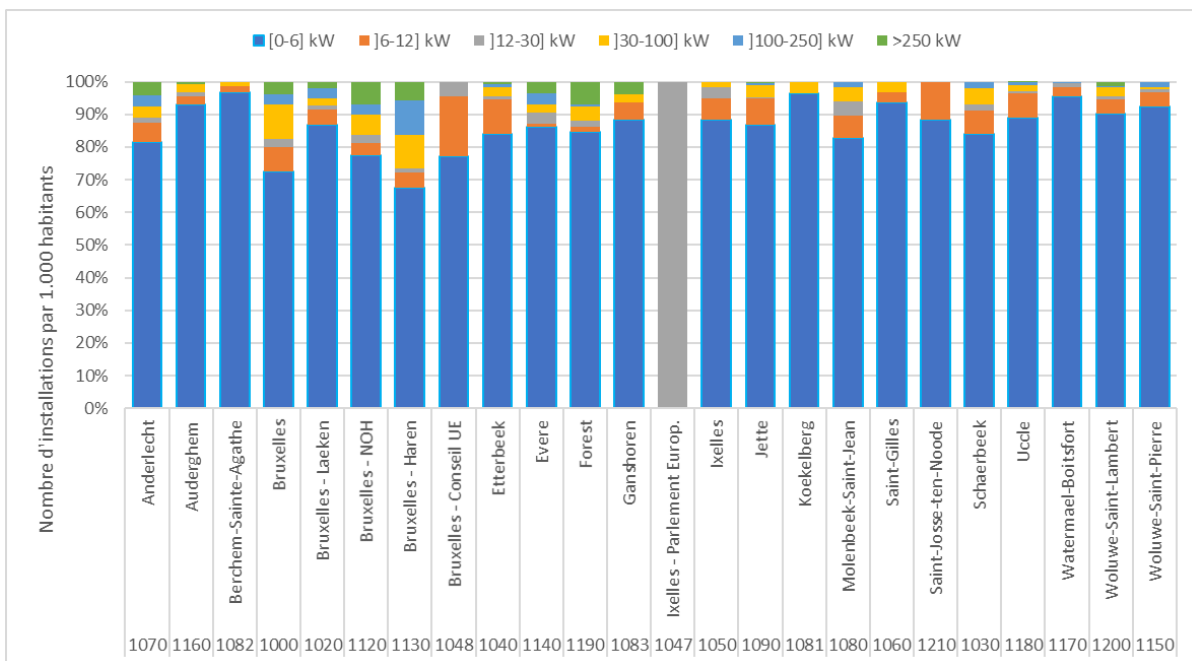


Figure 48 : Répartition du nombre d'installation par catégorie de puissance et par commune

9.4.2 Puissance installée

La figure 49 présente la répartition de la puissance installée du parc PV exprimée en % par type de titulaire au niveau communal. En termes de puissance, on constate que les entreprises privées sont majoritaires dans de nombreuses communes alors qu'en termes de nombre d'installations, elles sont souvent minoritaires. On constate à nouveau une forte disparité entre communes ; disparité à probablement mettre en relation avec la politique communale (Koekelberg) et la distribution des activités socio-économiques (densité des tissus industriels et résidentiels, cf. Anderlecht et Berchem-Sainte-Agathe).

Le cas particulier de Koekelberg (grande proportion de puissance installée dans les entreprises publiques) peut s'expliquer par deux facteurs : d'une part, l'installation sur l'atelier communal d'une installation PV puissante et un nombre relativement faible d'autres installations chez les particuliers et les entreprises privées dans la commune d'autre part. Mais Etterbeek dispose également d'une puissance installée dans les établissements publics relativement élevée, résultant de l'installation sur les bâtiments européens...

