

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

Etude d'initiative (BRUGEL-Etude-20200930-33)

**Relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale
2018.**

**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.**

30/09/2020

Rapport réalisé par l'ICEDD pour le compte de BRUGEL.

Table des matières

1	Executive summary.....	8
2	Introduction.....	10
2.1	Base légale.....	10
2.2	Objet du rapport.....	10
2.3	Contenu du rapport.....	11
2.4	Modification par rapport aux exercices précédents.....	11
3	Préparation des données.....	13
3.1	Sources de données.....	13
3.2	Principales hypothèses et conventions de présentation des résultats.....	13
4	Etat du parc photovoltaïque (PV) installé.....	16
4.1	Résumé des faits marquants.....	16
4.2	Situation en 2018.....	16
4.3	Evolution du parc PV par titulaire.....	18
4.3.1	Historique des incitants financiers à l'installation de PV.....	18
4.3.2	Evolution du nombre d'installations et de la puissance installée.....	19
4.4	Evolution du parc par classe de puissance.....	21
4.5	Comparaison européenne et interrégionale.....	24
5	Analyse détaillée du matériel installé.....	25
5.1	Résumé des faits marquants.....	26
5.2	Puissance spécifique des panneaux.....	26
5.2.1	Définition de l'indicateur.....	26
5.2.2	Echantillon analysé.....	27
5.2.3	Résultats : tendances d'évolution de l'indicateur.....	27
5.3	Parts de marché des fabricants de panneaux.....	32
5.3.1	Echantillon analysé.....	32
5.3.2	Résultats.....	32
5.4	Origine des modules.....	37
5.4.1	Echantillon analysé.....	37
5.4.2	Résultats : tendances de l'indicateur.....	37
5.5	Analyse des onduleurs.....	39
5.5.1	Comparaison entre puissance des panneaux et des onduleurs.....	39
5.5.2	Parts de marché des fabricants d'onduleurs.....	40
6	Prix des installations.....	42
6.1	Résumé des faits marquants.....	42
6.2	Prix au kWc en fonction de l'année de mise en service.....	43
6.2.1	Echantillon analysé.....	43
6.2.2	Résultats : tendances de l'indicateur.....	43
6.3	Prix au kWc en fonction des catégories de puissance.....	45
6.3.1	Echantillon analysé MES 2018.....	45
6.3.2	Echantillon analysé MES 2015-2018.....	46

6.3.3	Effet d'échelle	48
6.3.4	Croisement puissance et année de MES.....	49
6.4	Comparaison des prix en fonction de l'origine des panneaux.....	51
6.4.1	Echantillon analysé.....	51
6.4.2	Résultats	51
6.5	Comparaison des prix en fonction de la puissance spécifique.....	53
6.5.1	Echantillon analysé.....	53
6.5.2	Résultats	53
7	Productivité des installations.....	55
7.1	Résumé des faits marquants	55
7.2	Productivité du parc.....	55
7.2.1	Définition et segmentations de l'indicateur	55
7.2.2	Paramètres influençant la performance.....	56
7.2.3	Evolution en fonction de l'année de production : de 2012 à 2018	58
7.2.4	Evolution en fonction de l'année de mise en service.....	60
7.2.5	Analyse en fonction des catégories de puissance	62
8	Autoconsommation et autosuffisance.....	65
8.1	Définition des indicateurs	65
8.2	Méthodes pour calculer l'autoconsommation.....	66
8.3	Résumé des faits marquants	70
8.4	Taux d'autoconsommation.....	70
8.4.1	Echantillon analysé.....	70
8.4.2	Résultats	71
8.4.3	Conclusions	75
8.5	Taux d'autosuffisance.....	76
8.5.1	Echantillon analysé.....	76
8.5.2	Résultats	77
9	Analyse communale du parc photovoltaïque	79
9.1	Résumé des faits marquants	79
9.2	Indicateurs présentés	79
9.3	Echantillon analysé.....	79
9.4	Résultats.....	79
9.4.1	Nombre d'installations.....	79
9.4.2	Puissance installée	82
9.4.3	Représentation communale.....	83
9.5	Potentiel solaire par commune.....	88
9.5.1	Analyse de la couverture réelle par rapport au potentiel par commune.....	88
10	Glossaire	91
11	Annexe I: Tableaux chiffrés des données communales	92
11.1	Tableau A : Nombre d'installations PV par titulaire (2015 à 2018).....	92
11.2	Puissance installée par commune par titulaire (2015 à 2018).....	94

Liste des illustrations

Figure 1 : Répartition du nombre d'installation PV et de la puissance par titulaire fin 2018.....	17
Figure 2 : Répartition du nombre et de la puissance totale [kWc] par classe de puissance PV ≤12 kWc des particuliers fin 2018 en RBC Attribution à une classe de puissance : [centre de classe – 0,5 ; centre de classe +0,5[.....]	17
Figure 3 : Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC (BRUGEL Rapport 104).....	18
Figure 4 : Evolution du nombre et de la part des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2018).....	20
Figure 5 : Evolution des puissances des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2018).....	21
Figure 6 : Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2006 et 2018 ventilée par catégorie de puissance	22
Figure 7 : Evolution de la part et du nombre total des installations du parc PV en RBC par classe de puissance entre 2007 et 2018	23
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 2018	23
Figure 9 : Densités européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par 1 000 habitants	24
Figure 10 : Densité européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par km ²	24
Figure 11 : Puissance spécifique des installations du parc PV 2018 en RBC par catégorie de puissance (Wc/m ²).....	28
Figure 12 : Puissance spécifique [Wc/m ²] des installations du parc PV 2018 en RBC par année de MES	29
Figure 13 : Puissance spécifique [Wc/m ²] par année de mise en service et classe de puissance [kW] pour la production de l'année 2018.....	30
Figure 14 : Puissance spécifique [Wc/m ²] et puissance installée (kWc) des installations du parc PV en RBC fin 2018 avec distinction colorées des classes de rendement.	31
Figure 15 : Top 20 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2018	32
Figure 16 : Top 20 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2018 par classe de puissance..	33
Figure 17 : Top 20 des marques de panneaux du parc PV fin 2018 en RBC installés par les entreprises et par les particuliers.....	34
Figure 18 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2018.....	35
Figure 19 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBD mis en service entre 2012 et 2018 en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés).....	37
Figure 20 : Parts de marché du parc total des panneaux du parc PV fin 2018 en RBC en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés).....	38
Figure 21 : Top 10 des marques d'onduleur du parc PV fin 2018 en RBC (Sibelga).....	40
Figure 22 : Evolution des parts de marché des onduleurs du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2018.....	41
Figure 23 : Prix des installations sur la période 2012-2018 (EUR/kWc)	44
Figure 24 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2018.....	46
Figure 25 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2015-2018.....	47
Figure 26 : Prix des installations du parc PV en RBC par année de mise en service en fonction de la puissance installée (2015-2018). En surimpression : courbes de tendances de type linéaire.	48
Figure 27 : Lois d'échelle obtenues pour les installations de puissance [0-100] kWc du parc PV en RBC	49
Figure 28 : Evolution des prix des installations PV en €/kWc par catégorie de puissance et année de MES	50
Figure 29 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC par pays d'origine des panneaux (2012-2018)	52

Figure 30 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC en fonction du type de technologie	53
Figure 31 : influence de l'ombrage sur la production du panneau.....	57
Figure 32 : Productivité normalisée des installations PV en RBC sur la période 2012-2018. La productivité de référence est indiquée par la barre verte et le chiffre associé.	58
Figure 33 : Pourcentage de performance observé en 2018 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), indépendamment de l'année de MES (2010 à 2017).	59
Figure 34 : Productivité normalisée des installations PV en RBC en 2018 ventilée par année de mise en service. La productivité de référence est indiquée par la barre verte (1062 pour l'année 2018).	61
Figure 35 : Pourcentage de performance observé en 2018 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour cinq années de MES (2012 à 2017).	61
Figure 36 : Productivité normalisée des installations PV en 2018, ventilée par catégorie de puissance	63
Figure 37 : Pourcentage de performance observé en 2018 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour les catégories de puissance.	64
Figure 38 : Schéma d'explication de l'autoconsommation et de l'autosuffisance.....	65
Figure 39. Production électrique solaire photovoltaïque – Moyenne basée sur l'historique 2009-2018.....	67
Figure 40. Durée d'ensoleillement du mois de mars 2019	68
Figure 41. Exemple du calcul de l'autoconsommation : calage de la période du relevé	68
Figure 42 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2013-2014)	71
Figure 43 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2016-2017)	74
Figure 44 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2016-2017)	75
Figure 45 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2013-2014.	78
Figure 46 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2016-2017.	78
Figure 47 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2017-2018.	78
Figure 48 : Nombre d'installations du parc PV fin 2018 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune.....	80
Figure 49 : Densité du nombre d'installations du parc PV fin 2018 en RBC par 1 000 habitants par commune.....	81
Figure 50 : Répartition du nombre d'installation par catégorie de puissance et par commune.....	81
Figure 51 : Part de la puissance installée du parc PV fin 2018 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune.....	82
Figure 52 : Puissance installée du parc PV fin 2018 en RBC par 1000 habitants et par commune	83
Figure 53 : Carte 1A - Nombre d'installations PV par type de titulaire, par commune, en RBC 2018	
Figure 54 : Carte 1B - densité du nombre d'installations PV par 1 000 habitants par commune en RBC 2018.....	85
Figure 55 : Carte 2A - Puissance installée par type de titulaire, par commune, en RBC 2018.....	86
Figure 56 : Carte 2B - densité de puissance installée par 1 000 habitants par commune en RBC 2018	87

Liste des tableaux

Tableau 1 : Etat du parc de production photovoltaïque actif fin 2018 en RBC	16
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	19
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 2018	21
Tableau 4 : Taille de l'échantillon pour l'analyse du rendement des panneaux du parc PV 2018 en RBC	27
Tableau 5 : Puissance spécifique [Wc/m ²] des panneaux du parc PV 2018 en RBC.....	28
Tableau 6 : Puissance spécifique [Wc/m ²] des panneaux en RBC par année de MES	29
Tableau 7 : Répartition des installations du parc PV fin 2018 en RBC selon la classe de rendement..	30
Tableau 8 : Principaux fabricants de modules photovoltaïques dans le monde en 2018. (Source : Eurobserv'ER).....	36
Tableau 9 : comparaison des puissances installées des panneaux et des onduleurs (Sibelga, 2018).....	39
Tableau 10 : Taille et représentativité de l'échantillon	43
Tableau 11 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2018).....	43
Tableau 12 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2018	45
Tableau 13 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2018).....	45
Tableau 14 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2015-2018.....	46
Tableau 15 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2015-2018).....	47
Tableau 16 : nombre d'installation prise en compte pour illustrer la figure suivante.....	49
Tableau 17 : Taille et représentativité de l'échantillon (2012-2018)	51
Tableau 18 : Prix moyen des panneaux par pays d'origine en EUR/kWc (2012-2018).....	52
Tableau 19 : Taille et représentativité de l'échantillon d'étude du prix en fonction de la puissance spécifique du parc PV en RBD entre 2012 et 2018	53
Tableau 20 : Répartition des installations du parc PV en RBC selon la classe de rendement (2012-2018)	54
Tableau 21 : Indices de normalisation climatique sur base du rayonnement solaire global	56
Tableau 22 : Productivité de référence pour une installation PV en RBC	56
Tableau 23 : Influence de l'inclinaison et de l'orientation sur la productivité du PV	57
Tableau 24 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité par année de production	58
Tableau 25 : productivité des installations, par année de production (2012-2018).....	59
Tableau 26 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2018 par année de mise en service des installations	60
Tableau 27 : productivité des installations en 2018, par année de MES (2010-2017)	60
Tableau 28 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2018 par catégorie de puissance des installations	62
Tableau 29 : productivité moyenne des installations en 2018, par classe de puissance.....	63
Tableau 30 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de l'autoconsommation.....	70
Tableau 31 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2013-2014).....	72
Tableau 32 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2016-2017).....	73
Tableau 33 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2017-2018).....	74
Tableau 34 : Taille des échantillons pour l'analyse de l'autosuffisance du parc PV en RBC.....	76
Tableau 35 : Pourcentage d'autosuffisance des panneaux du parc PV en RBC.....	77
Tableau 36 : Nombre d'installation (actives ou non) par titulaire et par code postal fin 2018 en RBC	80
Tableau 37 : estimation de la superficie nette de toiture de la RBC.....	88
Tableau 39 : Répartition de la superficie nette de toiture retenue de la RBC par commune, par surface installée, puissance installée et par potentiel de puissance restant minimum et maximum	89
Tableau 40 : Caractéristiques retenues des panneaux selon leur type	90

Abréviations

CM : Coefficient multiplicateur

CV : Certificat Vert

DB : database, base de données

GO : Garantie d'Origine

kEUR : kiloeuros ou milliers d'euros

kW : Kilowatt

kWc : kilowatt-crête

MES : Mise en service

MW : Mégawatt

MWh : Mégawatt-heure

PV : Photovoltaïque

RBC : Région de Bruxelles-Capitale

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 2018 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, 2016 à 2017, et de 2017 à 2018.
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, et la puissance installée par 1000 habitants.

Le parc photovoltaïque de la Région de Bruxelles-Capitale est reparti à la hausse avec une progression de 17% du nombre d'installations (4 435 actives fin 2018) et une très forte progression des puissances installées (+35% pour atteindre 90,7 MWc), avec un niveau presque aussi élevé que celui atteint en 2013 (+23,7 MWc en 2018 pour + 26,1 MWc en 2013).

L'analyse de la puissance spécifique des panneaux montre une amélioration globale de la puissance spécifique (Wc/m^2) au cours du temps. On observe encore une surreprésentation (67,1%) des installations à rendement moyen (classe définie comme strictement supérieure à 125 et inférieure ou égale à 175 Wc/m^2), mais une forte progression à 27% des installations à haut rendement ($> 175 \text{ Wc/m}^2$).

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 65% du marché en ce qui concerne la puissance installée pour le parc total tandis que les dix premières marques d'onduleurs concentrent 87% du parc total avec trois marques dominantes à 69%. L'analyse du parc d'onduleurs est réalisée sur le jeu de données de Sibelga, et plus celui de BRUGEL, ce qui donne un total différent du reste de l'analyse.

Par ailleurs, la diversité des acteurs de production de panneaux est plus importante pour les installations de moins de 12 kWc, au sein desquelles les dix premières marques dominantes ne détiennent que 40% de la puissance installée du marché, avec toutefois près de 33% d'installations 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 les dix premières marques détiennent 69% de la puissance installée.

L'analyse sur l'origine des modules montre que les panneaux fabriqués en Chine ne dominent plus aussi fortement le marché en matière de puissance installée (47% en 2018 contre 60% en 2017), même s'il occupe toujours la première position.

L'analyse des prix, à euro courant, a permis de mettre en évidence une réduction des prix des installations entre 2012 (moyenne simple de 3 183 €/kWc) et 2018 (moyenne simple de 1 600 €/kWc). On observe également une réduction du prix des installations (en €/kWc) avec l'augmentation de la taille de l'installation (-30% entre les plus de 250 kWc et les moins de 6 kWc).

La productivité annuelle est en croissance entre 2012 et 2016, ensuite 2017 et 2018 affichent une productivité plus faible que 2016. La productivité est d'autant plus grande que les installations sont plus puissantes.

La performance, définie comme la productivité (en kWh/kWc) d'un panneau par rapport à une productivité de référence est de 74% moyenne pour les installations PV en RBC en 2018. 34% des installations ayant produit en 2018 (indépendamment de leur année de MES) ont une performance inférieure à 75% de l'installation de référence. Ce pourcentage est en hausse de 7% par rapport à 2017, ce qui montre une détérioration du parc PV.

Globalement, le pourcentage des installations sous les 75% de performance diminue avec la taille des installations. La classe la moins performante est celle de]6 à 30] kWc.

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 17% pour la période 2017-2018.

La moyenne d'autoconsommation du parc diminue au cours du temps, passant de 48,7% pour la période 2013-2014 à 41,1% en 2016-2017 puis à 37,8% pour la période 2017-2018.

Dans la consommation finale d'électricité des titulaires de PV, 30% est fourni par leurs panneaux en 2013-2014 (autosuffisance) tandis que cette part passe à 26% en 2016-2017 et à 26,2 % en 2017-2018.

Le nombre d'installations varie fortement d'une commune à l'autre, et plus particulièrement pour les installations 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.

2 Introduction

2.1 Base légale

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

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

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

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

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

La présente étude rentre dans le cadre précité.

2.2 Objet du rapport

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

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

Le présent rapport porte sur les résultats d'une étude réalisée par 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 de SIBELGA dans le cadre de cette étude.

Les résultats présentés se concentrent sur des analyses spécifiques identifiées comme particulièrement pertinentes pour comprendre l'évolution passée et future du parc PV bruxellois. L'étude porte sur la situation du parc à la fin 2018, par puissance et par titulaire, ainsi que sur la production des panneaux en 2018.

En Région de Bruxelles-Capitale (RBC), l'ensemble des installations de production d'électricité verte sont équipées depuis 2007 d'un compteur double flux (bidirectionnel) permettant de mesurer séparément tant l'énergie prélevée qu'injectée sur le réseau électrique. Même si la compensation (sur la partie « commodity » et « coût de réseau ») est toujours d'application en 2018, 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. « **Préparation des données** » qui présente les sources de données utilisées dans le rapport, ainsi que les traitements qui leur ont été appliqués.
2. « **Etat du parc photovoltaïque (PV) installé** » qui décrit les caractéristiques générales du parc de production du PV, en RBC en fin 2018.
3. « **Analyse détaillée du matériel installé** » qui 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. « **Prix des installations** » qui 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. « **Productivité des installations** » qui présente la productivité du parc, définie comme la production annuelle de l'installation (kWh) divisée par la puissance installée (kWc).
6. « **Autoconsommation/autosuffisance** » qui 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. « **Analyse communale du parc photovoltaïque** » qui 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 utilisés et le chapitre 3.2, en page 13, précise les principales hypothèses et conventions de présentation des résultats. Les abréviations sont reprises en début de rapport.

2.4 Modification par rapport aux exercices précédents

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.¹

Par conséquent, un premier seuil est considéré 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

¹ Les catégories utilisées dans la présente étude pourraient différer de celles reprises dans la proposition relative au coefficient multiplicateur appliqué au PV – Analyse des paramètres économiques, qui sera publiée en septembre 2020.

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.²

Les analyses de l'autoconsommation et de l'autosuffisance ont été réalisées sur base de données de SIBELGA, couvrant une nouvelle période de production pour 2017-2018. La méthode de calcul utilisée dans le présent rapport est celle qui avait été appliquée dans le rapport 2017.

Par ailleurs, le critère de limite de puissance spécifique des panneaux PV de 215 Wc/m² a été augmenté à 225 Wc/m² pour tenir compte des progrès de la technique.

² Pour plus d'information, consulter le site de Brugel et en particulier « Mécanisme des certificats verts » : https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11 .

3 Préparation des données

3.1 Sources de données

Les analyses présentées dans la suite de ce rapport se basent sur quatre 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 mise en service jusqu'au 31/12/2018 ;
2. Un extrait de la base de données de BRUGEL contenant, par installation photovoltaïque, les volumes de production (sur base des index envoyés par les titulaires à SIBELGA), jusqu'au 31/12/2018 ;
3. Un extrait de la base de données de SIBELGA contenant par code EAN les données de prélèvement et de réinjection ;
4. Un extrait de la base de données de SIBELGA contenant les données techniques (puissance, marque) des onduleurs des installations photovoltaïques mise en service jusqu'au 31/12/2018.

3.2 Principales hypothèses et conventions de présentation des résultats

Si l'analyse du parc PV, présentée au chapitre 4, 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 des données. Les valeurs manquantes ou nulles ainsi que les valeurs incorrectes (sur base de références de l'industrie) sont exclues.

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

- Productivité des installations comprise entre 300 kWh/kWc et 1 250 kWh/kWc ;
- Maximum technique de 225 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 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*) ».