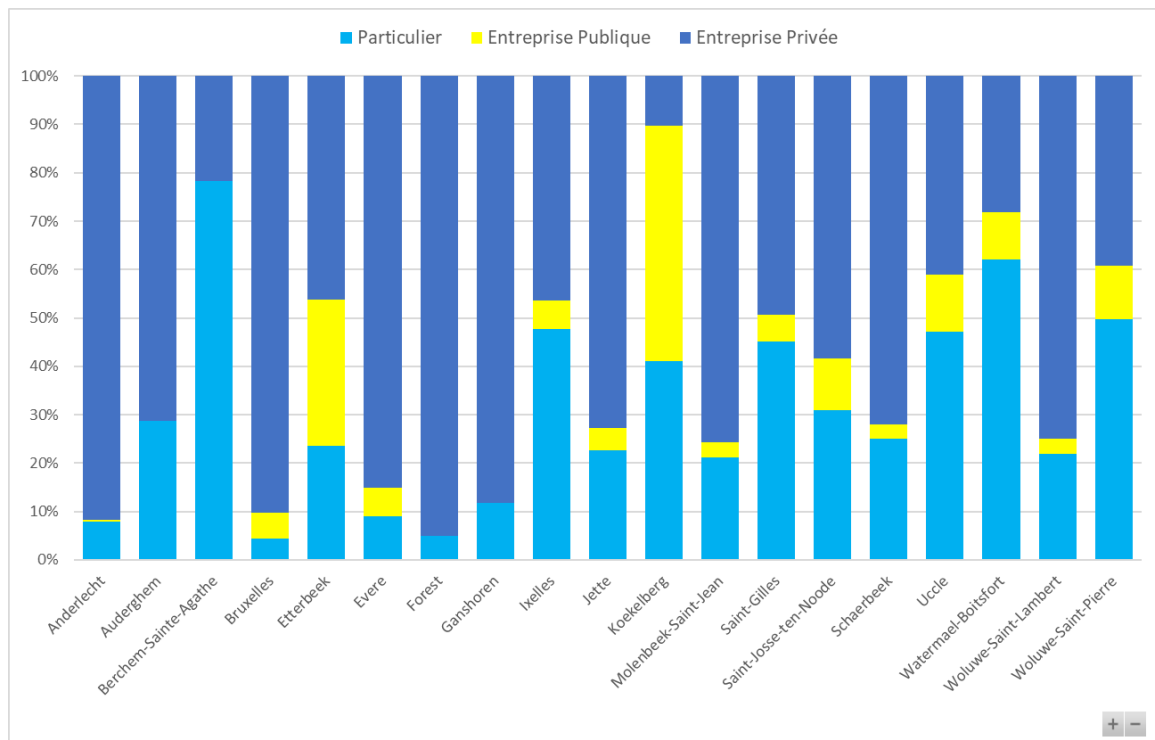


Figure 49 : Part de la puissance installée du parc PV fin 2017 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune

La figure ci-dessous classe les communes par ordre décroissant de l'indicateur (puissance 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.

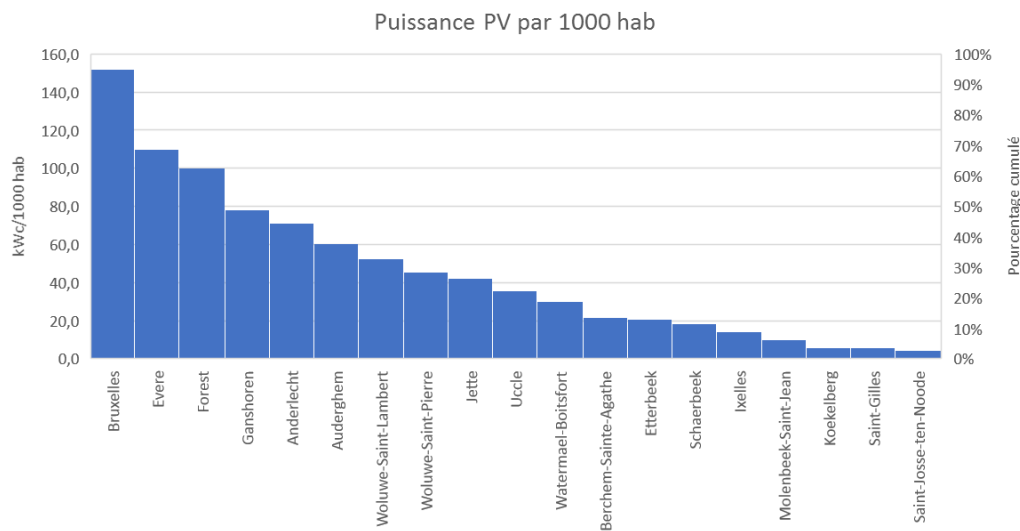


Figure 50 : Puissance installée du parc PV fin 2017 en RBC par 1000 habitants et par commune

9.4.3 Représentation communale

Le tableau suivant classe le top 5 des communes par nombre et puissance par 1 000 habitants.

	Nombre PV / 1 000 hab.	Puissance kWc/1 000 hab.
1	Watermael-Boitsfort	Bruxelles
2	Woluwe-Saint-Pierre	Evere
3	Auderghem	Forest
4	Berchem-Sainte-Agathe	Ganshoren
5	Uccle	Anderlecht

Afin d'enrichir l'analyse du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles – Capitale en 2017, quatre cartes thématiques communales ont été réalisées.

Les cartes présentent par commune le nombre d'installations PV par titulaire (Figure 51), ce nombre divisé par la population du territoire communal (densité, Figure 52), la puissance installée par titulaire (Figure 53) et cette puissance divisée par la population du territoire communal (densité, Figure 54).

Pour la densité, chaque carte présente les 19 communes caractérisées par une classe de couleur où chaque classe correspond à un intervalle de valeurs, selon un regroupement dit « naturel ».

Pour la représentation du nombre par titulaire, un graphique de type camembert montre la répartition par type de titulaire (entreprise privée, entreprise publique, particulier) par commune. La taille du camembert est fonction d'une valeur en chiffre absolu, dont l'échelle est présentée en bas de carte.

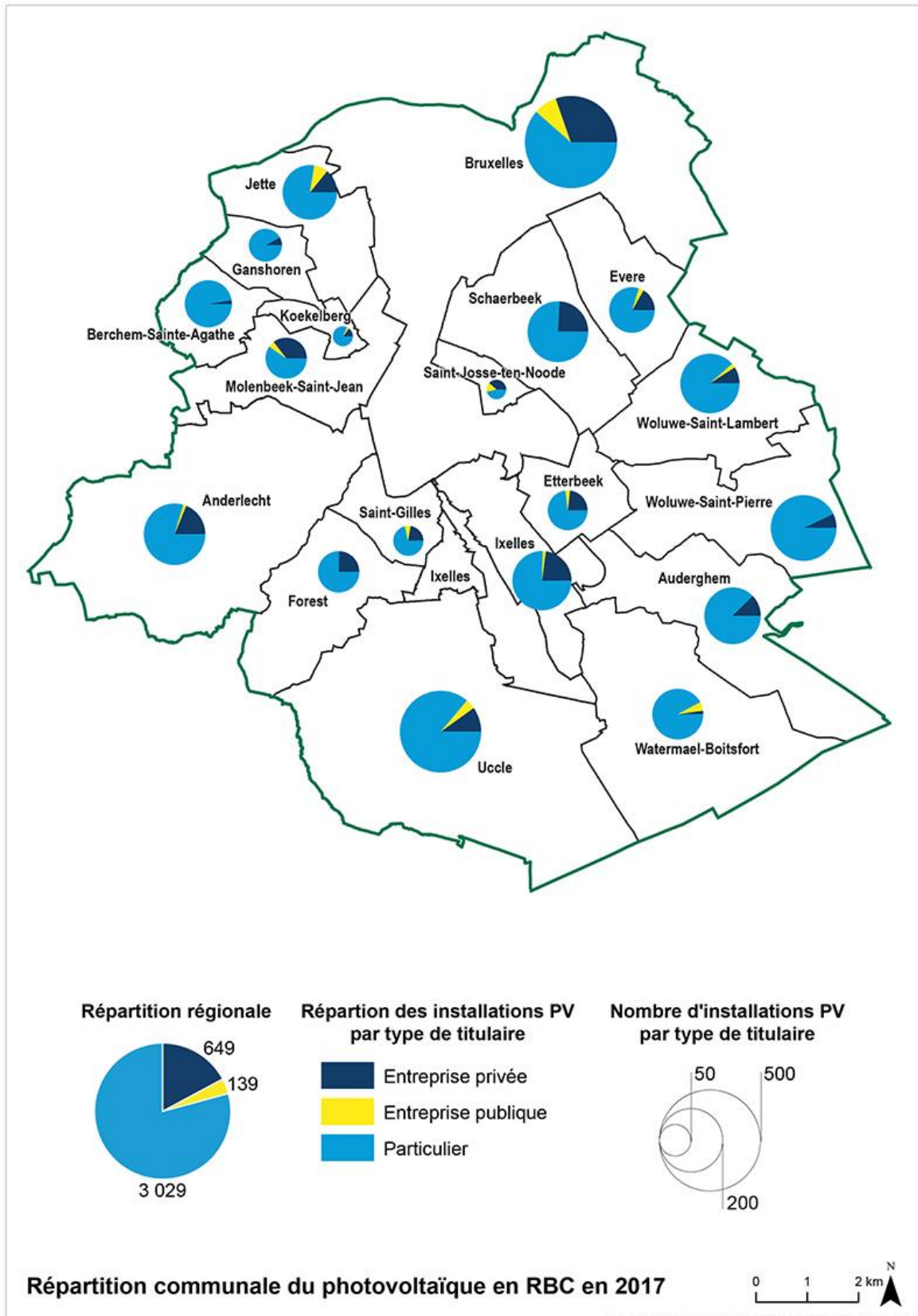


Figure 51 : Carte 1A - Nombre d'installations PV par type de titulaire, par commune, en RBC 2017