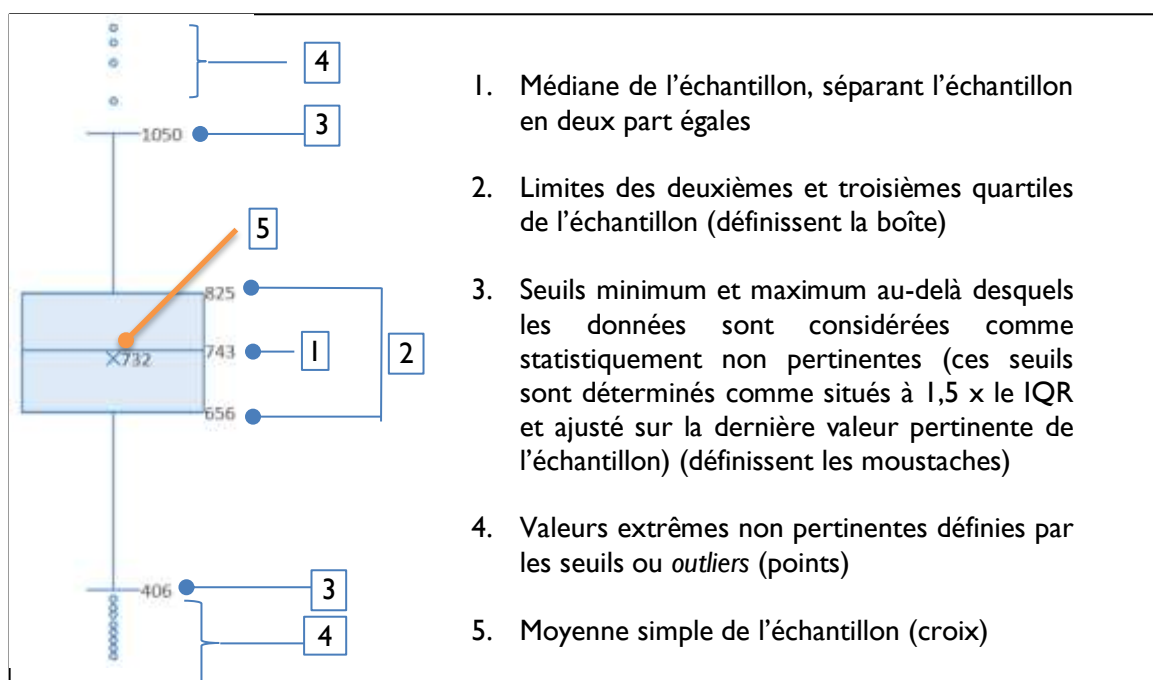
³ La valeur de 225 Wc/m² correspond à la valeur maximale observée sur les fiches techniques des modules disponibles sur le marché. La limite de 215 Wc/m² était utilisée dans les rapports précédents.

Les valeurs extrêmes sont identifiables 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 le maximum et le minimum de l'indicateur en fonction que les données soient jugées statistiquement pertinentes (barre inférieure ou supérieure) ou non pertinentes (petits points représentant les *outliers*).

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

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.

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).

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	<i>Part du nombre des installations par indicateur</i>
% de l'indicateur	<i>Part du total analysé par indicateur</i>
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 2018 et l'évolution de ce parc pour la période de 2006 à 2018, selon la base de données de BRUGEL.

4.1 Résumé des faits marquants

L'analyse de l'état du parc photovoltaïque en 2018 en RBC montre que :

- Le marché est reparti à la hausse en 2018 après une baisse constatée entre 2014 et la lente reprise jusqu'en 2017 ;
- Le nombre d'installation a progressé de 16% par rapport à 2017, pour atteindre 4 435 installations actives ;
- La progression de la puissance installée est encore plus spectaculaire avec 36% de plus qu'en 2017, pour atteindre 90,7 MWc ;
- Ces progressions sont principalement le fait, surtout pour les puissances, des entreprises publiques, mais surtout privées ;
- Le marché est en croissance aussi auprès des particuliers, avec un doublement des nouvelles installations en 2018 par rapport aux nouvelles installations en 2017. Ce marché est principalement constitué de panneaux d'une puissance inférieure ou égale à 12 kWc.

4.2 Situation en 2018

Jusqu'à la fin 2018, 4 454 installations d'une puissance totale de 90 778 kW ont été installées en RBC. Certaines de ces installations ne sont plus en activité. Dès lors, l'état du parc PV actif en RBC atteignait 4 435 installations pour une puissance totale cumulée de 90 677 kWc. 19 installations, d'une puissance cumulée de 100 kW, ne sont plus prises en considération dans les analyses du parc.

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 2018 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	431	58	3 235	1 630	197	9 837	3 724	11 664
]6-30] kW	202	54	114	2 420	752	911	370	4 083
]30-100] kW	144	37	1	8 811	1 930	42	182	10 782
]100-250] kW	72	17	0	11 106	2 610	0	89	13 717
>250 kW	68	2	0	49 768	663	0	70	50 432
TOTAL	917	168	3 350	73 736	6 152	10 790	4 435	90 677
Part du total	21%	4%	76%	81%	7%	12%	100%	100%
<=12 kW	572	91	3 344	2 971	513	10 657	4 007	14 141
>12 kW	345	77	6	70 764	5 639	133	428	76 536

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

Nombre : 4435 installations

Puissance : 90677 kWc

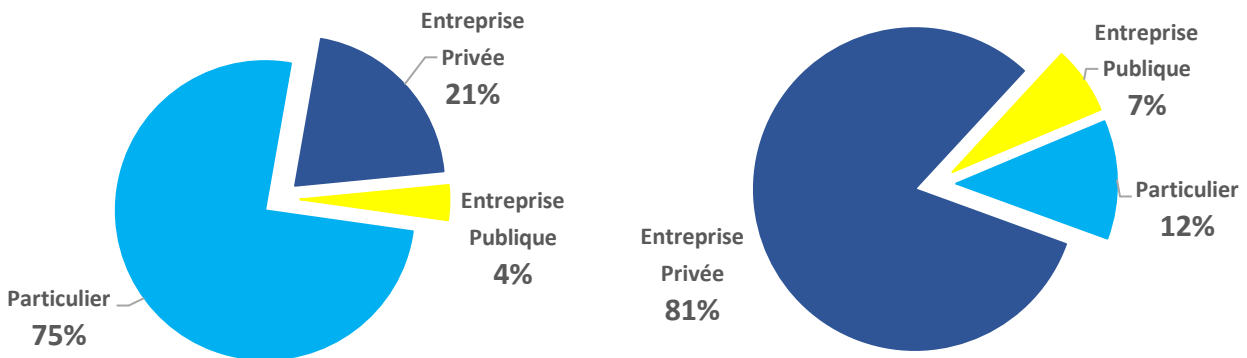


Figure 1 : Répartition du nombre d'installation PV et de la puissance par titulaire fin 2018

La part de marché des petites installations (≤ 12 kWc) représente 90% du nombre d'installations (4 007) et 16% de la puissance totale installée (14 141 kWc). D'autre part, les plus grandes installations (> 12 kWc) représente 10% du nombre d'installations (428) et 84% de la puissance totale installée (76 536 kWc).

Les petites installations (≤ 12 kWc) sont détenues majoritairement par des particuliers (83% du nombre des petites installations), en baisse par rapport à l'année passée (86%). Les moyennes et grandes installations concernent quasi exclusivement des entreprises privées ou publiques (98,6% du nombre des moyennes et grandes installations), en hausse par rapport à l'année passée (97%). Pour information les ACP (association de copropriétaires) sont reprises dans les entreprises privées.

Les installations inférieures à 6 kWc représentent 84% de l'ensemble des installations fin 2018, elles ne contribuent toutefois que pour à peine 13% de la puissance totale installée en RBC. Ces chiffres sont également en baisse par rapport à l'année passée, les installations > 6 kWc étant en progression.

La figure ci-dessous illustre la répartition des 3 344 installations ≤ 12 kWc appartenant aux particuliers, ainsi que la répartition de la puissance installée, dont le total atteint 10 657 kWc.

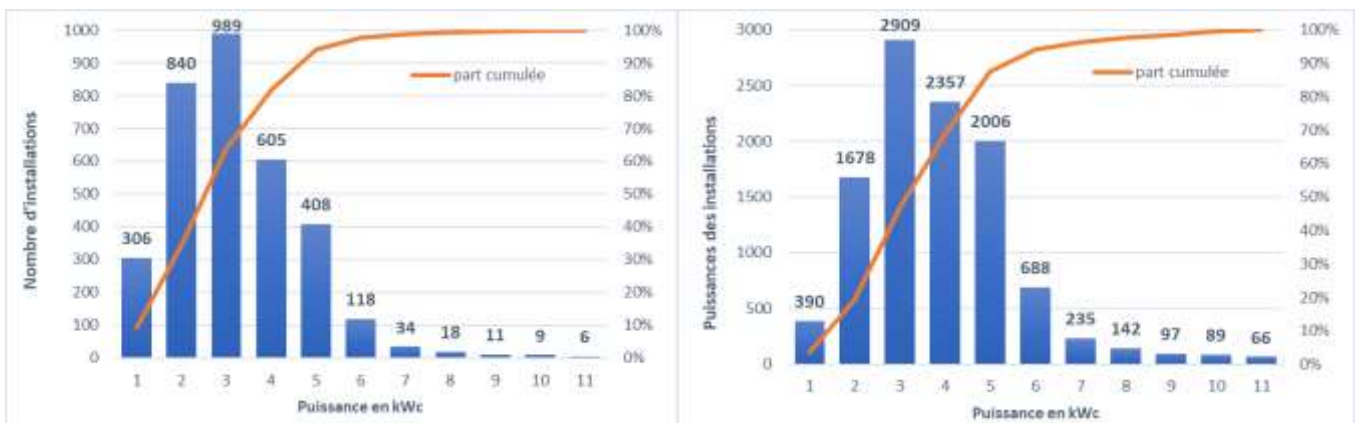


Figure 2 : Répartition du nombre et de la puissance totale [kWc] par classe de puissance PV ≤ 12 kWc des particuliers fin 2018 en RBC
Attribution à une classe de puissance : [centre de classe - 0,5 ; centre de classe +0,5]

Pour le nombre d'installation, on constate que les modes principaux se situent autour de 2 et 3 kWc et 64% 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 3,2 kWc, on constate que la somme des puissances installées pour les installations inférieures ou égales à 3 kWc (47%) est plus faible que pour les installations supérieures à 3 kWc. Le maximum de puissance cumulée est atteint pour les installations avec 3 kWc.

4.3 Evolution du parc PV par titulaire

4.3.1 Historique des incitants financiers à l'installation de PV

Divers incitants financiers sous forme de primes, avantages fiscaux, certificats verts et tarification adaptée *via* le « principe de compensation »^{6,7} ont été octroyés pour l'installation de PV en RBC de 2006 à 2018.

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

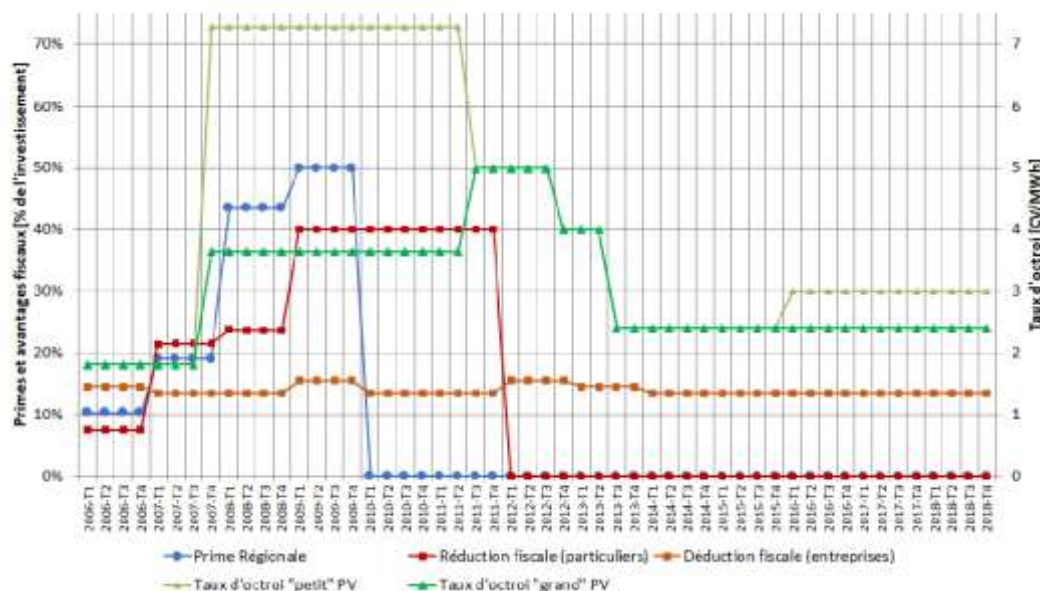


Figure 3 : Evolution des primes et avantages fiscaux en RBC (BRUGEL Rapport 104)

Source : rapport annuel certificats verts, BRUGEL 2016

⁶ Le rapport annuel 2017-2018 de BRUGEL sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine reprend l'évolution trimestrielle sur la période 2006-2018 de ces incitants financiers ainsi que l'évolution du parc de production photovoltaïque résultante.

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 est d'application à partir du 1er janvier 2020. La compensation sur la partie énergie, dite la partie « commodity », reste d'application, jusqu'à une éventuelle adaptation de l'arrêté électricité verte qui régit cette partie." Voir « Valorisation de l'électricité produite » https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11.

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 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.

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

Par rapport à la situation fin 2017, le parc de 2018 a progressé de 618 installations (+16%) et de 24 243 kWc (+36%), dont près de 82% de la puissance ajoutée se trouve dans la catégorie des installations des entreprises privées (+19 832 kWc). On relève une diminution de 28 installations pour 497 kWc, suite à 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 2006-2018, 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	1	1	2	3	28	7	4	38
2007	-	-	24	-	-	42	24	42
2008	11	1	261	79	44	544	273	666
2009	82	3	1 194	612	21	3 151	1 279	3 785
2010	44	9	254	717	68	766	307	1 552
2011	43	7	231	1 631	193	790	281	2 614
2012	89	8	321	10 389	204	1 257	418	11 850
2013	147	23	251	24 867	235	1 040	421	26 141
2014	34	15	75	1 691	163	304	124	2 158
2015	49	29	68	2 918	600	255	146	3 773
2016	68	14	170	3 733	756	660	252	5 149
2017	87	16	157	7 664	874	627	260	9 166
2018	262	42	342	19 433	2 966	1 347	646	23 746
TOTAL	917	168	3 350	73 736	6 152	10 790	4 435	90 677
%	21%	4%	76%	81%	7%	12%	100%	100%

L'analyse de ce tableau indique la reprise générale du marché bruxellois du PV en 2018 : la puissance totale installée durant cette année, près de 24 MWc, avoisine le record de 2013. On constate une remontée des installations réalisées par des particuliers (plus que doublées par rapport à 2017) et une augmentation du nombre d'installations (de plus forte puissance) du secteur des entreprises pour atteindre un nombre jamais atteint à ce jour, plus de 300 installations pour un total de 22,4 MWc.

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 matière 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 et une belle performance en 2018 avec plus de 19,4 MWc.

Entre 2014 et 2017, le développement du PV 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.

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

L'évolution du nombre total d'installations mises en service annuellement fait apparaître un pic en 2009 se chiffrant à 1 279 installations (courbe orange). Ce pic d'installations résulte de l'annonce de la suppression de la prime régionale, équivalente à 50% de l'investissement, pour 2010. En 2018, on constate également une belle reprise du nombre d'installations avec 646 unités, notamment liée à des coûts d'investissement plus faibles, l'émergence de tiers-investisseurs et un marché du CV très attractif.

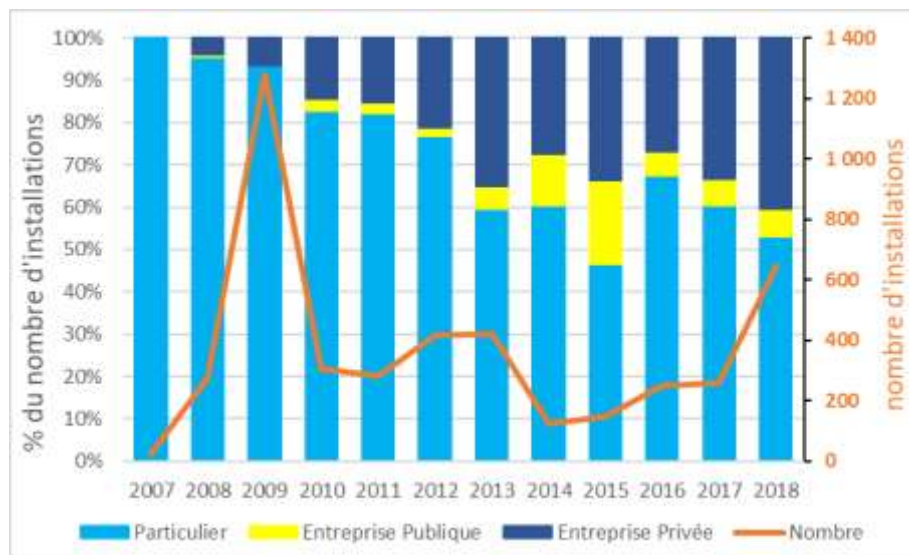


Figure 4 : Evolution du nombre et de la part des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2018)

L'évolution de la puissance totale des installations mises en service annuellement fait apparaître un pic en 2013 se 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). En 2018, un nouveau pic de puissance installée apparaît (23 746 kWc).

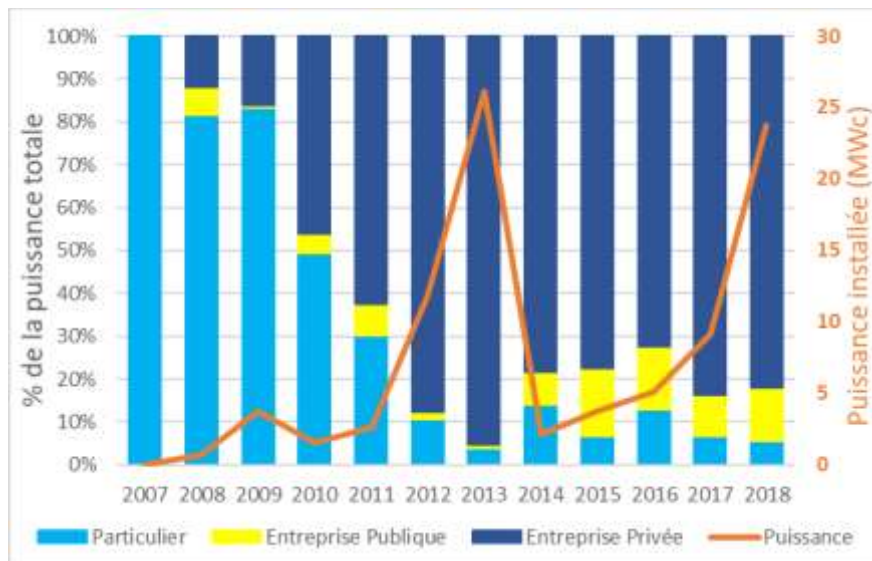


Figure 5 : Evolution des puissances des installations du parc PV en RBC par types de titulaire, par année (2007-2018)

4.4 Evolution du parc par classe de puissance

En 2018, 72% 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 >250 kWc avec 56% (+12 085 kWc) et de plus de]100-250] kWc avec 23% (+5 571 kWc) qui représentent la majorité de la puissance installée en 2018.