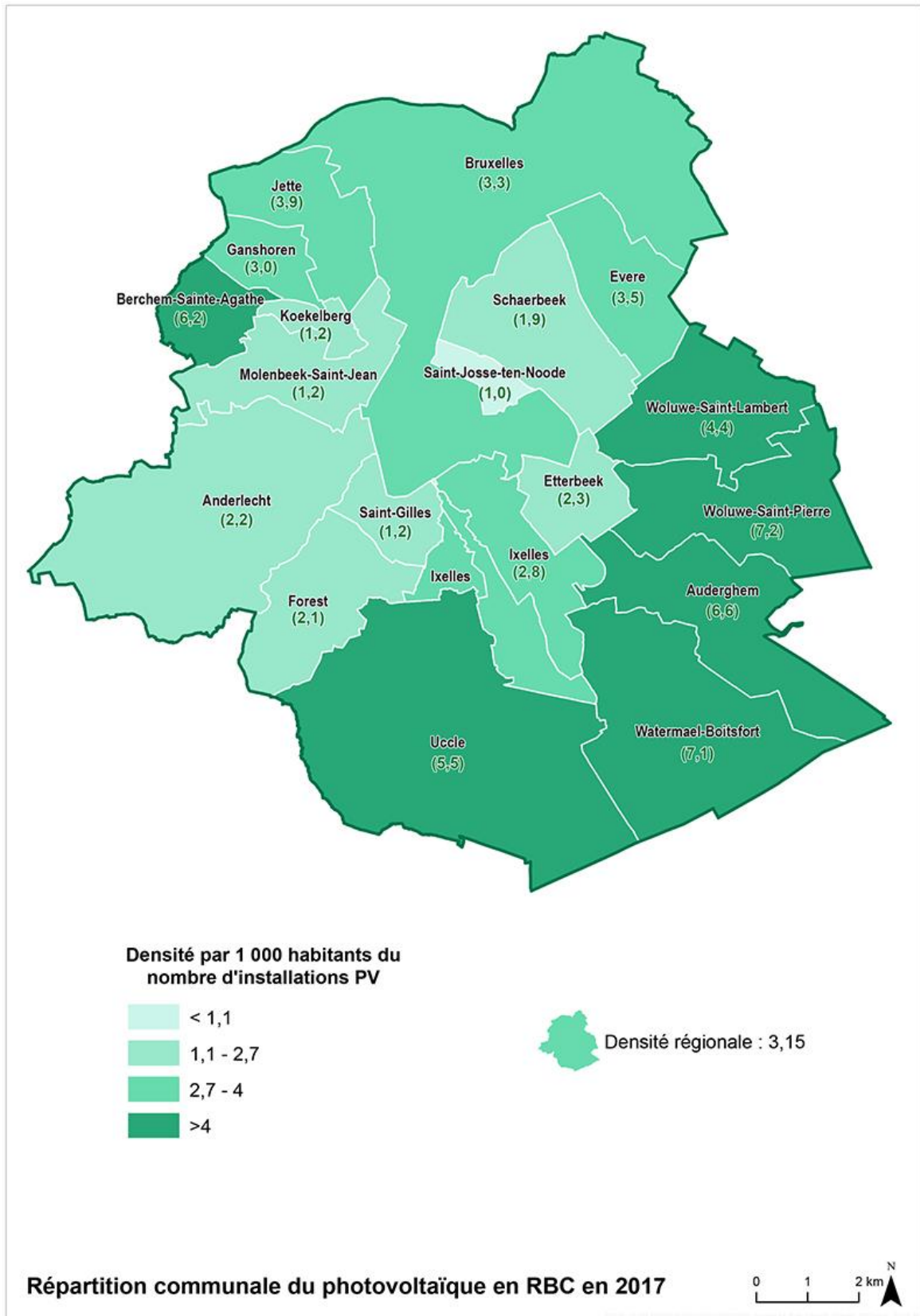


Figure 52 : Carte IB - densité du nombre d'installations PV par 1 000 habitants par commune en RBC 2017

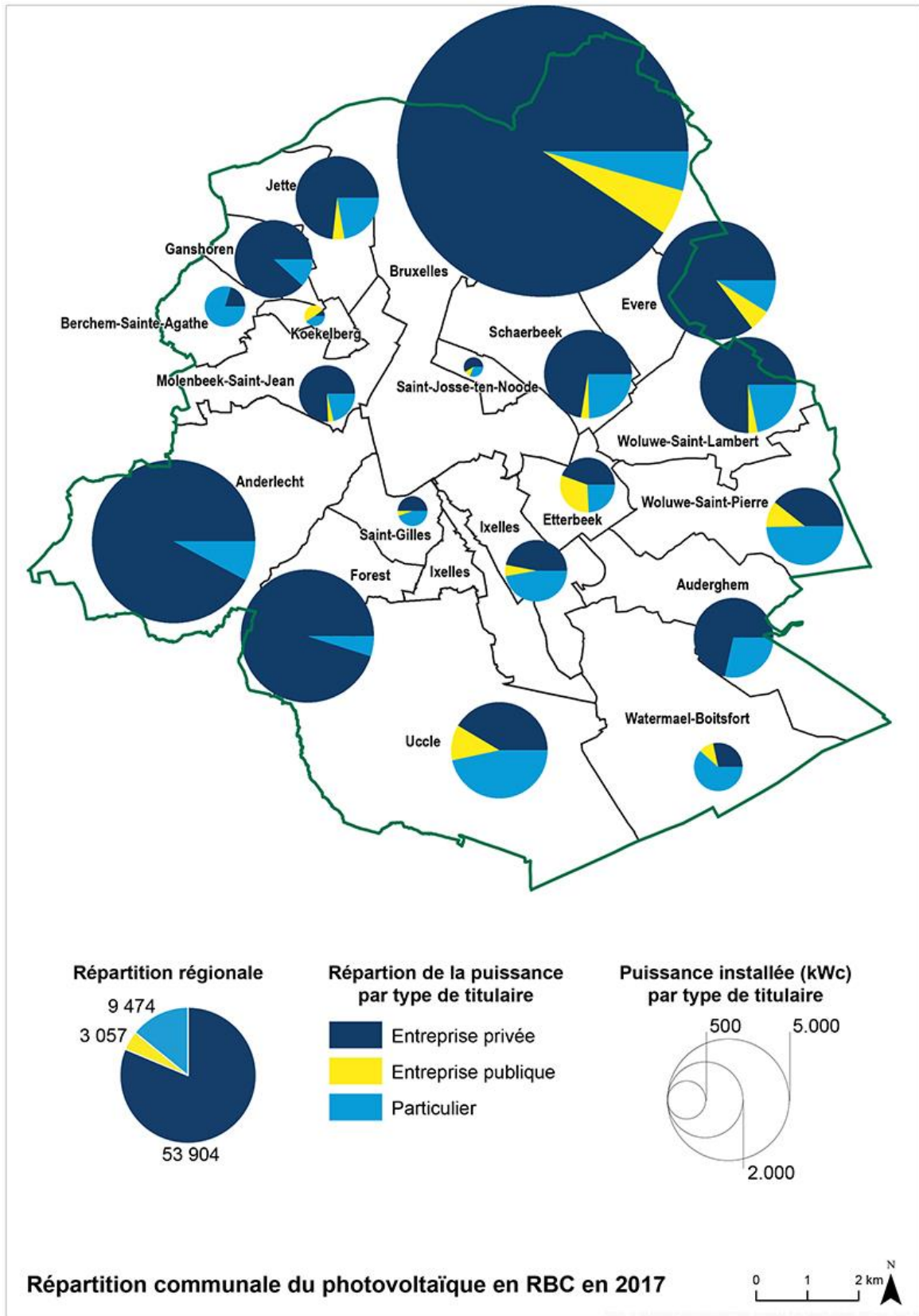


Figure 53 : Carte 2A - Puissance installée par type de titulaire, par commune, en RBC 2017

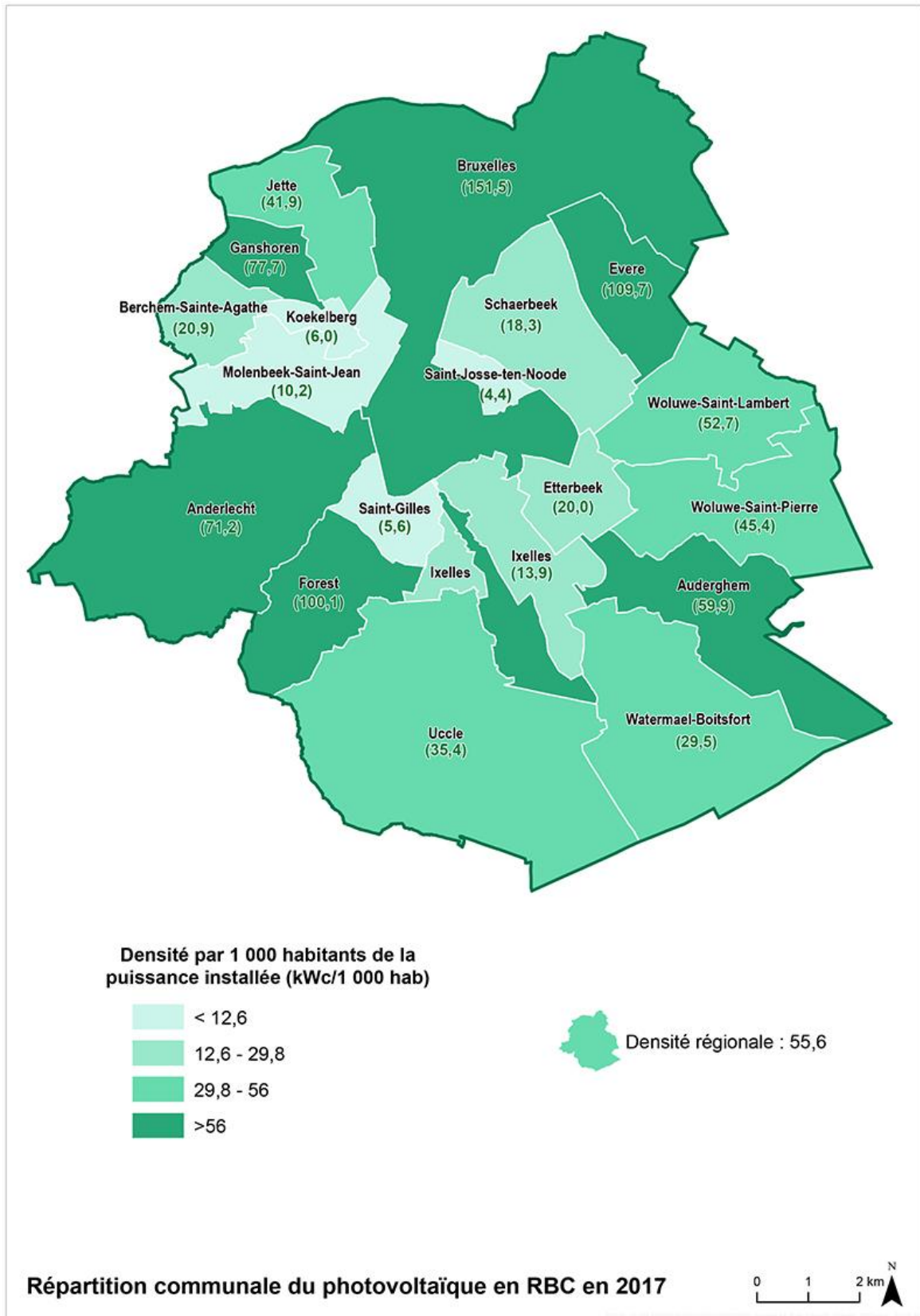


Figure 54 : Carte 2B - densité de puissance installée par 1 000 habitants par commune en RBC 2017

9.4.4 Prix des installations par commune

Le prix moyen des installations en RBC est de 2 629 €/kWc, toute catégorie de puissance et toute année de MES confondues.

La répartition du prix des installations par commune présente une relative homogénéité, à l'exception d'Etterbeek qui présente un prix moyen d'environ 1000 €/kWc supérieur à la moyenne régionale.