Le tableau ci-dessous présente le nombre et les puissances installées par année sur la période de 2006-2018, 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 2018

Année	Nombre d'installations					Puissance installée en kWc					Nombre total	Puissance totale
	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW		
2006	3	1	0	0	0	10	28	0	0	0	4	38
2007	23	1	0	0	0	34	8	0	0	0	24	42
2008	271	0	2	0	0	574	0	91	0	0	273	666
2009	1244	32	2	1	0	3219	312	151	102	0	1 279	3 785
2010	275	25	6	1	0	806	276	368	102	0	307	1 552
2011	243	26	9	2	1	794	328	511	257	723	281	2 614
2012	337	41	23	6	11	1246	413	1332	895	7964	418	11 850
2013	298	54	31	19	19	1159	584	1853	2801	19744	421	26 141
2014	94	20	4	3	3	366	214	277	340	962	124	2 158
2015	97	26	13	7	3	343	265	781	1076	1308	146	3 773
2016	202	27	15	5	3	674	292	952	975	2257	252	5 149
2017	174	48	17	10	11	636	538	1002	1599	5390	260	9 166
2018	463	69	60	35	19	1801	825	3464	5571	12085	646	23 746
TOTAL	3724	370	182	89	70	11664	4083	10782	13717	50432	4435	90 677
%	84%	8%	4%	2%	2%	13%	5%	12%	15%	56%	100%	100%

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, et un regain des installations < 6kWc en 2018.

En 2018, le parc des installations >250 kWc ne représente que 1,6% du nombre d'installations (70) mais plus de la moitié (55,6%) de la puissance installée avec un total supérieur à 50 MWc.

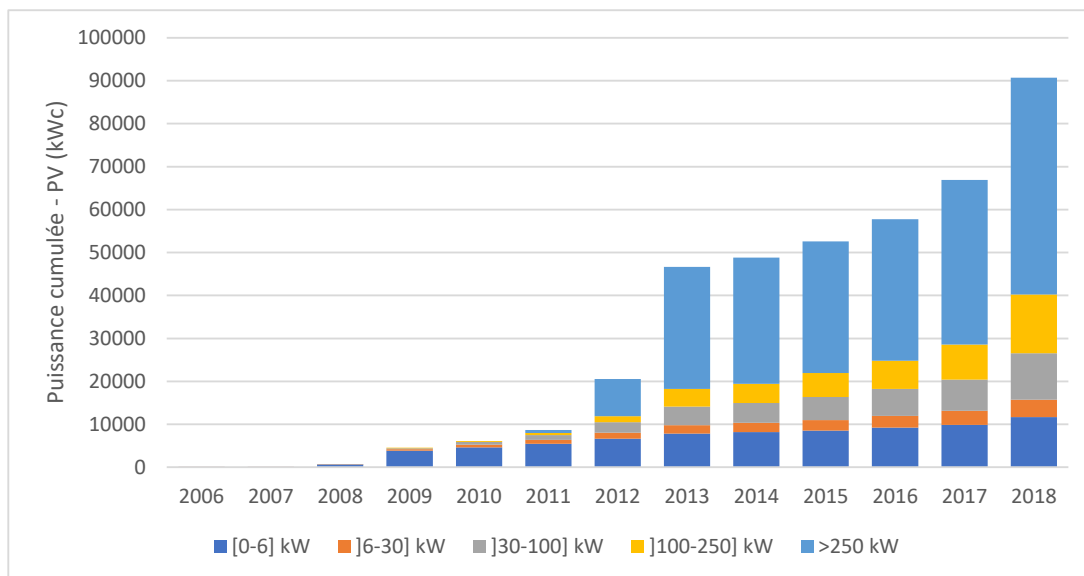


Figure 6 : Évolution de la puissance mise en service cumulée des installations du parc PV en RBC entre 2006 et 2018 ventilée par catégorie de puissance

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, à tendance à diminuer à partir de 2009, à l'exception de petits sursauts en 2014, 2016 et 2018.

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).

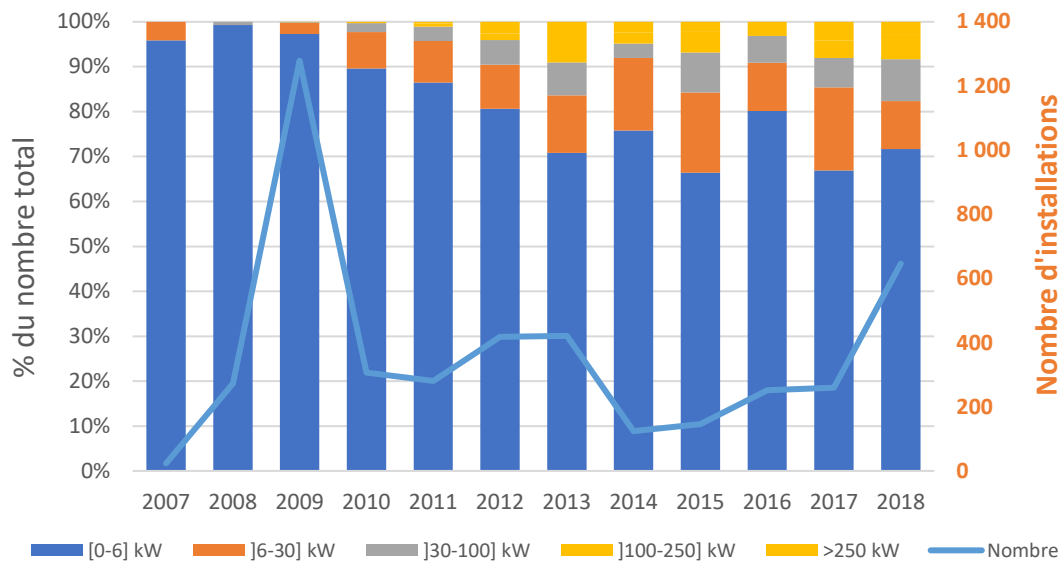


Figure 7 : Evolution de la part et du nombre total des installations du parc PV en RBC par classe de puissance entre 2007 et 2018

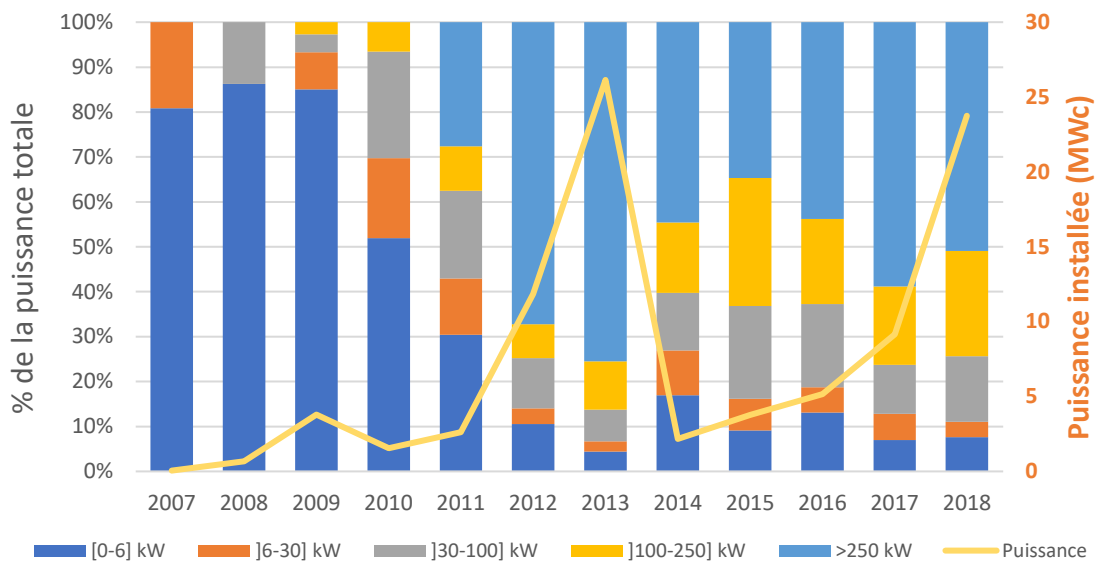


Figure 8 : Evolutions de la part de la puissance totale et de la puissance totale des installations du parc PV en RBC par classe de puissance entre 2007 et 2018

4.5 Comparaison européenne et interrégionale

Sur base des puissances PV installées par pays, publiées par Eurobserv'Er⁸, 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 2018, 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 75 kWc par 1 000 habitants se situe bien en deçà des moyennes belge et régionales. Avec 225 kWc/1 000 hab., la densité de puissance de l'Europe des 27 est trois fois supérieure à la densité bruxelloise, alors qu'en 2017 elle était quatre fois supérieure, la Région progresse donc.

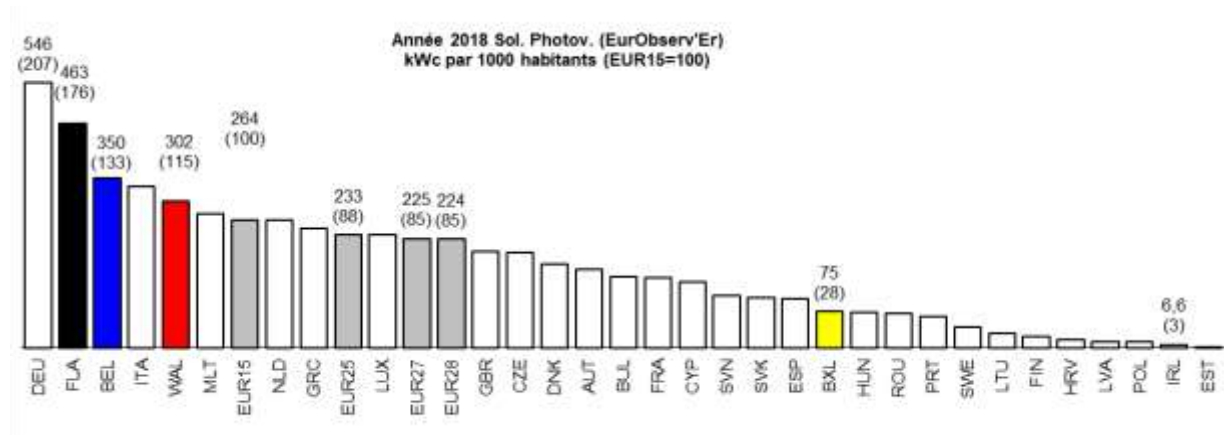


Figure 9 : Densités européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par 1 000 habitants
Source : baromètre photovoltaïque, Eurobserv'Er

Si l'on ramène la puissance installée à la superficie du territoire concerné, la RBC, zone urbaine, arrive en tête du classement avec 559 kWc par km² contre 385 kWc/km² en 2017. Pour ce critère, la Région présente une densité 21 fois supérieure à la moyenne de l'Europe des 27.

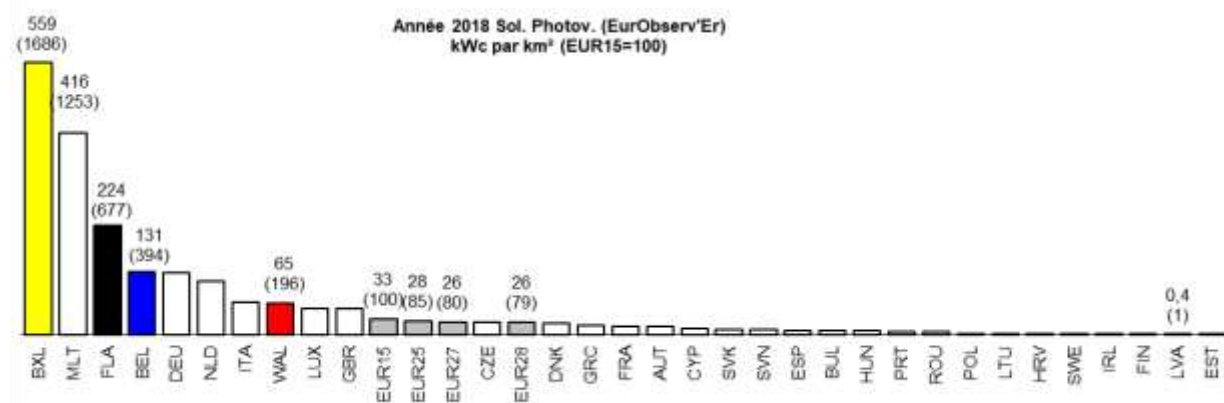


Figure 10 : Densité européenne, nationale et régionale du nombre d'installations PV par km²
Source : baromètre photovoltaïque, Eurobserv'Er avril 2018

⁸ 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 (BIPV⁹) ;
- 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.

⁹ Building-Integrated PhotoVoltaics

5.1 Résumé des faits marquants

Les panneaux de puissance spécifique haute ($> 175 \text{ Wc/m}^2$) représentent plus d'un quart (27%) de la puissance installée mais près de 2/5 (39%) du nombre d'installations, en forte progression par rapport aux données de l'année 2017

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 2008 à 2018), toute catégorie de puissance installée confondue, passant de 138 à 187 Wc/m^2 ;
- Des valeurs de puissances spécifiques moyennes situées entre 157 et 165 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 156 Wc/m^2 pour les 4410 installations d'une superficie totale de 572246 m^2 ;
- Une surreprésentation (67,1%) 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 forte hausse de 116% par rapport à 2017 (27% $> 175 \text{ Wc/m}^2$).

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 65% du marché concernant la puissance installée pour le parc total tandis que les dix premières marques d'onduleurs concentrent 87% du parc total avec trois marques dominantes à 69% ;
- Que la diversité des acteurs de production de panneaux est plus importante pour les installations de moins de 12 kWc, au sein desquelles les dix premières marques dominantes ne détiennent que 40% de la puissance installée du marché, avec également 33% 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 69% 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 (47%), mais de manière moins prononcée que par le passé.

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 m².

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 $\leq 225 \text{ Wc/m}^2$

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 2018.

Tableau 4 : Taille de l'échantillon pour l'analyse du rendement des panneaux du parc PV 2018 en RBC

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW	[6-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations fin 2018	3 735	370	183	89	70	4 447
Nombre d'installations analysées	3 705	366	182	89	68	4 410
% du nombre total d'installations	99%	99%	99%	100%	97%	99%
Nombre d' <i>outliers</i>	1	2	8	10	0	21
<i>Outliers</i> en % de l'analyse	0,0%	0,5%	4,4%	11,2%	0,0%	0,5%

La quasi-totalité des installations du jeu de données pourront être analysées, l'échantillon est donc parfaitement représentatif. Parmi les 37 installations rejetées, 20 ne renseignent aucune superficie et 17 possèdent une puissance spécifique supérieure à 225 Wc/m².

Le jeu de données restant compte 21 *outliers*, soit 0,5% 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/m²) en fonction de la catégorie de puissance des installations : [0-6] kWc ; [6-30] 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/m², 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.

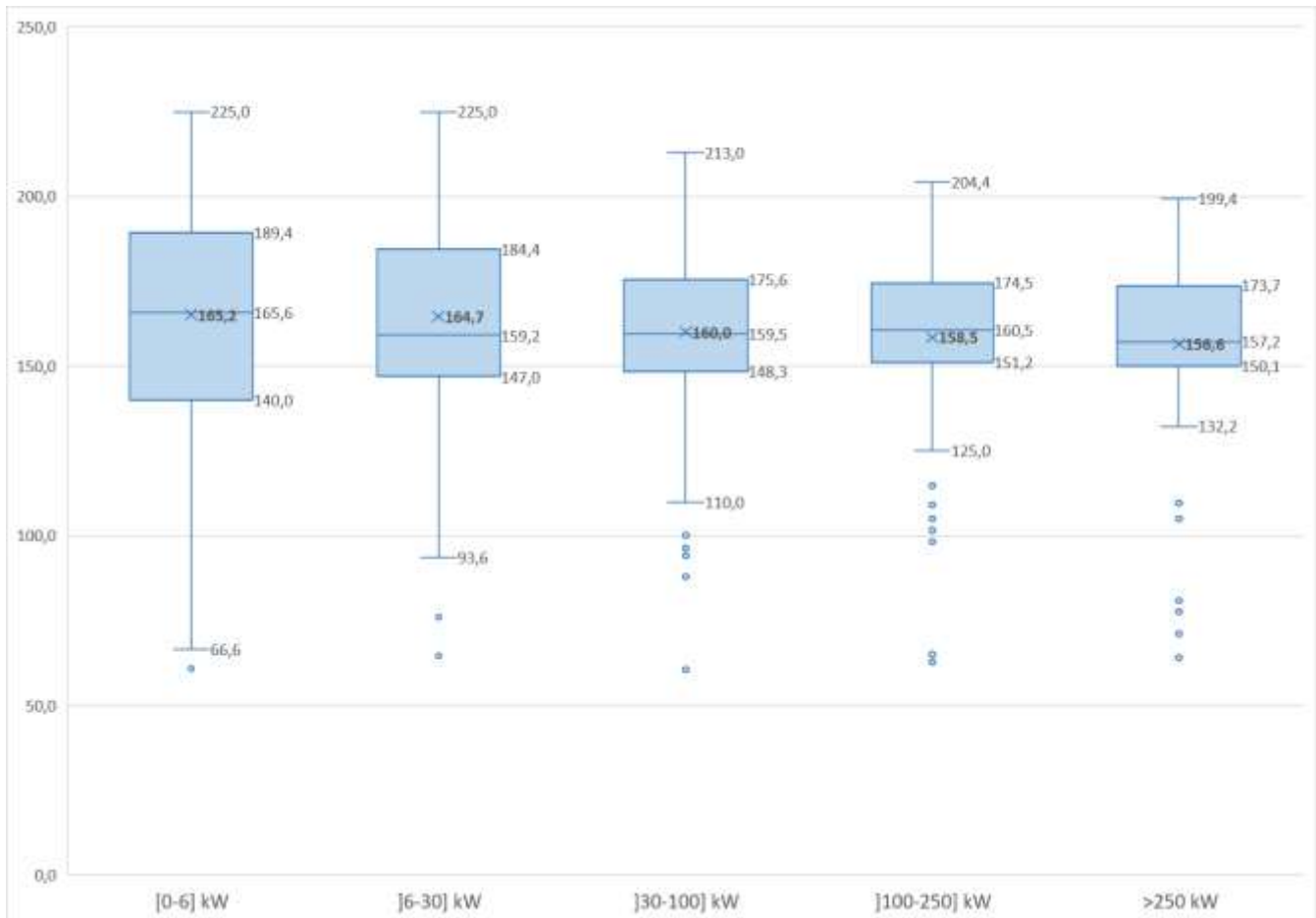


Figure 11 : Puissance spécifique des installations du parc PV 2018 en RBC par catégorie de puissance (Wc/m²)

A la lecture du tableau ci-dessous, on remarque bien la faible variabilité de la médiane (157,2 à 165,6), même si l'analyse indique une légère tendance à la baisse de la puissance spécifique avec l'augmentation de la catégorie de puissance, environ 5% de moins. Vu la grande variabilité des données, ceci n'est pas statistiquement significatif, comme l'illustre parfaitement la figure ci-dessus.

Tableau 5 : Puissance spécifique [Wc/m²] des panneaux du parc PV 2018 en RBC

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
% du nombre d'installations	84,0%	8,3%	4,1%	2,0%	1,5%	100%
% de la puissance installée	13,0%	4,5%	12,1%	15,4%	55,1%	100%
Médiane (med)	165,6	159,2	159,5	160,5	157,2	164,7
Moyenne simple (ms)	164,9	164,6	160,0	158,5	156,6	164,4
Moyenne pondérée (mp)	163,2	160,4	151,6	155,6	156,0	156,0
Total = 100 (mp)	105	103	97	100	100	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. Le tableau présente les 10 dernières années étudiées.

Tant la moyenne pondérée (de 143 à 176 Wc/m²) que la moyenne simple (de 152 à 187 Wc/m²) montrent une évolution positive d'environ 23%. Le tableau ci-dessous reprend également la médiane, qui évolue plus significativement (+33%, de 143 à 190 Wc/m²). Pour rappel, la moyenne simple des puissances spécifiques des années 2007 et 2008 était nettement plus faible, 126 et 138 Wc/m² respectivement.