L'analyse des Figure 48 ne permet pas de mettre en avant une particularité de la commune d'Etterbeek en termes de classe de puissances.

Par contre l'analyse de la et figure 49 montre que le parc installé dans les établissements publics est proportionnellement plus élevé pour la commune, mais l'analyse plus fine ne montre pas un marché public octroyé avec des prix plus élevés.

Il s'agit en réalité d'un prix plus élevé renseigné pour les installations au sein des entreprises privées de la commune, plus du double de la moyenne régionale, qui influence fortement le résultat communal.

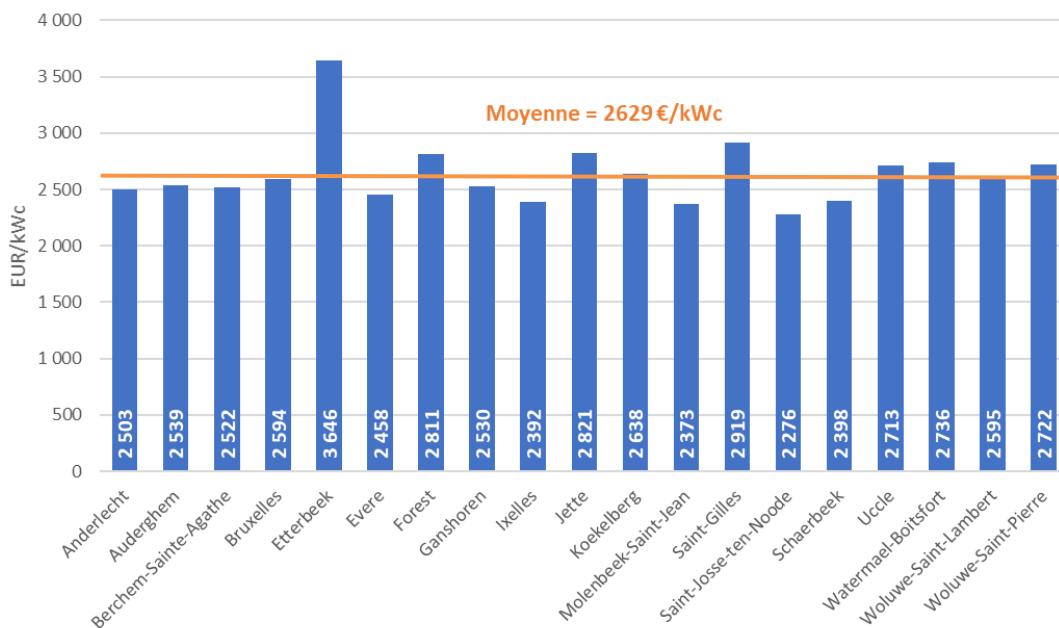


Figure 55 : Prix [€/kWc] des installations du parc PV fin 2017 en RBC en fonction de la commune

9.4.5 Productivité des installations par commune

La productivité moyenne en 2017 en RBC est de 759 kWh/kWc. Lorsqu'on ramène cette productivité par commune, indépendamment du type de titulaire ou de catégorie de puissance, on observe peu de variabilité d'une commune à l'autre. On remarque que Schaerbeek présente la productivité la plus basse (96% de la moyenne régionale) et Berchem-St-Agathe la productivité la plus élevée (105%).

L'analyse des Figure 48 et figure 49 ne permet pas de mettre en avant une particularité de ces communes en termes de classe de puissances ou de titulaire des installations. L'explication sera à rechercher dans des données non disponibles actuellement comme l'orientation, l'inclinaison ou l'ombrage des installations.

Toutefois, Berchem-St-Agathe présente des installations qui produisent relativement plus que dans les autres communes chez le particulier (105% de la moyenne).

A contrario, les installations chez le particulier à Schaerbeek présentent une production à 94% de la moyenne régionale pour ce type de propriétaire.

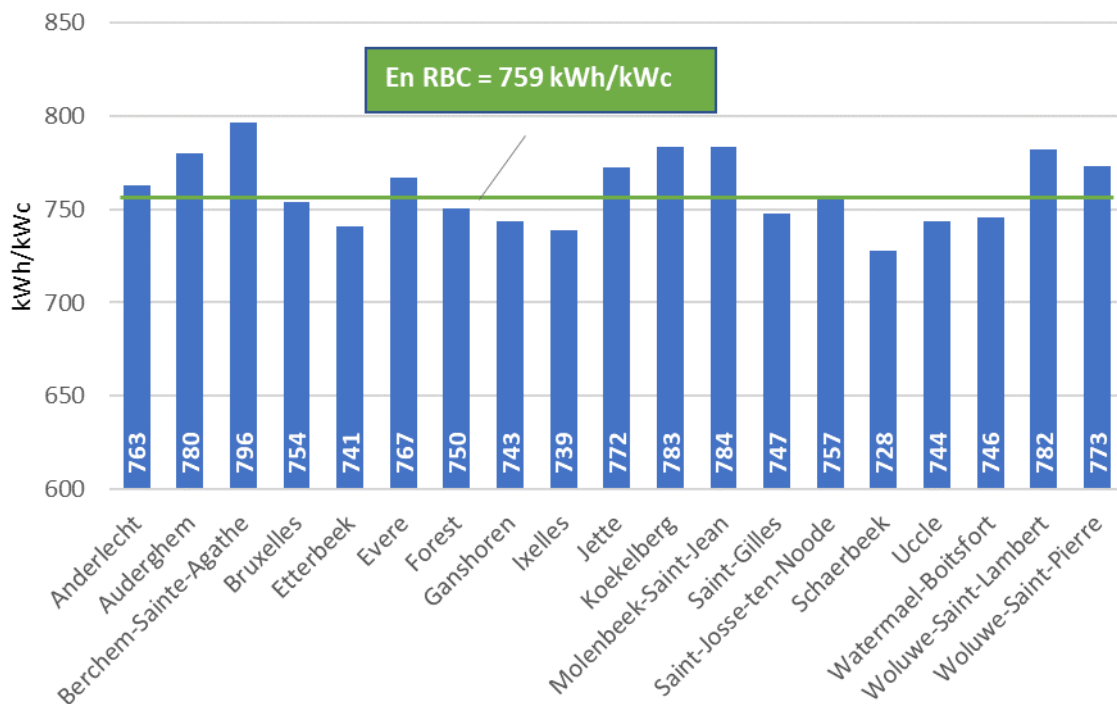


Figure 56 : Productivité [kWh/kWc] des installations du parc PV fin 2017 en RBC en fonction de la commune

10 Glossaire

MES : mise en service (« la date de l'attestation de conformité au règlement général pour les installations électriques (RGIE) exempte de remarques." cf arrêté http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2015121728&table_name=loi)

kEUR : kiloeuros ou milliers d'euros

kWc : kilowatt crête, puissance maximale des panneaux

PV : photovoltaïque

BRUGEL : régulateur bruxellois pour les marchés du gaz et de l'électricité

SIBELGA : gestionnaire des réseaux gaz et électricité à Bruxelles

RBC : Région de Bruxelles-Capitale

]6-12] : 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)

Entreprise privée : Etablissement appartenant à une entreprise privée tel que commerce, bureaux privé, banques, assurance, hôpitaux privé, enseignement libre...

Entreprise publique : bâtiment appartenant à une institution publique tel que : administration, enseignement communal, ateliers communaux. ;

Particulier : une personne physique qui a installé des panneaux pour son usage personnel, sur son logement.

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)

Injection : quantité d'électricité produite par les PV qui est remise sur le réseau d'électricité, elle n'est donc pas consommée sur place.

Prélèvement : quantité d'électricité achetée sur le réseau pour être consommée dans le bâtiment.

Autoconsommation : quantité d'électricité produite par les PV qui est consommée directement dans le bâtiment, qui n'est pas mise sur le réseau électrique.

Consommation finale d'électricité : somme de l'électricité autoconsommée des PV et de l'électricité prélevée du réseau.

II Annexe : Tableaux chiffrés des données communales

II.1 Tableau A : Nombre d'installations PV par titulaire (2015-2016-2017)

Commune (2015)	Nombre d'habitants ²⁸	Nombre d'installations PV suivant le type de titulaire			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	116 332	187	3	39	229
Auderghem	32 835	172		23	195
Berchem-Sainte-Agathe	23 927	139		6	145
Bruxelles	175 534	331	36	133	500
Etterbeek	46 773	71	2	16	89
Evere	38 448	103	5	20	128
Forest	55 012	79		26	105
Ganshoren	24 066	63		7	70
Ixelles	84 754	165	3	42	210
Jette	50 724	149	16	29	194
Koekelberg	21 525	21	1	2	24
Molenbeek-Saint-Jean	95 576	60	4	27	91
Saint-Gilles	50 472	37	4	15	56
Saint-Josse-ten-Noode	27 332	11		8	19
Schaerbeek	131 030	180	1	39	220
Uccle	81 280	363	15	37	415
Watermael-Boitsfort	24 454	153	7	4	164
Woluwe-Saint-Lambert	54 022	191	5	21	217
Woluwe-Saint-Pierre	41 077	233	1	12	246
Total général	1 175 173	2 708	103	506	3 317

Commune (2016)	Nombre d'habitants ²⁹	Nombre d'installations PV suivant le type de titulaire			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	117 412	192	3	40	235
Auderghem	33 161	186		28	214
Berchem-Sainte-Agathe	24 224	148		6	154
Bruxelles	178 552	345	45	160	550
Etterbeek	47 180	78	2	24	104
Evere	39 556	110	5	21	136
Forest	55 613	81		28	109
Ganshoren	24 269	68		7	75
Ixelles	85 541	173	4	44	221
Jette	51 426	156	17	29	202
Koekelberg	21 638	22	1	2	25
Molenbeek-Saint-Jean	96 586	65	6	27	98
Saint-Gilles	50 659	41	4	14	59
Saint-Josse-ten-Noode	27 402	11	4	10	25
Schaerbeek	132 590	187	1	51	239
Uccle	81 944	378	16	39	433
Watermael-Boitsfort	24 619	158	8	5	171
Woluwe-Saint-Lambert	54 311	206	4	20	230
Woluwe-Saint-Pierre	41 207	255	2	12	269
Total général	1 187 890	2 860	122	567	3 549
Commune (2017)		Nombre d'installations PV suivant le type de titulaire			