Tableau 6 : Puissance spécifique [Wc/m²] des panneaux en RBC par année de MES

Année de mise en service	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Médiane (med)	143	146	151	159	156	160	163	166	184	190
Moyenne simple (ms)	152	156	159	169	167	171	172	179	182	187
Moyenne pondérée (mp)	143	144	147	152	148	144	156	163	161	176
2007 = 100 (mp)	100	101	103	106	103	79	109	114	112	123

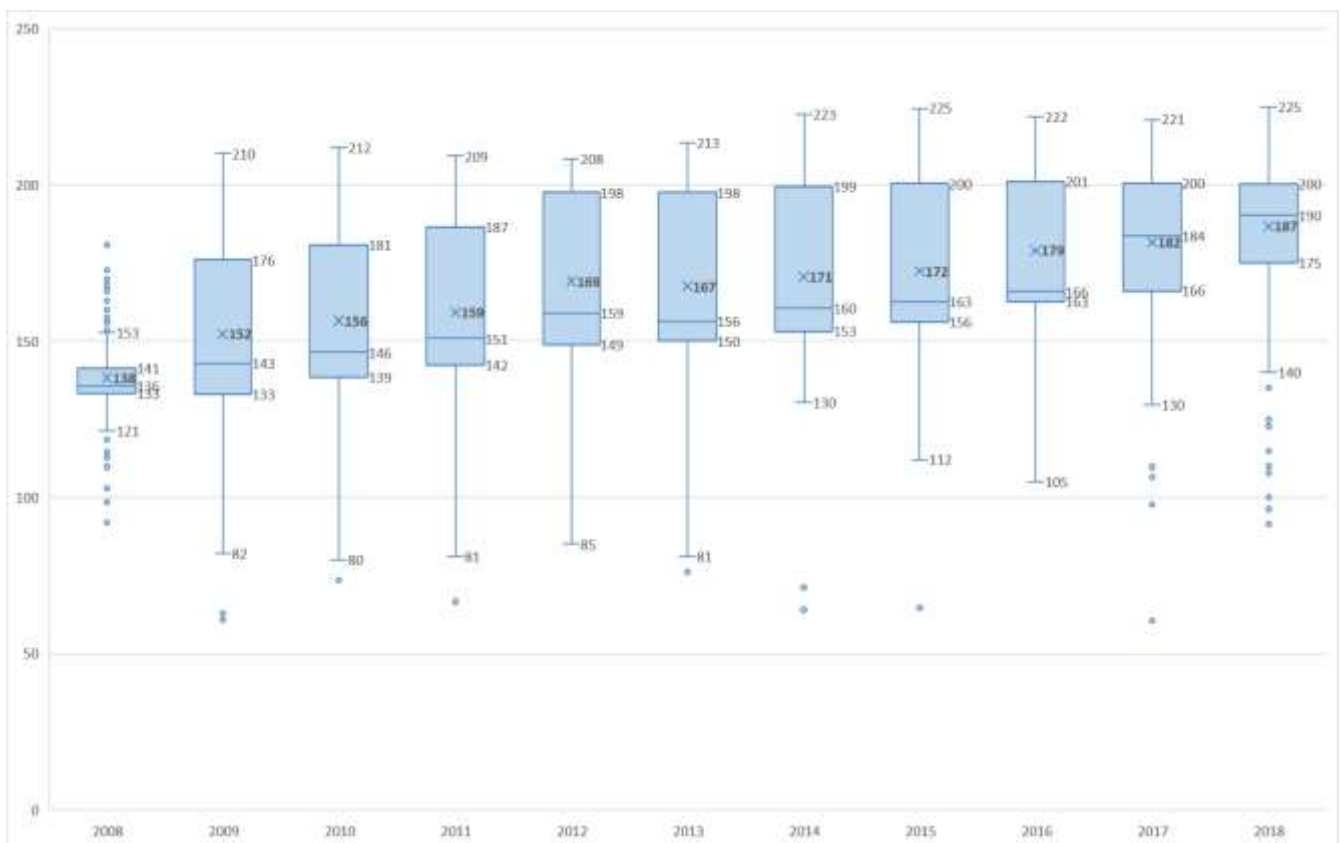


Figure 12 : Puissance spécifique [Wc/m²] des installations du parc PV 2018 en RBC par année de MES

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.

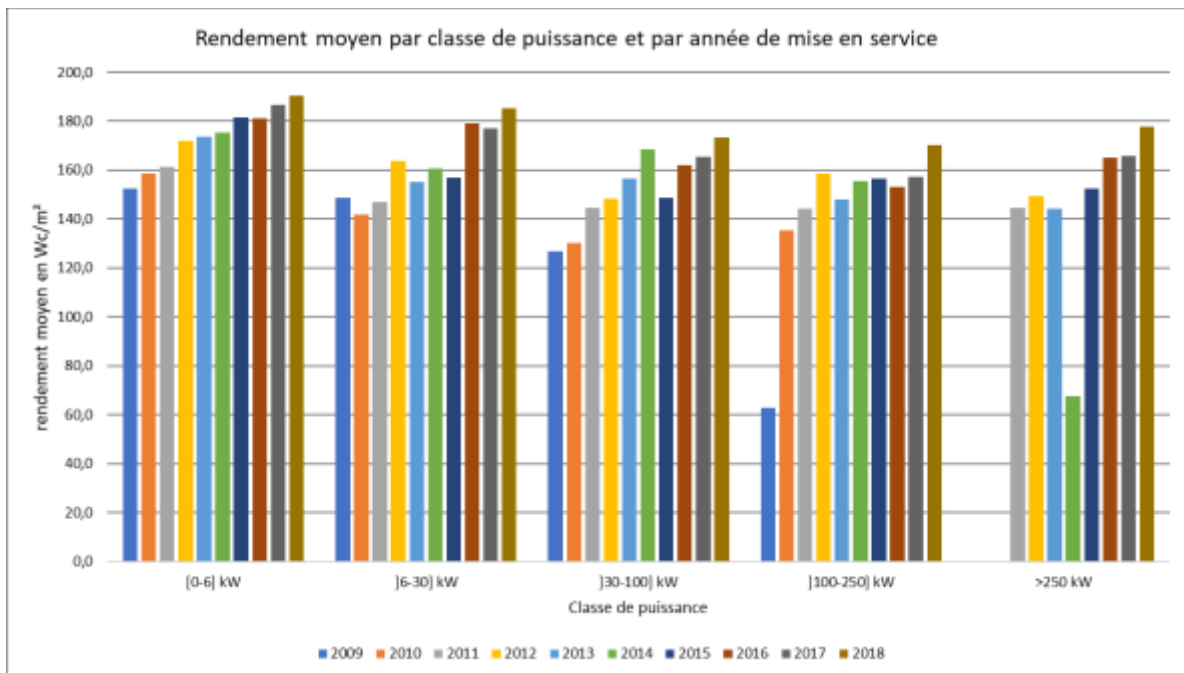


Figure 13 : Puissance spécifique [Wc/m²] par année de mise en service et classe de puissance [kW] pour la production de l'année 2018.

B. Analyse en fonction de la classe de rendement

Sur base de l'échantillon analysé, les 4 410 installations couvrent une superficie de 572 246 m² fin 2018 en Région de Bruxelles-Capitale et possèdent une puissance spécifique moyenne pondérée de 156 Wc/m², 10 Wc/m² de plus qu'en 2017.

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 (+6,6 points de % en nombre et +14,5 points de % en puissance).

Tableau 7 : Répartition des installations du parc PV fin 2018 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	4,6%	5,9%	105,8	92,9
Moyen rendement > 125 et <= 175	56,2%	67,1%	149,0	154,3
Haut rendement > 175 et <= 225	39,1%	27,0%	193,6	189,2
Total	100%	100%	164,4	156,0

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 330 kWc (barre verticale). Au-delà de cette puissance, les installations présentent toutes un rendement moyen à haut, à une exception près.

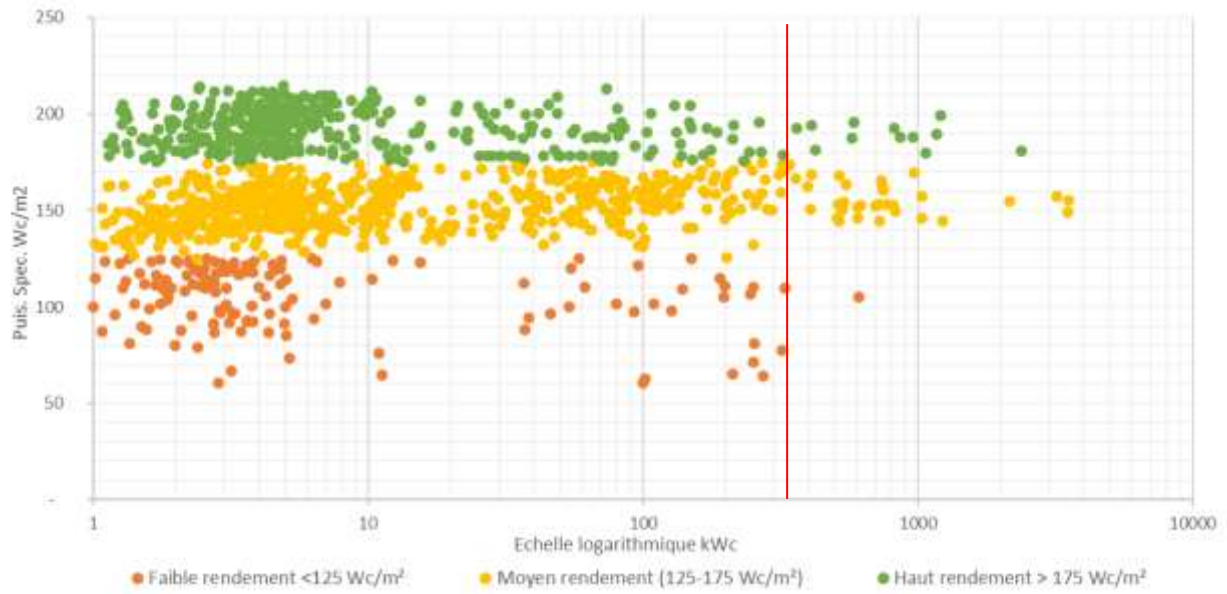


Figure 14 : Puissance spécifique [Wc/m²] et puissance installée (kWc) des installations du parc PV en RBC fin 2018 avec distinction colorées des classes de rendement.

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. Cette analyse est réalisée sur le parc entier, actif ou non, des installations mises en service en Région.

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 1 700 installations (38% du parc) et 5 535 kWc (6% de la puissance). Ces installations ont été basculées dans la catégorie « inconnu ». Les 10 premiers fabricants sont représentés (top 10), avec la catégorie « autres » qui regroupe le reste des installations. Cette catégorie est ensuite répartie avec les 10 marques suivantes (du 11^{ème} au 20^{ème}, top 20), le solde (>20) étant finalement regroupé en une seule catégorie.

5.3.2 Résultats

5.3.2.1 Tendances d'évolution de l'indicateur

Le top 10 des marques de panneaux concentre plus de 65% du marché, et le top 20 monte à 81% en termes de puissance installée pour le parc total, compte tenu également de 6% du parc avec des marques inconnues (ou multi-marques pour les plus grandes installations).

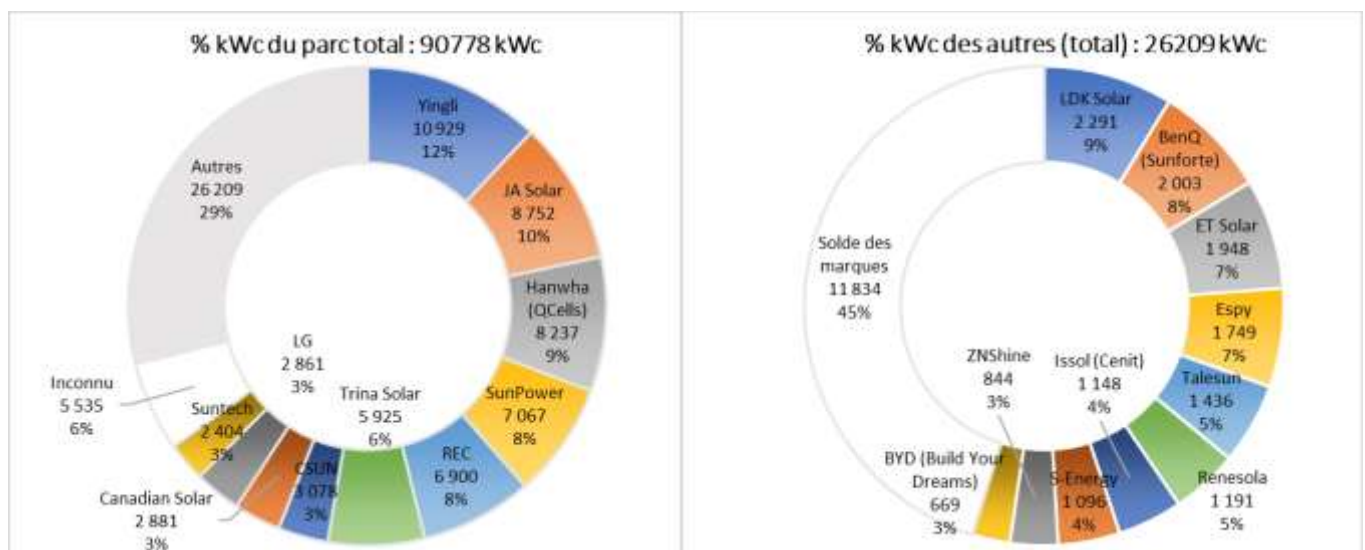


Figure 15 : Top 20 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2018

Les figures ci-dessous présentent les parts de marché du top 20 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. Le top 20 représente 83% de la puissance installée. 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 40% du marché, dont 7 marques figurent dans le top 10 des parts de marché (SunPower, Trina Solar, Hanwha (QCells), JA solar, LG, REC et Canadian Solar). Le top 20 atteint 51% de la puissance installée. Mais cette faible proportion est également à mettre en regard de la part importante d'installation sans marque connue, qui s'élève à 33% du total.

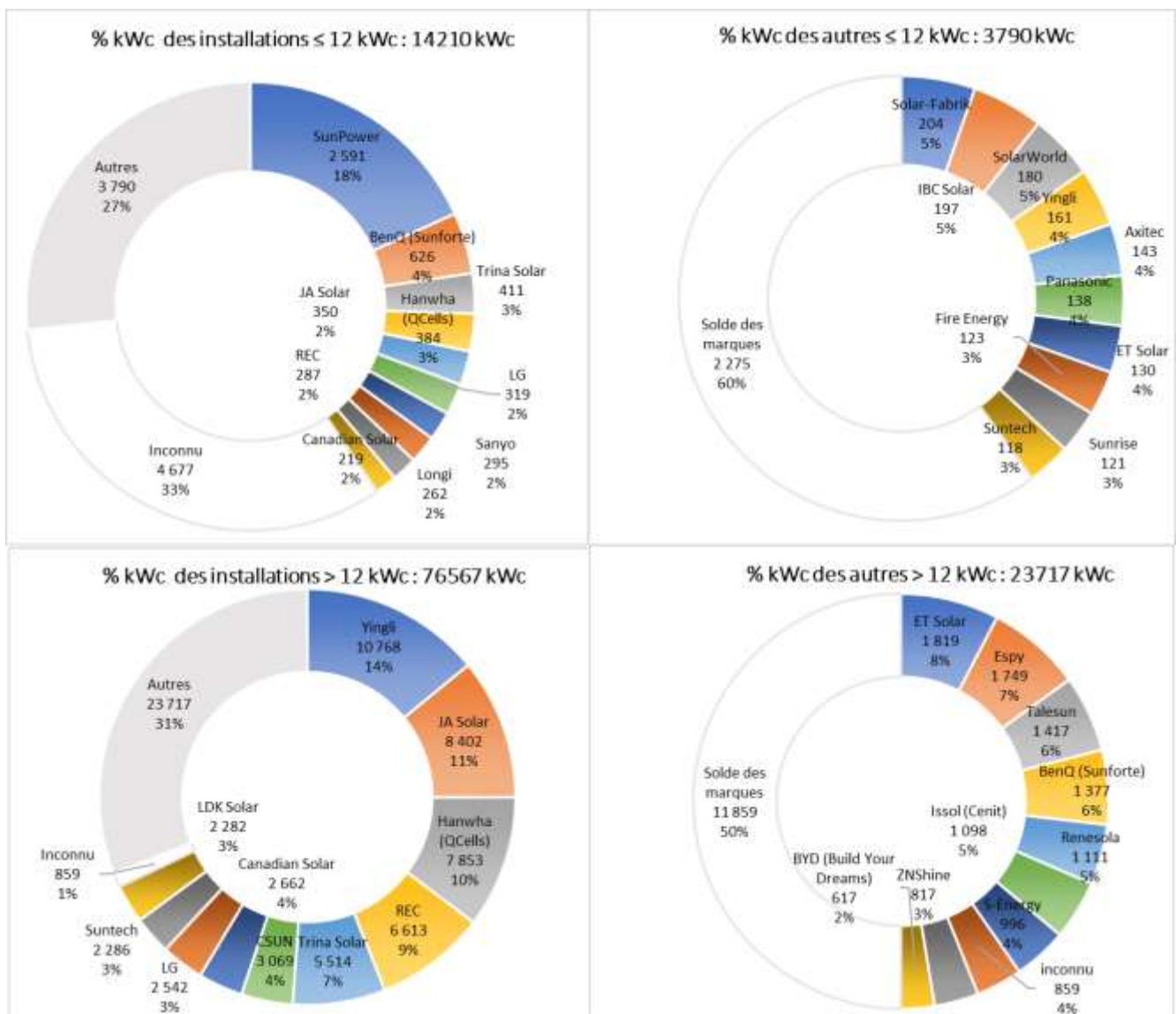


Figure 16 : Top 20 des marques de panneaux du parc PV en RBC fin 2018 par classe de puissance

Si on analyse la répartition par type de titulaire, on observe que parmi les installations des particuliers, les 10 premières marques totalisent à peine 41% du marché, mais les 5 premières marques se partagent pratiquement 33% du marché. Le top 20 atteint 49% du marché, dans les 51% restants, 39% ne disposent d'aucune information concernant le fabricant des panneaux (inconnu).