²⁸ Source : SPF Economie (Population de droit par commune au 1 janvier 2015)

²⁹ Source : SPF Economie (Population de droit par commune au 1 janvier 2016)

	Nombre d'habitants ³⁰	Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	118 241	209	4	49	262
Auderghem	33 313	195	-	27	222
Berchem-Sainte-Agathe	24 701	152	-	6	158
Bruxelles	176 545	364	52	177	593
Etterbeek	47 414	82	4	25	111
Evere	40 394	116	5	24	145
Forest	55 746	88	-	29	117
Ganshoren	24 596	70	-	6	76
Ixelles	86 244	184	4	55	243
Jette	51 933	166	17	29	212
Koekelberg	21 609	22	1	4	27
Molenbeek-Saint-Jean	96 629	69	6	41	116
Saint-Gilles	50 471	45	4	14	63
Saint-Josse-ten-Noode	27 115	12	4	10	26
Schaerbeek	133 042	199	2	61	262
Uccle	82 307	397	18	45	460
Watermael-Boitsfort	24 871	167	10	4	181
Woluwe-Saint-Lambert	55 216	216	6	22	244
Woluwe-Saint-Pierre	41 217	276	2	21	299
Total général	1 191 604	3 029	139	649	3 817

11.2 Puissance installée par commune par titulaire (2015-2016-2017)

Commune (2015)	Nombre d'habitants	Puissance installée suivant le type de titulaire (en kWc)			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	116 332	574	7	5 930	6 511
Auderghem	32 835	481		361	842
Berchem-Sainte-Agathe	23 927	371		116	487
Bruxelles	175 534	1 052	446	19 994	21 492
Etterbeek	46 773	200	17	371	589
Evere	38 448	348	262	2 920	3 531
Forest	55 012	234		4 764	4 998
Ganshoren	24 066	204		1 705	1 908
Ixelles	84 754	486	49	365	901
Jette	50 724	427	59	1 572	2 058
Koekelberg	21 525	51	63	6	121
Molenbeek-Saint-Jean	95 576	180	14	702	896
Saint-Gilles	50 472	104	16	112	231
Saint-Josse-ten-Noode	27 332	34		55	90
Schaerbeek	131 030	522	24	949	1 495
Uccle	81 280	1 234	163	1 029	2 426
Watermael-Boitsfort	24 454	406	58	210	674
Woluwe-Saint-Lambert	54 022	534	178	1 755	2 467
Woluwe-Saint-Pierre	41 077	755	11	218	983
Total général	1 175 173	8 197	1 368	43 135	52 700

³⁰ Source : SPF Economie (Population de droit par commune au 1 janvier 2017)

Commune (2016)	Nombre d'habitants	Puissance installée suivant le type de titulaire (en kWc)			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	117 412	600	7	6 071	6 677
Auderghem	33 161	532		1 431	1 963
Berchem-Sainte-Agathe	24 224	404		116	520
Bruxelles	178 552	1 120	786	20 160	22 066
Etterbeek	47 180	221	17	413	651
Evere	39 556	377	262	3 662	4 301
Forest	55 613	243		5 188	5 432
Ganshoren	24 269	221		1 705	1 926
Ixelles	85 541	513	70	474	1 057
Jette	51 426	454	98	1 572	2 124
Koekelberg	21 638	53	63	6	123
Molenbeek-Saint-Jean	96 586	194	31	702	927
Saint-Gilles	50 659	114	16	109	239
Saint-Josse-ten-Noode	27 402	34	13	69	116
Schaerbeek	132 590	543	24	1 484	2 051
Uccle	81 944	1 299	169	1 021	2 489
Watermael-Boitsfort	24 619	424	60	215	698
Woluwe-Saint-Lambert	54 311	592	79	1 851	2 522
Woluwe-Saint-Pierre	41 207	841	208	218	1 267
Total général	1 187 890	8 778	1 904	46 467	57 149

Commune (2017)	Nombre d'habitants	Puissance installée suivant le type de titulaire (en kWc)			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	118 241	666	17	7 736	8 419
Auderghem	33 313	572		1 429	2 000
Berchem-Sainte-Agathe	24 701	418		116	535
Bruxelles	176 545	1 188	1 397	24 208	26 793
Etterbeek	47 414	233	298	420	951
Evere	40 394	397	262	3 776	4 435
Forest	55 746	272		5 307	5 579
Ganshoren	24 596	228		1 687	1 915
Ixelles	86 244	570	70	561	1 202
Jette	51 933	496	98	1 594	2 189
Koekelberg	21 609	53	63	13	130
Molenbeek-Saint-Jean	96 629	209	31	748	988
Saint-Gilles	50 471	128	16	140	284
Saint-Josse-ten-Noode	27 115	37	13	69	119
Schaerbeek	133 042	610	74	1 764	2 449
Uccle	82 307	1 374	346	1 208	2 928
Watermael-Boitsfort	24 871	456	73	210	739
Woluwe-Saint-Lambert	55 216	636	91	2 183	2 910
Woluwe-Saint-Pierre	41 217	930	208	733	1 871
Total général	1 191 604	9 474	3 057	53 904	66 435