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 50% de ce marché. Les 20 premières marques atteignent 81% du marché, dans les 19% restants, 2% du jeu de données ne renseignent aucune information (inconnu) concernant le fabricant des panneaux.⁷

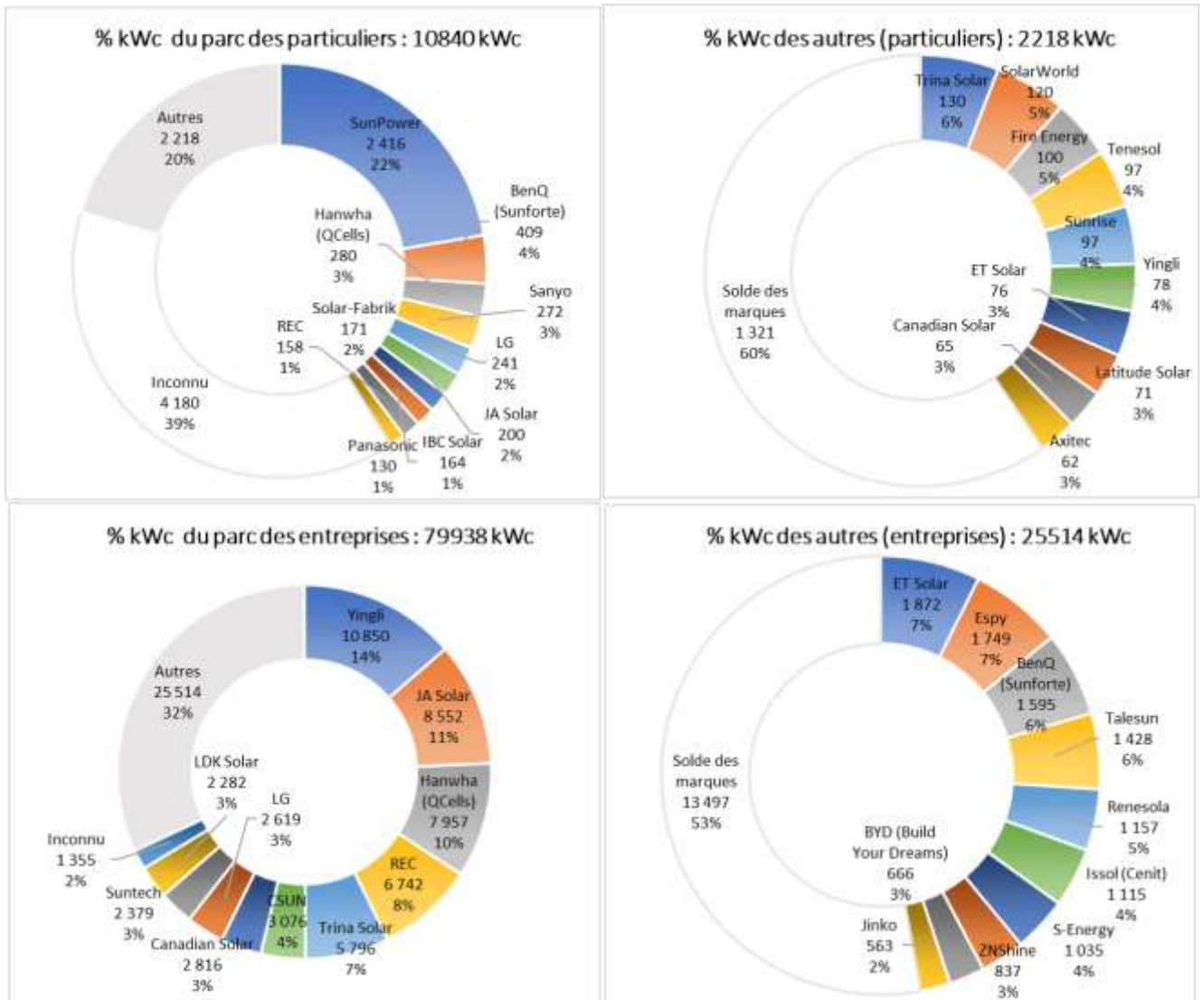


Figure 17 : Top 20 des marques de panneaux du parc PV fin 2018 en RBC installés par les entreprises et par les particuliers

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 les pics en 2013 (26,1 MWc) et en 2018 (23,8 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. En 2018, le marché est reparti à la hausse, et ce sont JA Solar et Hanwha (QCells) qui se démarquent nettement, suivies de plus loin par CSUN, REC, Canadian Solar et Trina Solar.

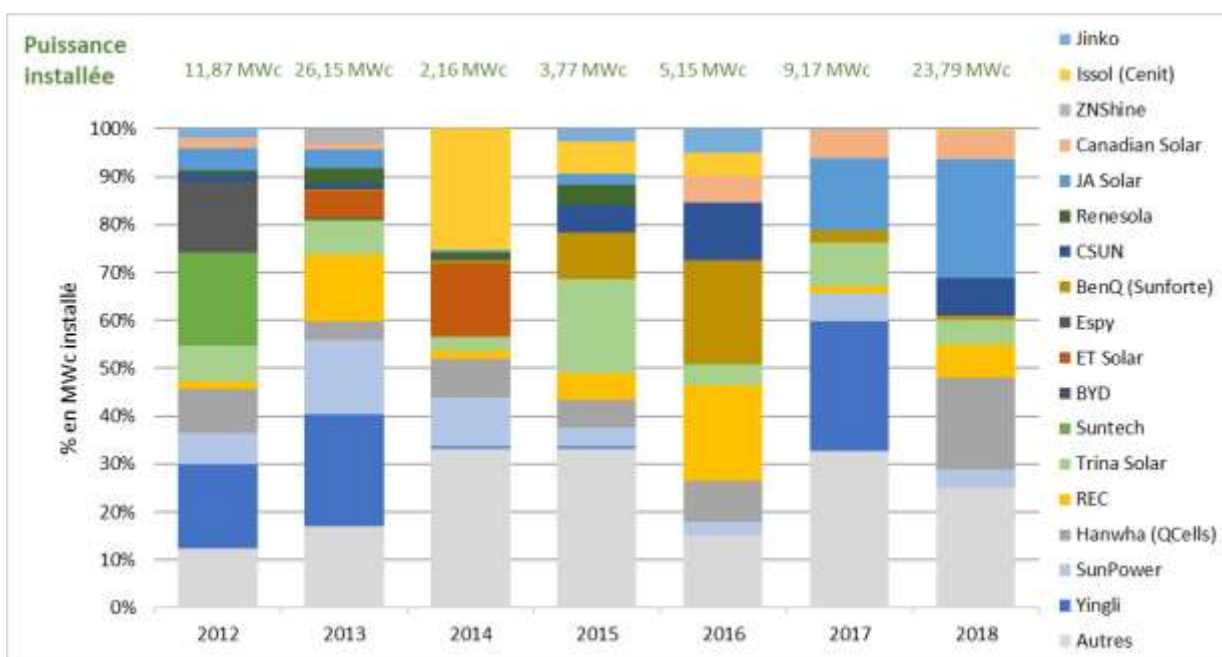


Figure 18 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2018

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

Selon Eurobserv'ER, le parc mondial photovoltaïque continue de s'étendre sur les cinq continents. Fin 2018, il a dépassé le demi-million de mégawatts, soit une capacité supplémentaire installée de l'ordre de 100 GW. L'année se caractérise par le recul du marché chinois, la renaissance de l'Union européenne et une montée en puissance des marchés émergents. Le principal événement marquant du marché photovoltaïque en 2018 a été la baisse du marché chinois, qui représente désormais moins de la moitié du marché mondial. Sur les dix entreprises qui ont livré le plus de modules en 2018 (Jinko Solar, JA Solar, Trina Solar, LONGi Solar, Canadian Solar, Hanwha Q Cells, Risen Energy, GCL-SI, Talesun et First Solar), huit sont chinoises. Les livraisons de ces dix entreprises représentent 62 GW en 2018, soit 62 % des installations de l'année. La première, Jinko Solar, a livré plus de 11 GW à elle seule, soit 11 % du marché. ».

Le tableau ci-dessous reprend les principaux fabricants de modules photovoltaïques de 2016 à 2018 au niveau mondial.

Tableau 8 : Principaux fabricants de modules photovoltaïques dans le monde en 2018.
(Source : Eurobserv'ER)

Entreprise	Pays	Localisation des lignes de production	Capacité (MW)	Livraisons mondiales de modules en MW ¹⁰		
				2016	2017	2018
Jinko Solar	Chine	Chine, Malaisie, Afrique du Sud, Portugal	8 000	6 656	10 000	11 380
JA Solar	Chine	Chine	5 500	4 607	6 755	8 800
Trina Solar	Chine	Chine	n.c.	5 924	n.c.	8 100
LONGi solar	Chine		n.c.	n.c.	n.c.	7 200
Canadian Solar	Chine	Canada, Chine	8 110	5 232	6 828	6 600
Hanwha Qcells	Corée	Chine, Allemagne	4 300	4 583	5 438	5 600
Risen Energy	Chine	Chine	4 500	n.c.	n.c.	4 800
GCL-SI	Chine		n.c.	n.c.	n.c.	4 100
Talesun	Chine	Chine	2 800		2 500	2 900
First Solar	Etats-Unis	Malaisie, Etats-Unis	2 200	3 300	n.c.	2 706
Yingli Green energy	Chine	Chine, Thaïlande	4 000	2 170	2 700	n.c.
SunPower	Etats-Unis	Etats-Unis, Philippines	1 900	1339	1380	n.c.

En comparant les données de ce tableau avec les marques de panneaux mis en service en RBC (cf. Figure 16), on constate que quatre des cinq marques les plus utilisées en RBC (Yingli, JA Solar SunPower, Hanwha-Qcells) font partie des principaux fabricants de modules dans le monde.

Et tout comme au niveau mondial, la part de marché de la Chine est également descendue en dessous des 50% en RBC.

¹⁰ Source : Baromètre photovoltaïque – EurObserv'ER – publication annuelle

5.4 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.

5.4.1 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. L'origine est définie comme 'indéterminée' lorsque c'était le cas.

5.4.2 Résultats : tendances de l'indicateur

La figure ci-dessous présente l'évolution des parts de marché par origine des panneaux pour les sept 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.

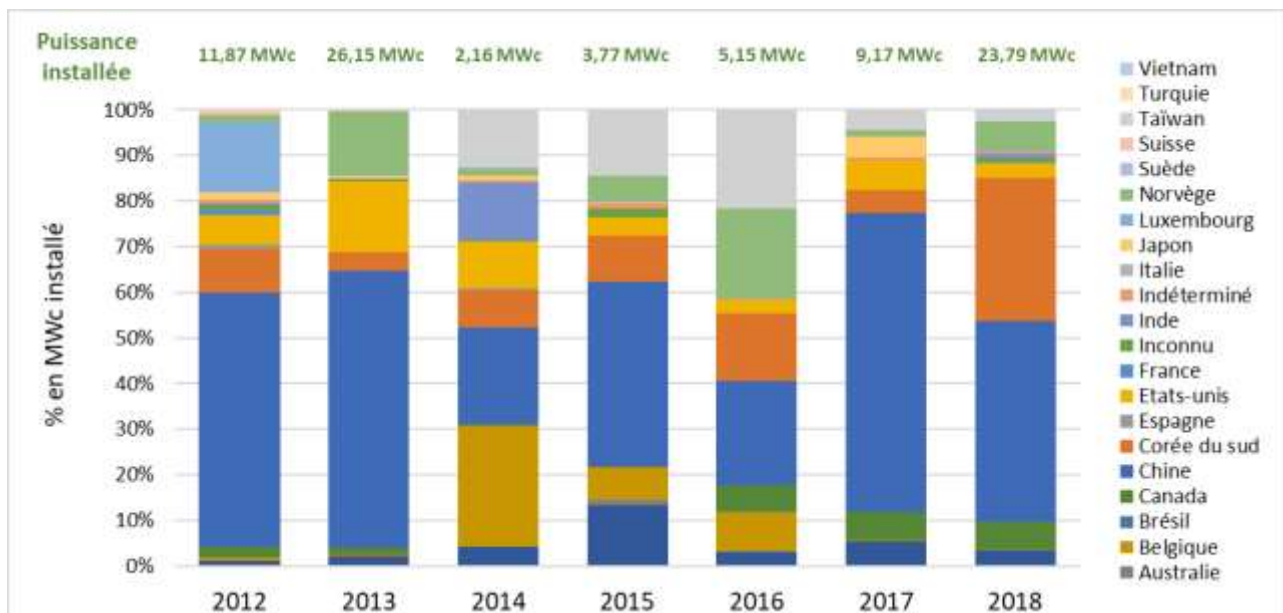


Figure 19 : Evolution des parts de marché des panneaux du parc PV en RBD mis en service entre 2012 et 2018 en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés)

On constate que les panneaux fabriqués en Chine dominent le marché en termes de puissance installée (47%) et, malgré une tendance à la baisse observée entre 2012 et 2016, ils présentent une nouvelle vigueur en 2017 et 2018.

La figure 20 présente la répartition du parc total installé, on y remarque que la Chine y représente 47% du parc installé (en baisse), suivie de loin par la Corée du Sud (13%), les Etats-Unis avec 8% et la Norvège avec 8%. Les autres pays d'origine des panneaux sont sous la barre des 4%. Il y a 6% d'inconnu dans le total installé en Région.

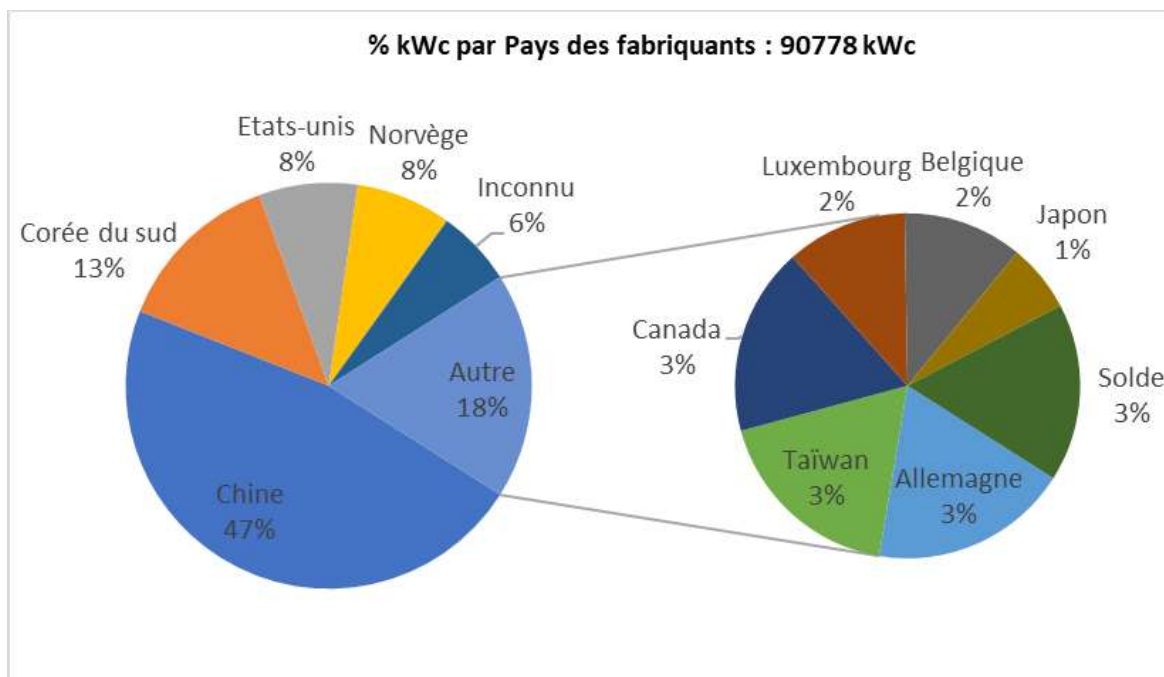


Figure 20 : Parts de marché du parc total des panneaux du parc PV fin 2018 en RBC en fonction de leur pays d'origine (% en MWc installés)

5.5 Analyse des onduleurs

La gestion des marques d'onduleurs n'est plus assurée par BRUGEL. La base de données des installations analysées pour ce chapitre provient de SIBELGA et des différences de nombre et de puissance totales installées sont constatées entre celle-ci et la base de données de BRUGEL, utilisée par ailleurs dans ce rapport. Ceci est lié aux délais entre le raccordement (SIBELGA) et la certification (BRUGEL) qui induit un retard dans la prise en compte des installations. Des différences apparaissent également au niveau de la date de mise en service (MES) entre les deux bases de données, différences qui seront progressivement corrigées à l'avenir, par une mise en commun des informations.

5.5.1 Comparaison entre puissance des panneaux et des onduleurs

Comme la capacité maximale des panneaux est rarement atteinte (elle dépend de la température ambiante, de l'orientation, de l'ombrage, ...), en général, la puissance des onduleurs sera plus faible. On considère qu'un onduleur qui est peu chargé est souvent moins efficace qu'un onduleur qui travaille à une plus grande capacité. C'est pourquoi un surdimensionnement des panneaux donne in fine un rendement supérieur.

La puissance des panneaux et la puissance des onduleurs sont connues, ce qui permet d'étudier les puissances installées et d'en déduire la puissance maximale raccordée (délivrée) sur le réseau, qui résulte de la puissance la plus faible entre celle des panneaux et celle du/des onduleur(s).

La puissance totale des panneaux installée fin 2018, dans la base de données de SIBELGA, atteint 96 877 kWc, soit 7% de puissance en plus, pour une cinquantaine d'installations supplémentaires, donc essentiellement de grosses installations, que dans la base de données de BRUGEL.

Voici la comparaison, par classe de puissance des panneaux, entre la puissance des panneaux, la puissance des onduleurs, et la plus petite valeur entre les deux, appelée puissance délivrée, du parc à fin 2018. Le pourcentage représente la part des puissances en regard de la puissance des panneaux.

Tableau 9 : comparaison des puissances installées des panneaux et des onduleurs (Sibelga, 2018)

Classe de puissance	Puis. Panneaux		Puis. Onduleurs		Puis. délivrée	
[0-6] kW	11 467,1	100%	11 022,8	96,1%	10 716,6	93,5%
]6-30] kW	3 693,7	100%	3 358,7	90,9%	3 307,8	89,6%
]30-100] kW	9 161,1	100%	8 512,7	92,9%	8 442,9	92,2%
]100-250] kW	15 340,1	100%	13 797,9	89,9%	13 621,8	88,8%
>250 kW	57 215,1	100%	50 011,6	87,4%	48 992,5	85,6%
Total général	96 877,2	100%	86 703,8	89,5%	85 081,6	87,8%

On constate que la puissance des onduleurs est 10% inférieure, en moyenne, à celle des panneaux, mais de seulement 4% dans la classe de 0-6 kWc. La puissance délivrée est finalement de 12% inférieure à celle des panneaux, il s'agit de la valeur minimale de puissance entre l'onduleur et les panneaux, il arrive que certaines installations disposent d'une puissance de panneau plus faible que la capacité de l'onduleur.

5.5.2 Parts de marché des fabricants d'onduleurs

5.5.2.1 Echantillon analysé

Les données présentées pour cet indicateur se rapportent à l'ensemble des données fournies par SIBELGA pour les installations avec une MES jusqu'en 2018 inclus. Les informations sur le fabricant ne sont cependant pas toujours disponibles dans le jeu de données. Pour 39% du nombre d'installation, qui représentent 12% 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 ».

5.5.2.2 Résultats : tendances de l'indicateur

La figure ci-dessous présente les parts de marché du top 10 des marques d'onduleurs en RBC. Cette part de marché est présentée sur la puissance des panneaux connectés aux onduleurs, en kWc.

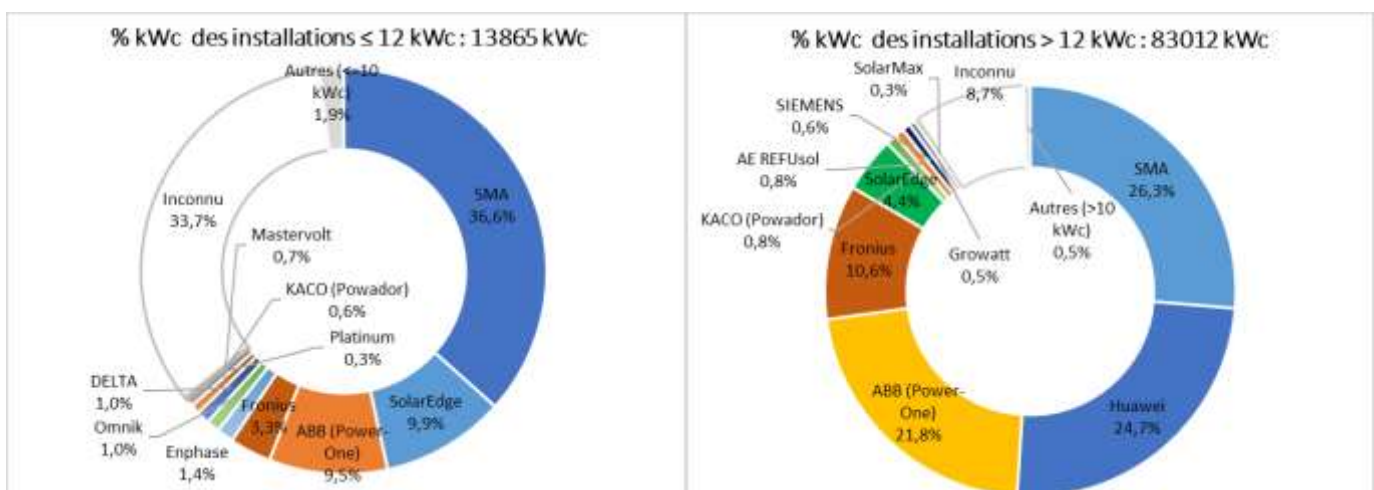
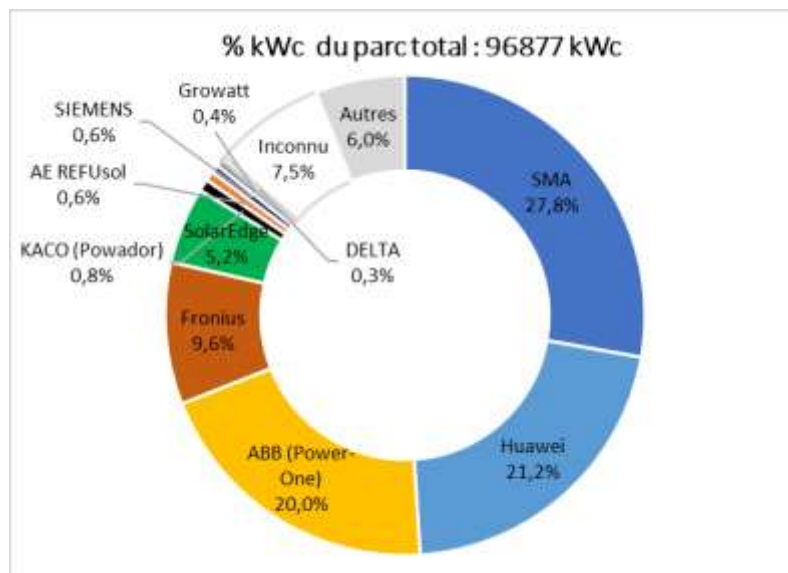


Figure 21 : Top 10 des marques d'onduleur du parc PV fin 2018 en RBC (Sibelga)

On constate que le marché des onduleurs est plus concentré que celui des panneaux puisque le top 10 des marques d'onduleur concentre 87% du marché en RBC et que trois marques (SMA –28%,

Huawei – 21% et ABB Power-One – 20%) dominent le marché bruxellois avec 69% de parts de marché. Huawei est un « nouveau » venu dans ce trio de tête, qui a essentiellement démarré en 2016, pour exploser en 2018, principalement dans la classe des grosses puissances (>100 kWc). Quant aux petites installations (≤12 kWc), SMA occupe la première place, loin devant, avec 37% (puissance) de part de marché.

Parmi les fabricants du top 10, 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 la plupart des fabricants du top 10 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 22 : Evolution des parts de marché des onduleurs du parc PV en RBC mis en service entre 2012 et 2018

Comme l'illustre la Figure 22, SMA et ABB Power-One dominaient le marché des onduleurs sur la période 2012-2017, mais Huawei s'est vraiment imposé en 2018. En 2016, deux marques font significativement leur apparition : Fronius et Huawei avec un tiers et un cinquième du marché.

En 2018, Huawei prend la tête avec plus de 55% de part de marché, suivi par SMA avec 15% (37% en 2016, 20% en 2017), SolarEdge, avec 11% et ABB avec 8% du marché. Fronius est la dernière marque à dépasser les 5% avec 6% des parts de marché, alors qu'il en occupait 43% en 2016 et 31% en 2017.

On remarque donc que le marché annuel est très volatile, SMA reste toujours très présents, ABB fort présent jusqu'en 2015 a diminué fortement son empreinte. Et Fronius très actif en 2016 et 2017 laisse la place à Huawei en 2018.

6 Prix des installations

L'analyse des prix des installations de panneaux photovoltaïque pratiqués sur le marché bruxellois sur la période 2012-2018 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 projet¹¹ 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 TVA¹². 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 de 50 % entre 2012 (moyenne simple de 3 183 €/kWc) et 2018 (moyenne simple de 1 600 €/kWc).

Dans cette tendance baissière, on constate une légère hausse des prix en 2015 (+2,2 %)

On observe un prix au kWc plus faible avec l'augmentation de la gamme de puissance des installations, d'environ 30 % entre les >250 kWc (moyenne pondérée de 1 179 €/kWc) et les [0-6] kWc (1 632 €/kWc).

Des différences de prix importantes sont observées dans les prix en fonction de l'origine des panneaux (moyenne pondérée variant entre 1 479 €/kWc et 2 335 €/kWc).

Les prix moyens des installations augmentent avec le rendement des panneaux, avec un prix (médian ou pondéré) de l'ordre de 30% supérieur entre les hauts et les faibles rendements.

¹¹ Toutefois, le surcoût lié aux études (stabilité, vent, etc.) et le coût du compteur SIBELGA ne sont pas pris en compte.

¹² 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 2012-2018.

Tableau 10 : Taille et représentativité de l'échantillon

Année de mise en service	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2018
Nombre d'installations échantillon total	422	423	124	146	254	262	650	2 281
Nombre d'installations analysées	352	385	99	124	209	229	447	1 845
% de l'échantillon total	85%	90%	84%	87%	83%	83%	83%	81%
Nombre d'outliers	10	16	8	13	12	10	6	75
Outliers en % de l'analyse	2,84%	4,16%	8,08%	10,48%	5,74%	4,37%	1,34%	4,07%

Quatre-vingt-un pourcents des installations sont prises en compte dans l'analyse. Dans les 436 installations rejetées, 293 n'ont pas de montant d'achat renseigné, 62 ont un prix d'achat supérieur à 10 000 €/kWc, 75 ont une productivité spécifique supérieure à 225 Wc/m² et enfin 6 installations ont une surface nulle.

75 outliers sont observés, soit un peu plus de 4% 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 7 années de MES de 2012 à 2018, 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 2018. Clairement, le prix des installations montre une tendance baissière de l'ordre de 50%, entre 2012 et 2018.

Tableau 11 : Prix moyen des panneaux par année de MES en €/kWc (2012-2018)

Année de mise en service	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018/2012
Médiane	3 231	2 398	2 196	2 143	1 813	1 847	1 538	-52,4%
Moyenne simple (ms)	3 183	2 521	2 340	2 390	1 940	1 883	1 600	-49,7%
Moyenne pondérée (mp)	1 928	1 564	1 842	1 567	1 386	1 449	1 269	-34,2%
2012 = 100 (mp)	100	81	96	81	72	75	66	

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

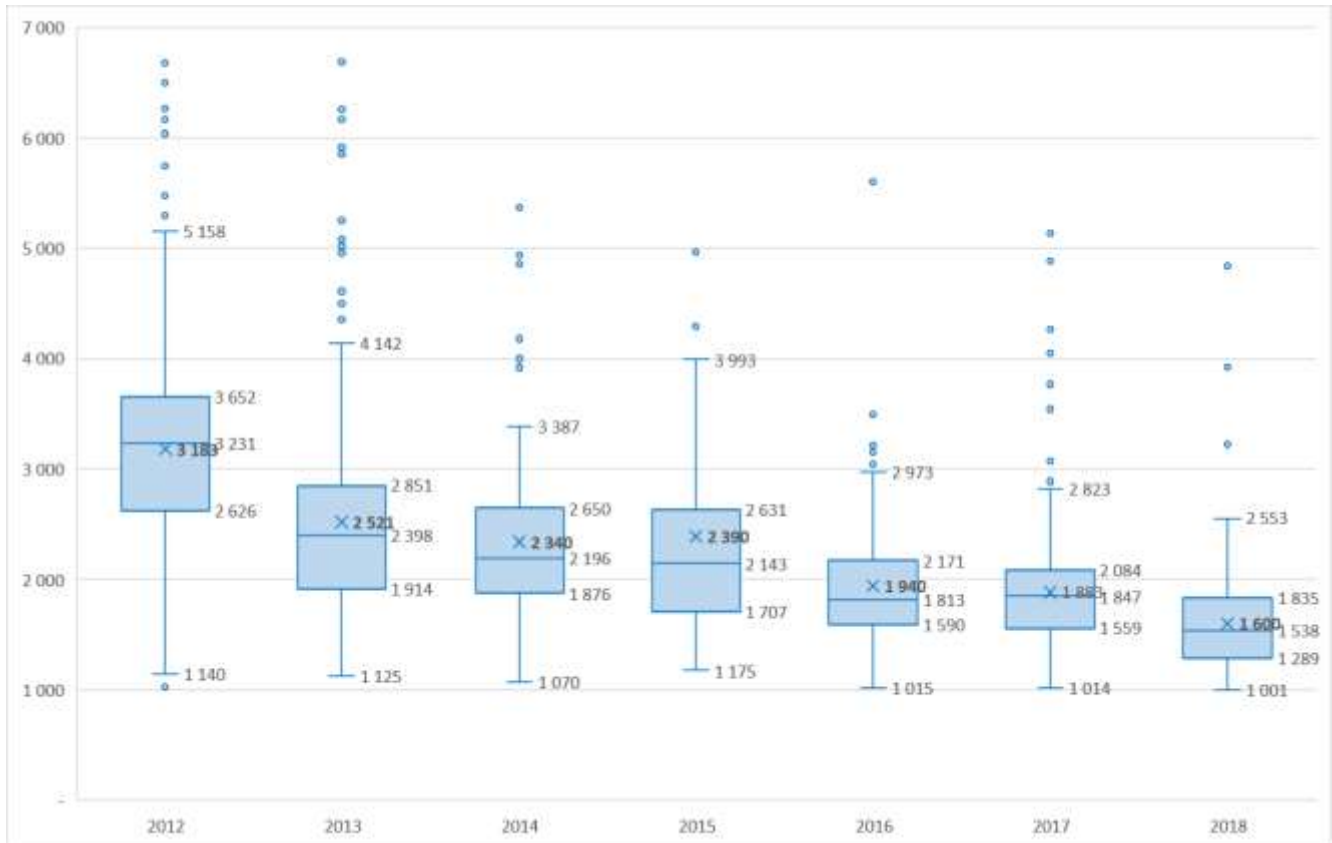


Figure 23 : Prix des installations sur la période 2012-2018 (EUR/kWc)

L'analyse de la **médiane** permet de constater que le prix total des installations (TVAc) a diminué de 52% entre 2012 et 2018, passant de 3 231 EUR/kWc à 1 538 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 2018, l'analyse des quartiles permet de constater que 50% des installations ont coûté entre 1 289 et 1 835 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 1 600 €/kWc, si l'on tient compte de la puissance des installations, la moyenne pondérée est de 1 269 €/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 2018 avant d'évaluer si les tendances observées sont vérifiées pour les 3 années antérieures également (2015-2018).

6.3.1 Echantillon analysé MES 2018

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 12 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2018

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW	[6-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations	466	69	61	35	19	650
Nombre d'installations analysées	346	40	37	20	4	447
% du nombre total d'installations	74%	58%	61%	57%	21%	69%
Nombre d'outliers	5	3	8	2	0	18
Outliers en % de l'analyse	1,4%	7,5%	21,6%	10,0%	0,0%	4,0%

Soixante-neuf pourcents des installations seront prises en compte dans l'analyse. On compte 18 outliers dans le jeu de données à analyser, soit 4% de l'échantillon.

6.3.1.1 Prix des installations en 2018 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 2018 par catégorie de puissance. Le prix moyen des installations par kWc baisse avec l'augmentation de puissance installée, avec une légère hausse pour la catégorie >250 kWc.

Tableau 13 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2018)

Catégorie de puissance (kWc)	[0-6] kW	[6-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Médiane (med)	1 615	1 416	1 172	1 108	1 198	1 538
Moyenne simple (ms)	1 675	1 519	1 271	1 150	1 187	1 600
Moyenne pondérée (mp)	1 632	1 495	1 236	1 146	1 179	1 269
Total mp = 100	129	118	97	90	93	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 2018.

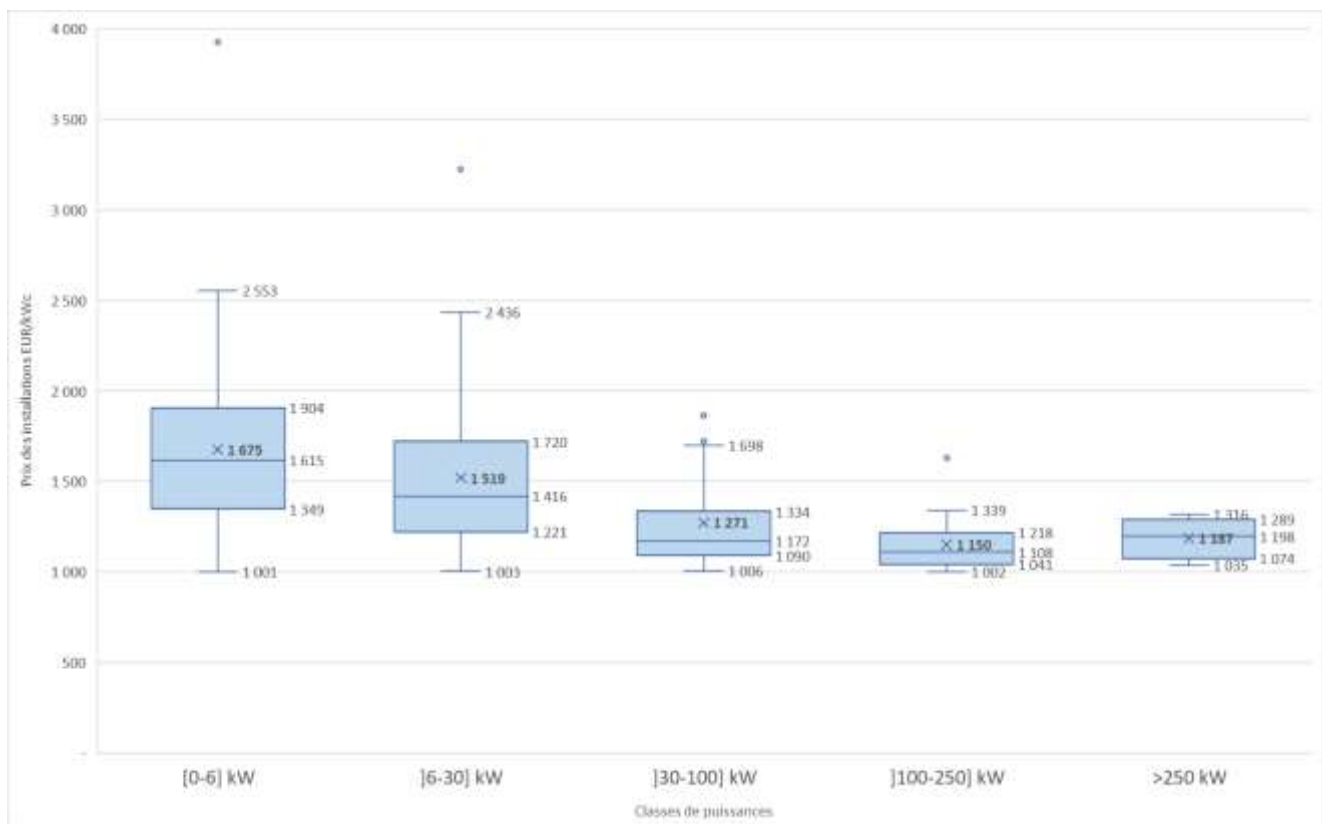


Figure 24 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2018

6.3.2 Echantillon analysé MES 2015-2018

La représentativité de l'échantillon analysé est la meilleure que pour l'année 2018, à savoir 77%. Les grandes installations (>250 kW) sont plus représentées dans l'échantillon analysé (39% au lieu de 21%). Les outliers représentent 5,7% de l'échantillon analysé.

Tableau 14 : Taille et représentativité de l'échantillon – année 2015-2018

Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW	[6-30] kW	[30-100] kW	[100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations	943	170	106	57	36	1312
Nombre d'installations analysées	764	119	76	36	14	1009
% du nombre total d'installations	81%	70%	72%	63%	39%	77%
Nombre d'outliers	40	6	11	1	0	58
Outliers en % de l'analyse	5,2%	5,0%	14,5%	2,8%	0,0%	5,7%

6.3.2.1 Prix des installations 2015-2018 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 2018 par catégorie de puissance. On constate également que pour la période de MES 2015-2018, le prix moyen des installations par kWc baisse avec l'augmentation de puissance installée, à l'exception d'une légère hausse pour les >250 kW.

Tableau 15 : Prix moyen des panneaux par catégorie de puissance en €/kWc (2015-2018)

Catégorie de puissance (kWc)	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
Médiane (med)	1 823	1 627	1 296	1 196	1 217	1 724
Moyenne simple (ms)	1 932	1 701	1 412	1 235	1 264	1 832
Moyenne pondérée (mp)	1 868	1 678	1 372	1 241	1 245	1 380
Total = 100	135	122	99	90	90	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 2018.

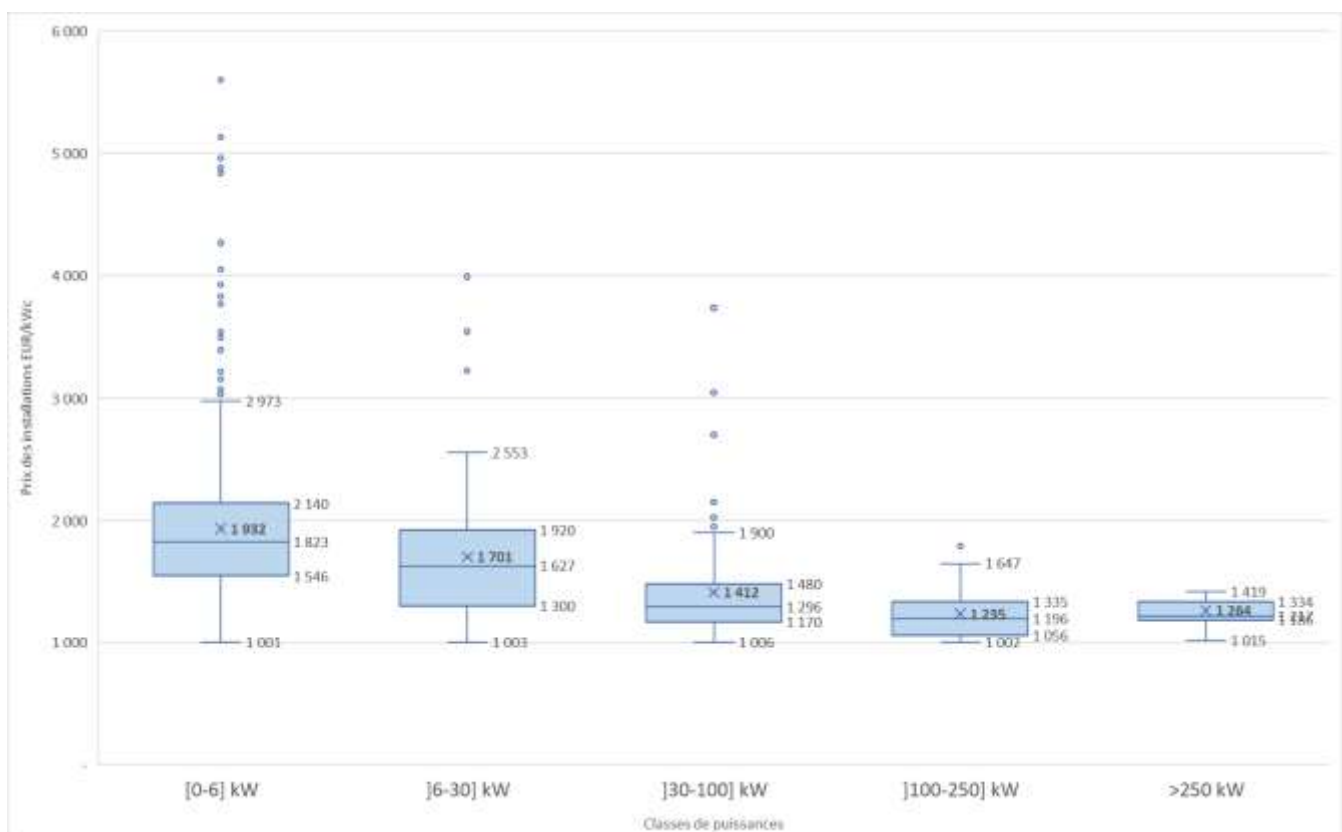


Figure 25 : Prix des installations par catégorie de puissance (EUR/kWc) – année MES 2015-2018

6.3.3 Effet d'échelle

L'analyse réalisée sur l'année 2018 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 2015 à 2018. 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. La figure ci-dessous illustre la bonne relation obtenue pour les années 2015 à 2018 ($R^2=93-97\%$).

Pour cette analyse, les *outliers* du Tableau 10 ne sont pas pris en compte, ils influencent trop fortement les résultats en diminuant la qualité du coefficient de régression.

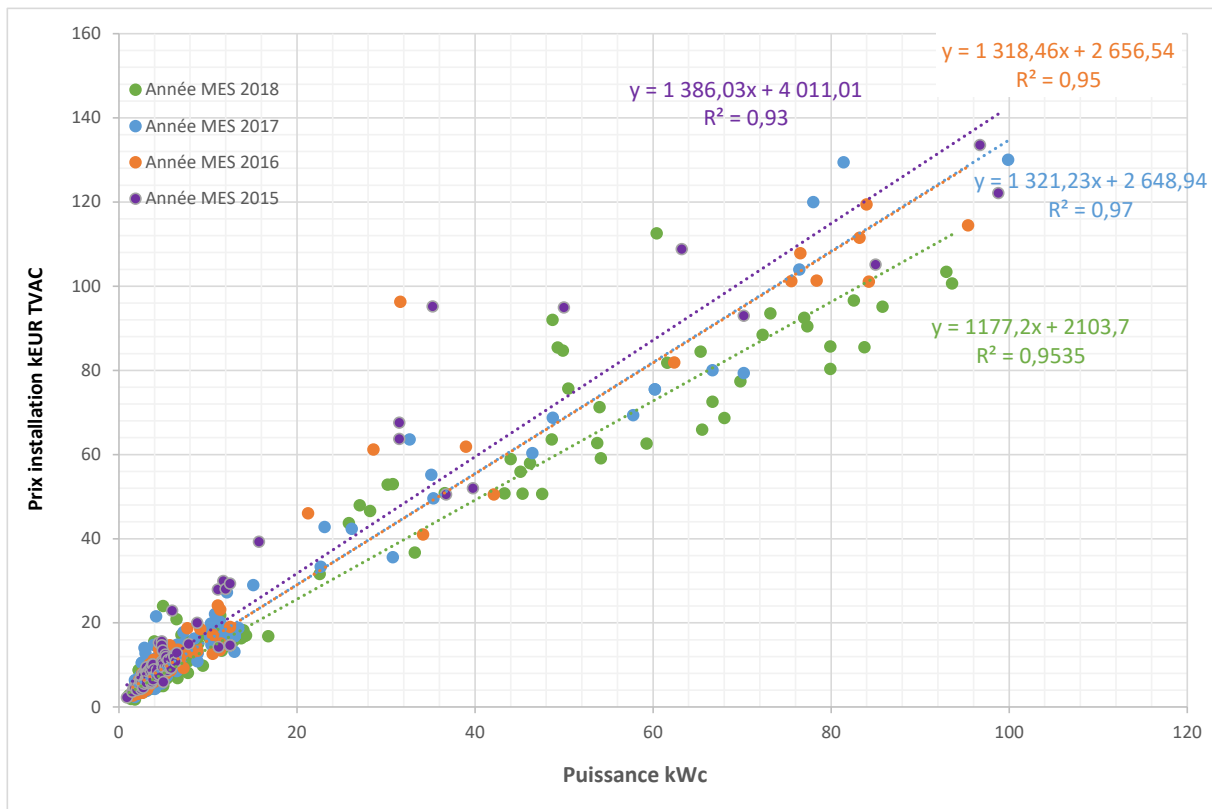


Figure 26 : Prix des installations du parc PV en RBC par année de mise en service en fonction de la puissance installée (2015-2018). En surimpression : courbes de tendances de type linéaire.

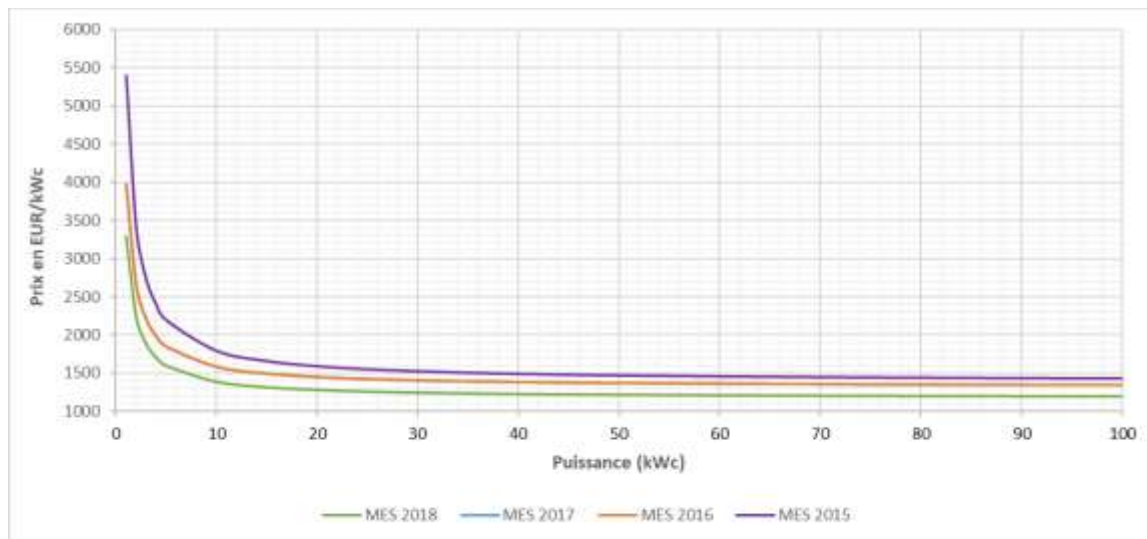


Figure 27 : Lois d'échelle obtenues pour les installations de puissance [0-100] kWc du parc PV en RBC

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. Les courbes de calcul des installations de 2016 et 2017 coïncident parfaitement, elles se superposent sur le graphique.

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 2018 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 16 : nombre d'installation prise en compte pour illustrer la figure suivante

Catégorie puissance	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total général
[0-6] kW	112	38	75	270	268	72	84	166	162	344	1591
]6-30] kW	1	3	14	32	47	18	17	22	38	39	231
]30-100] kW		1	8	19	24	3	11	12	15	37	130
]100-250] kW	1		1	6	10	2	6	3	7	20	56
>250 kW			1	5	13		2	3	5	4	33
Total général	114	42	99	332	362	95	120	206	227	444	2041

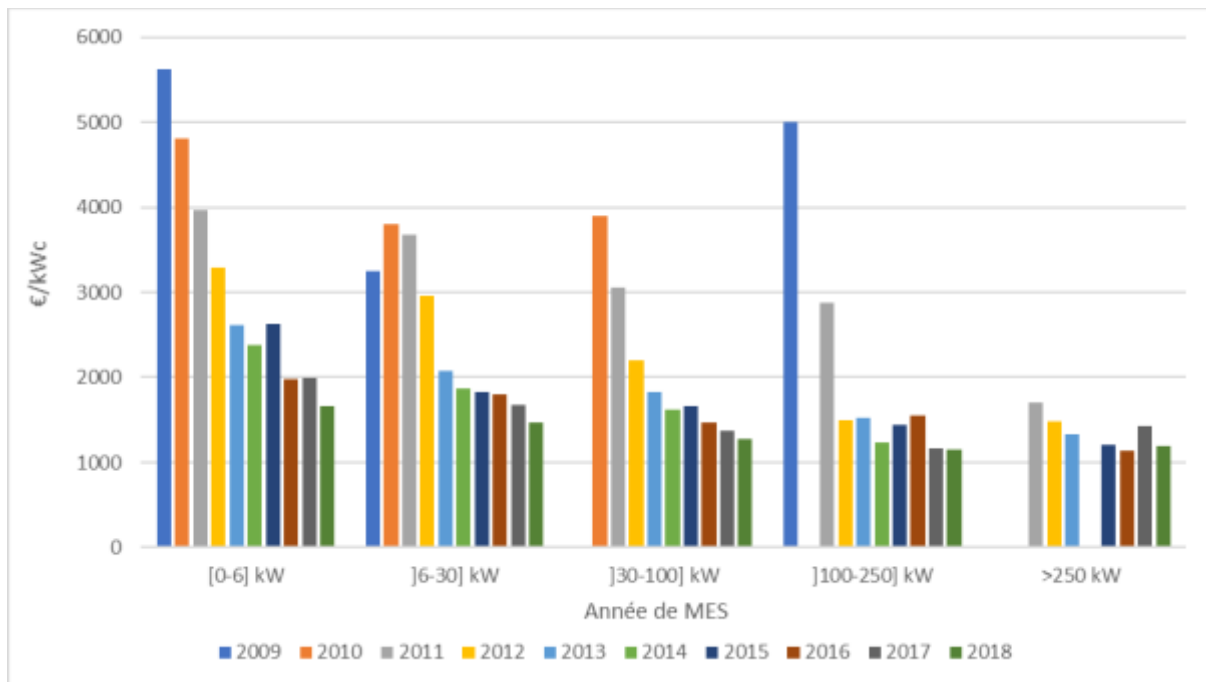


Figure 28 : Evolution des prix des installations PV en €/kWc par catégorie de puissance et année de MES

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 16)

Les résultats pour les installations de [0-6] kWc et]6-30] kWc sont plus fiables et montrent clairement une baisse des prix entre 2009 et 2018.

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 2018, afin de limiter l'impact de l'évolution des prix dans le temps.

Tableau 17 : Taille et représentativité de l'échantillon (2012-2018)

Origine des panneaux	Allemagne	Autriche	Belgique	Chine	Corée du sud	Etats-Unis	Japon	Total
Nombre d'installations de l'échantillon	218	164	50	683	100	570	84	1869
Nombre d'installations analysées	187	129	37	569	75	491	76	1564
% de l'échantillon total	86%	79%	74%	83%	75%	86%	90%	84%
Nombre d'outliers	11	15	3	32	2	20	2	74
Outliers en % de l'analyse	6%	12%	8%	6%	3%	4%	3%	5%

Les pourcentages d'installations prises en compte dans l'analyse dépendent du pays analysé et varient entre 74% et 90% de l'échantillon analysé, avec une moyenne de 84%.

Septante-quatre *outliers* sont dénombrés, soit 5% 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 (1616 €/kWc) est nettement plus faible que celui d'une installation avec panneaux fabriqués au Japon, en Belgique ou aux Etats-Unis.

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 7 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 Japonaise, environ 70% supérieur.

Tableau 18 : Prix moyen des panneaux par pays d'origine en EUR/kWc (2012-2018)

Pays d'origine	Chine	Allemagne	Corée du sud	Autriche	Etats-Unis	Belgique	Japon
Médiane (med)	1 616	1 940	1 965	1 990	2 420	2 670	2 801
Moyenne simple (ms)	1 778	2 097	2 018	2 149	2 696	2 802	2 895
Moyenne pondérée (mp)	1 479	1 692	1 522	1 614	2 335	1 943	2 061
Chine = 100 (mp)	100	114	103	109	158	131	139

En tenant compte des puissances installées, le **prix moyen pondéré** montre que ce sont toujours les installations chinoises qui sont les moins chères. Elles sont suivies par les installations de Corée du sud, d'Autriche et d'Allemagne. Les installations des Etats-Unis apparaissent comme les plus chères de l'échantillon (+58%).

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.

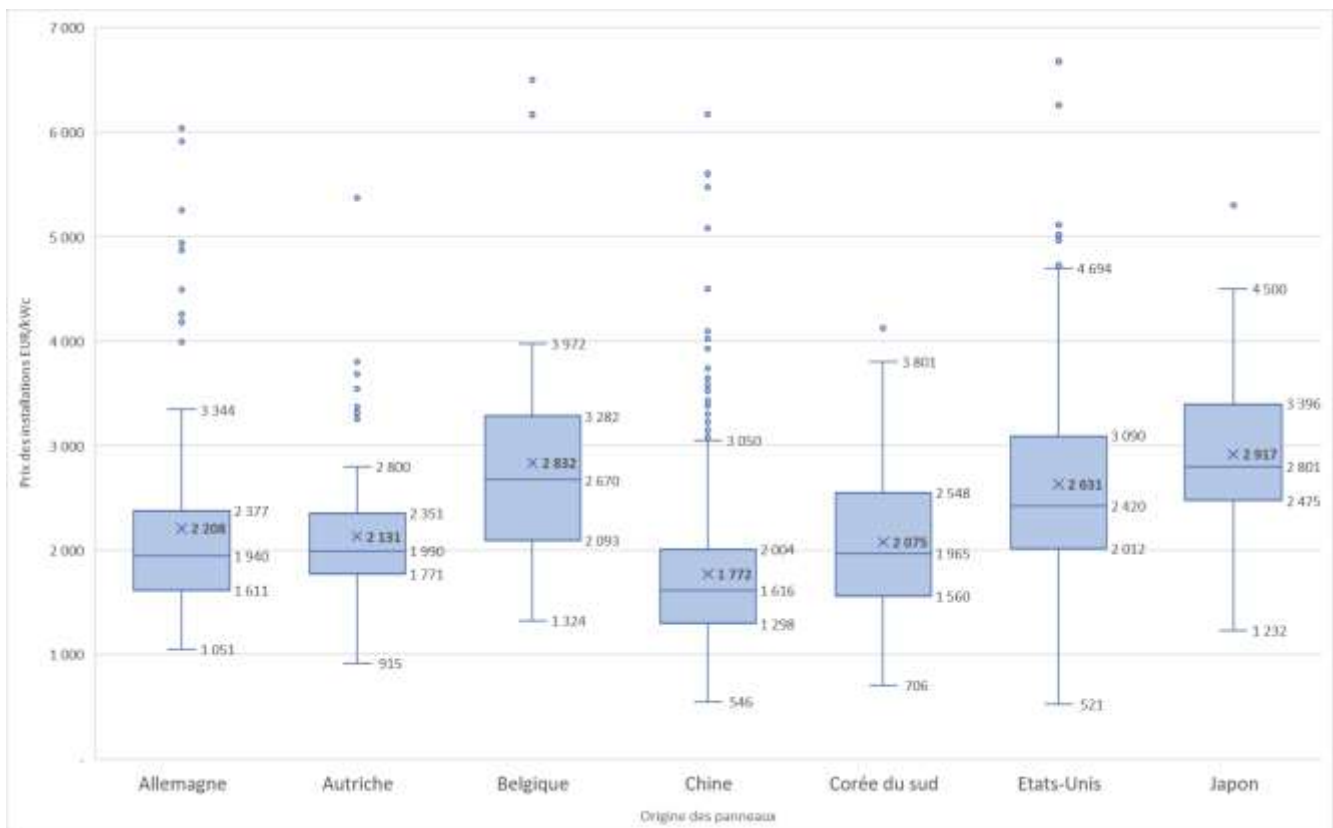


Figure 29 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC par pays d'origine des panneaux (2012-2018)

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 30).

Tableau 19 : Taille et représentativité de l'échantillon d'étude du prix en fonction de la puissance spécifique du parc PV en RBD entre 2012 et 2018

Technologie	Faible rendement ≤ 125 Wc/m ²	Moyen rendement > 125 et ≤ 175 Wc/m ²	Haut rendement > 175 et ≤ 225 Wc/m ²	Total
Nombre d'installations de l'échantillon	75	1047	1396	2518
Nombre d'installations analysées	53	833	959	1 845
% de l'échantillon total	71%	80%	69%	73%
Nombre d'outliers	2	43	28	73
Outliers en % de l'analyse	4%	5%	3%	4%

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.

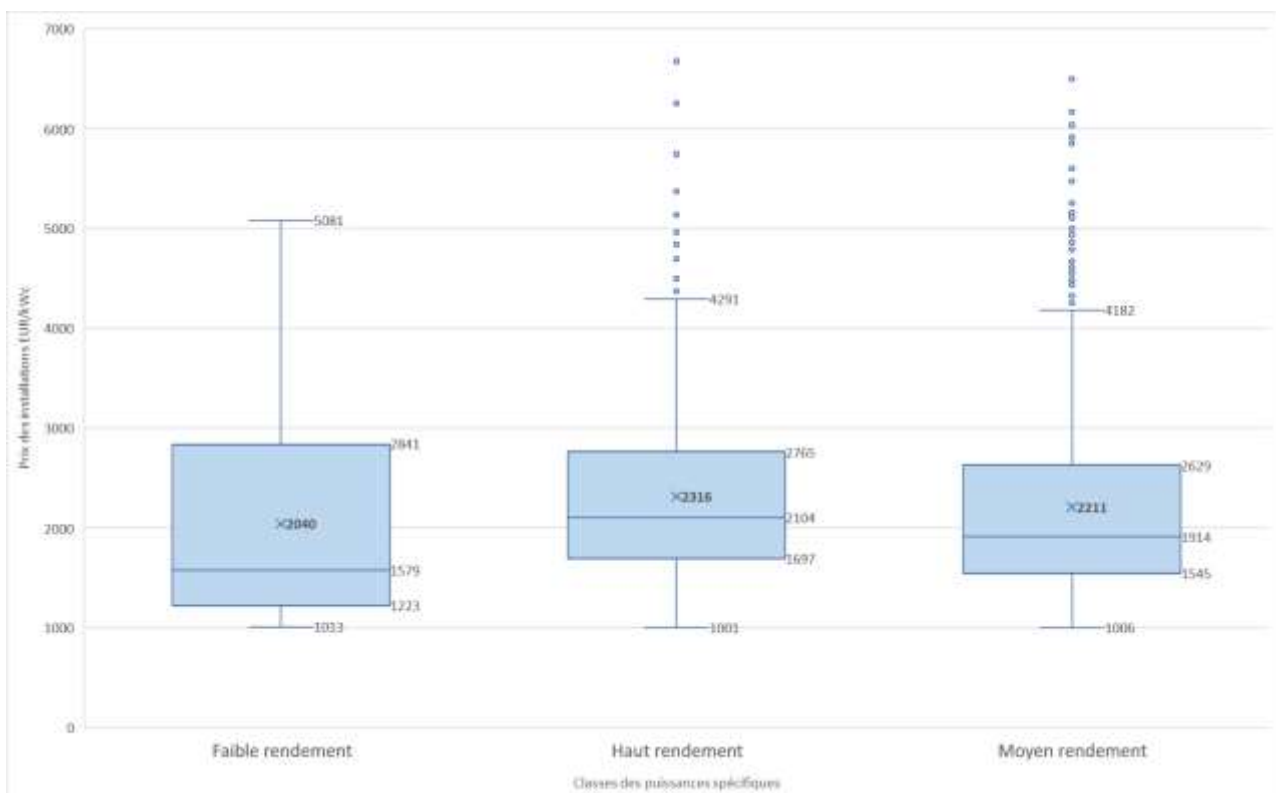


Figure 30 : Prix [EUR/kWc] des installations du parc PV en RBC en fonction du type de technologie

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 1 914 EUR/kWc à 2 104 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 30% moins chère au kWc que les installations avec un meilleur rendement.

Tableau 20 : Répartition des installations du parc PV en RBC selon la classe de rendement (2012-2018)

	% du nombre d'installations	% de la puissance installée	Moyenne des prix en EUR/kWc		
			Médiane	Simple	Pondérée
Faible rendement	2,9%	5,9%	1 579	2 040	1 366
Moyen rendement	45,1%	76,0%	1 914	2 211	1 506
Haut rendement	52,0%	18,2%	2 104	2 316	1 762
Total	100%	100%	2 031	2 261	1 545

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

La productivité annuelle est en croissance entre 2012 et 2016, ensuite 2017 et 2018 affichent une productivité plus faible que 2016.

La productivité est d'autant plus grande que les installations sont plus puissantes.

La performance, définie comme la productivité d'un panneau par rapport à une productivité de référence est moyenne pour les installations PV en RBC en 2018 (moyenne de 74%).

Trente-quatre pourcents des installations ayant produit en 2018 (indépendamment de leur année de MES) ont une performance inférieure à 75%. Ce pourcentage est en hausse de 7% par rapport à 2017, ce qui montre une détérioration du parc.

Globalement, le pourcentage des installations sous les 75% de performance diminue avec la taille des installations. La classe la moins performante est celle de]6 à 30] kWc.

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 2018.

Tableau 21 : Indices de normalisation climatique sur base du rayonnement solaire global ¹³

Année	Normale IRM	2011 ¹⁴	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rayonnement solaire global	990	1 087	1 041	1 037	1 064	1 112	1 045	1 064	1 172
Indice de normalisation	100	109,8	105,2	104,8	107,5	112,3	105,6	106,7	117,5

De plus, la production d'une installation diminue avec le temps en raison d'une perte de rendement due au vieillissement des cellules¹⁵. 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 22 : Productivité de référence pour une installation PV en RBC ¹⁶

Année de production	1981-1990 ¹⁷	1998-2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Productivité de référence (kWh/kWc)	850	950	923	1 032	964	938	1 003	1 049	996	961	1062

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.

¹³ Source : IRM, Rayonnement solaire global annuel à Uccle

¹⁴ Source : APERE (<https://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaique>)

¹⁵ La valeur typiquement retenue est de -0,5% par an (NREL, 2012)

¹⁶ Source : APERE

¹⁷ Source : JRC-PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)

Tableau 23 : 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	0,875	0,875	0,875	0,875	0,875	0,875	0,875	0,875	0,875
	10	0,792	0,814	0,866	0,927	0,938	0,917	0,866	0,814	0,792	
	20	0,693	0,739	0,843	0,94	0,96	0,94	0,843	0,739	0,693	
	30	0,595	0,661	0,812	0,943	0,996	0,943	0,812	0,661	0,595	
	35	0,548	0,622	0,794	0,945	1	0,945	0,794	0,622	0,548	
	40	0,505	0,586	0,775	0,933	0,995	0,933	0,775	0,586	0,505	
	50	0,417	0,519	0,731	0,903	0,968	0,903	0,731	0,519	0,417	
	60	0,343	0,463	0,682	0,857	0,919	0,857	0,682	0,463	0,343	
	70	0,291	0,415	0,628	0,794	0,85	0,794	0,628	0,415	0,291	
	80	0,259	0,374	0,57	0,719	0,754	0,719	0,57	0,374	0,259	
	90	0,242	0,337	0,511	0,635	0,662	0,635	0,511	0,337	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.

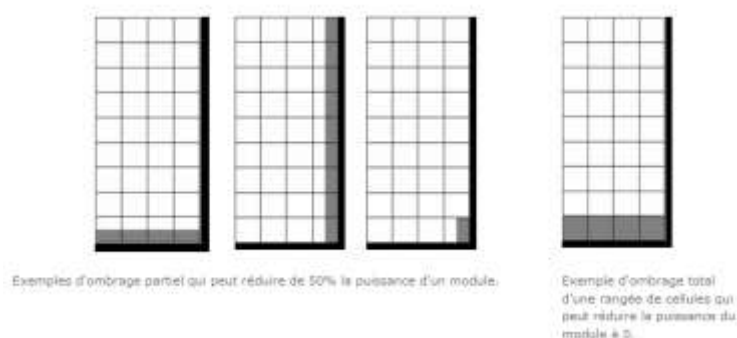


Figure 31 : influence de l'ombrage sur la production du panneau¹⁸

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 de 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 2018

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

Année de production	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre d'installations actives en RBC fin 2018 = 4 435							
Nombre d'installations analysées	2 018	2 429	2 808	2 899	2 960	3 040	2 892
% de l'échantillon total	46%	55%	63%	65%	67%	69%	65%
Nombre d' <i>outliers</i>	37	55	60	75	50	52	64
<i>Outliers</i> en % de l'analyse	1,8%	2,3%	2,1%	2,6%	1,7%	1,7%	2,2%

Entre 46 et 67% des installations sont prises en compte dans l'analyse, ce qui est représentatif du parc de production. Il y a en moyenne 2% 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 2018. 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 22 est mise en regard, pour information.

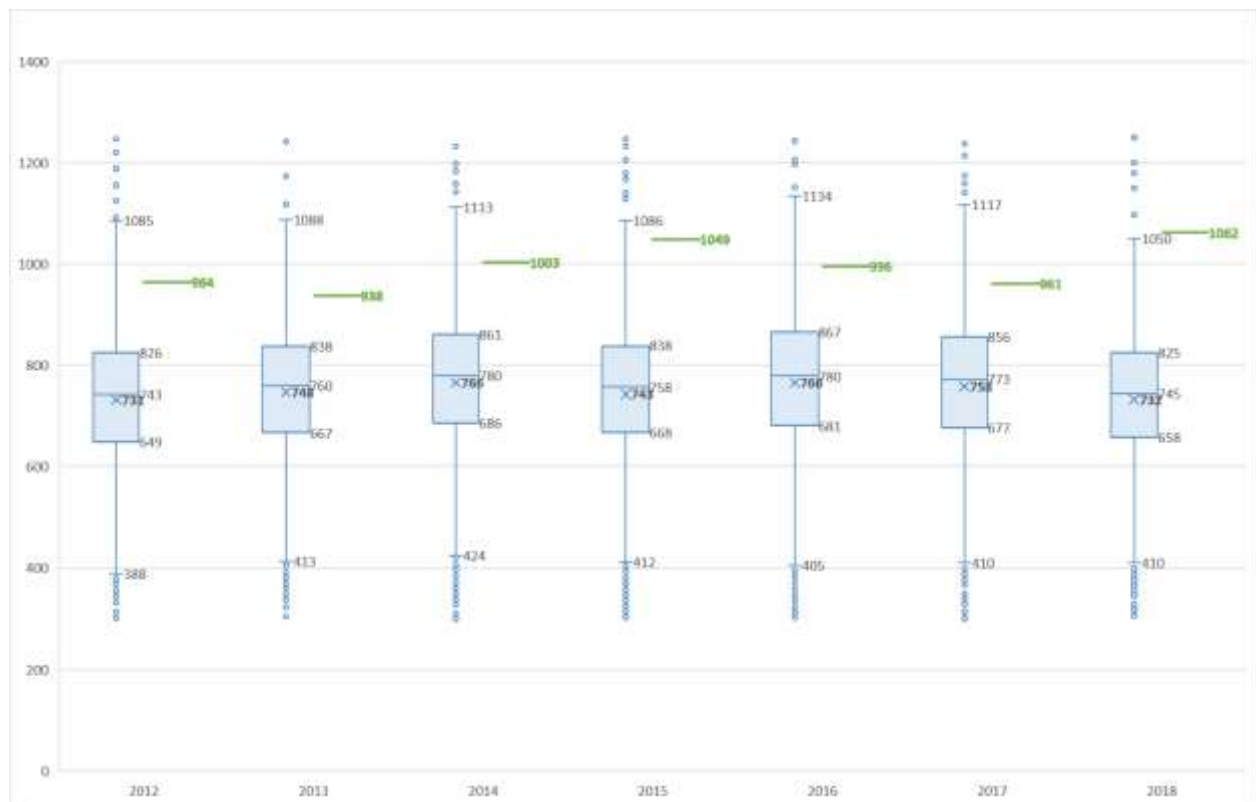


Figure 32 : Productivité normalisée des installations PV en RBC sur la période 2012-2018. La productivité de référence est indiquée par la barre verte et le chiffre associé.

L'analyse de la **médiane** permet de constater que, de 2012 à 2014, la productivité est passée de 743 kWh/kWc à 780 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. Mais 2018 replonge vers la valeur de 2012. L'explication la plus probable est liée à la modification du système de rapportage, anciennement répartis équitablement par trimestres et actuellement fourni entre les dates de relevés. Cette analyse devra être confirmée dans les années futures. Pour rappel la production présentée est normalisée et donc indépendante des conditions d'ensoleillement.

Tableau 25 : productivité des installations, par année de production (2012-2018)

Année de production	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne 2012-2018
Médiane (med)	743	760	780	758	780	773	745	763
Moyenne simple (ms)	731	748	766	743	766	758	732	750
Moyenne pondérée (mp)	736	783	818	799	814	793	782	795
Moyenne 12-18 = 100	93	98	103	100	102	100	98	100

Si l'on regarde la moyenne pondérée pour 2018 (782 kWh/kWc) et qu'on la compare à la valeur de référence en 2018 observée à Uccle (Tableau 22), soit 1 062 kWh/kWc, on obtient une performance en RBC qui est égale à 74% de la performance de référence.

La Figure 33 présente la performance cumulée des installations en 2018, indépendamment de leur année de mise en service (MES de 2010 à 2017). La courbe rouge nous indique que moins de 35% des installations se situent en dessous du seuil de 75% de performance par rapport à la productivité de référence.

Ce pourcentage est en hausse de 7% par rapport à celui calculé en 2017, ce qui signifie que la productivité des installations bruxelloises est en baisse cette année.

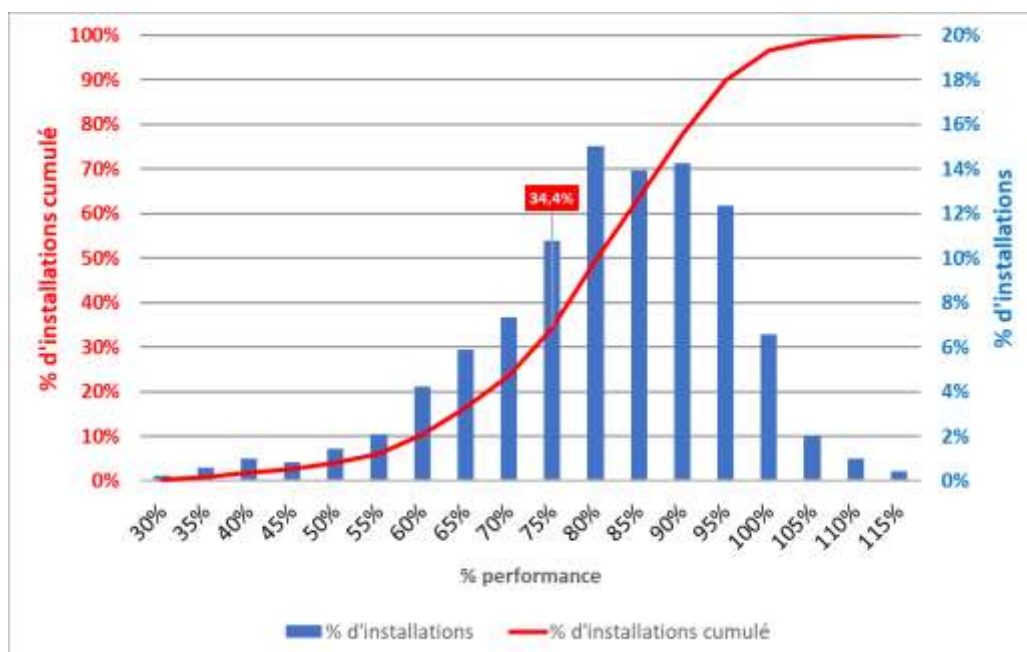


Figure 33 : Pourcentage de performance observé en 2018 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), indépendamment de l'année de MES (2010 à 2017).

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 2010¹⁹ à 2017²⁰ pour l'année de production 2018 normalisée sur base de l'indice de normalisation 117,5 (cf. Tableau 21) sur lequel l'analyse a été réalisée après application des filtres.

Tableau 26 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2018 par année de mise en service des installations

Année de mise en service	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Nombre d'installations en RBC	248	255	374	365	96	118	233	225	1 914
Nombre d'installations analysées	239	244	358	348	94	116	223	193	1 815
% de l'échantillon total	96%	96%	96%	95%	98%	98%	96%	86%	95%
Nombre d'outliers	3	4	3	13	0	2	7	4	36
Outliers en % de l'analyse	1,3%	1,6%	0,8%	3,7%	0,0%	1,7%	3,1%	2,1%	2,0%

Les échantillons portant au minimum sur 86% 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

L'analyse de la **médiane** permet de constater qu'entre 2010 et 2017, la productivité augmente passant d'une productivité médiane de 732 kWh/kWc pour les installations installées en 2010 à 799 kWh/kWc pour celles installées en 2016. Les installations de 2017 présentent une médiane de 748 kWh/kWc, soit une légère baisse dans la tendance qui peut s'expliquer en partie par un changement dans le mode de relevé des productions.

Tableau 27 : productivité des installations en 2018, par année de MES (2010-2017)

Année de MES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2010-2017
Médiane (med)	732	730	737	753	731	796	799	748	748
Moyenne simple (ms)	713	708	732	737	719	779	778	744	736
Moyenne pondérée (mp)	736	712	779	795	730	795	822	786	786
Moyenne = 100 (mp)	94	91	99	101	93	101	105	100	100

La Figure 34 nous permet d'approfondir l'analyse sur l'année de production 2018. Elle illustre la distribution des installations du parc PV en fonction de leur productivité pour les années de mise en service de 2010 à 2017.

¹⁹ 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.

²⁰ Les données de production pour les installations mises en service dans le courant 2018 ne couvrant pas une année entière, elles ne peuvent pas être analysées de manière pertinente.

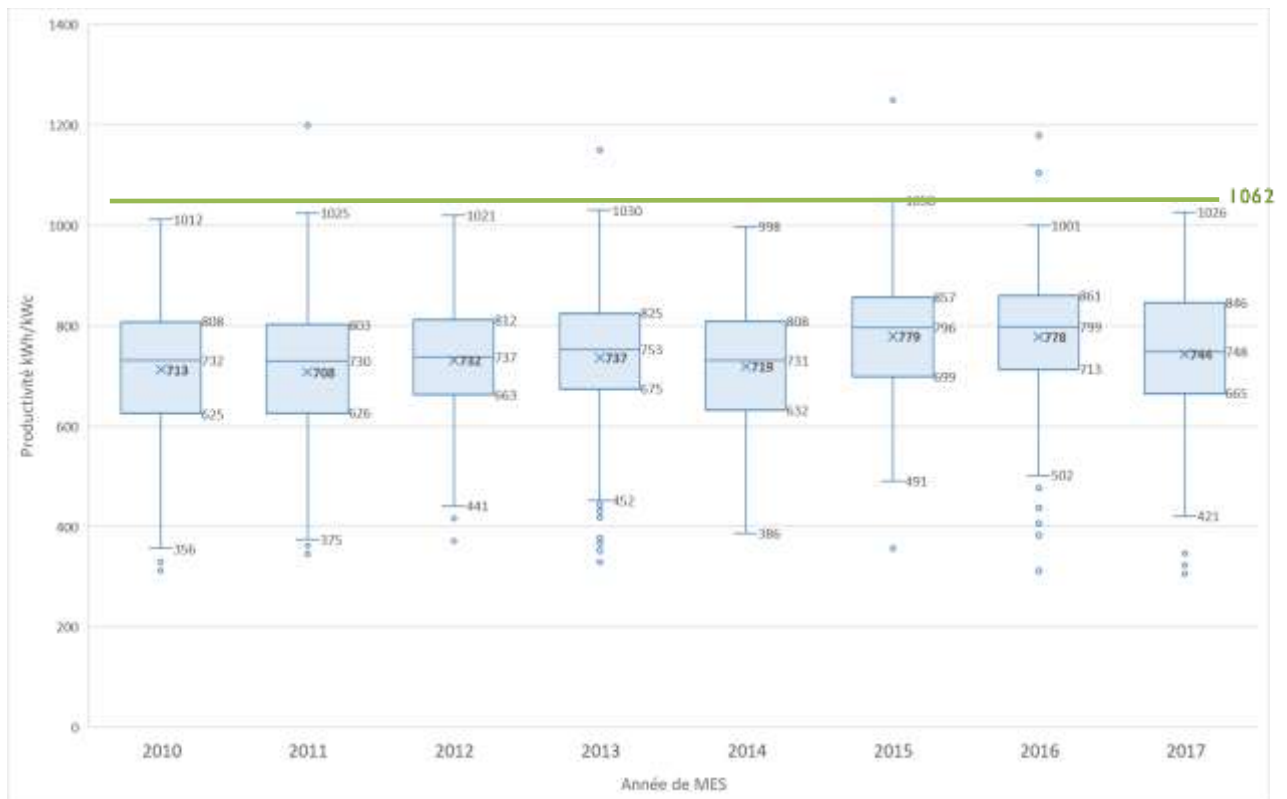


Figure 34 : Productivité normalisée des installations PV en RBC en 2018 ventilée par année de mise en service. La productivité de référence est indiquée par la barre verte (1062 pour l'année 2018).

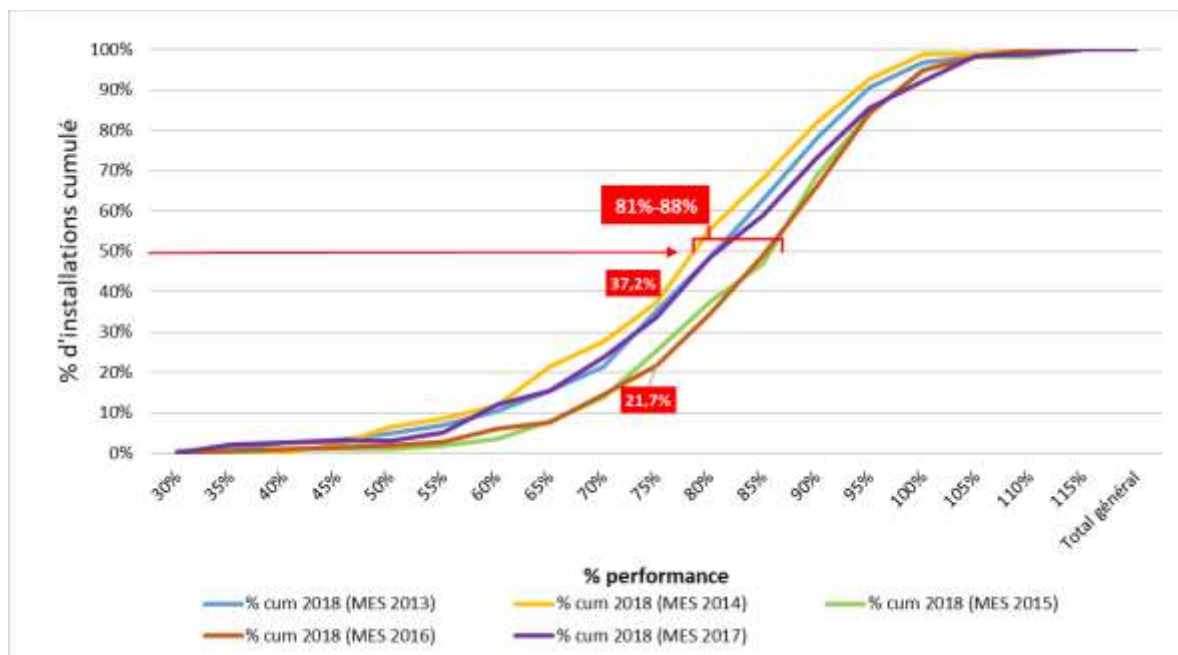


Figure 35 : Pourcentage de performance observé en 2018 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour cinq années de MES (2012 à 2017).

La Figure 35 présente les courbes de performance pour les cinq dernières années de mise en service à considérer (2013-2018). On y observe que seulement 22% des installations de 2016 ont une performance inférieure à 75%, alors que 37% 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 81% (MES 2014) à 88% de rendement (MES 2015). On peut en déduire que les installations qui présentent un pourcentage plus faible sont, soit de moins bonne qualité, soit installées dans des conditions (orientation, ombrage) moins idéales.

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 2018. Les échantillons sont largement représentatifs (>71%). Les *outliers* ne représentent que 2% de l'échantillon analysé.

Tableau 28 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de la productivité normalisée en 2018 par catégorie de puissance des installations

Catégorie de puissance (kWc)	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
Nombre d'installations fin 2018	3071	269	128	69	61	3598
Nombre d'installations analysées	2485	208	99	49	51	2892
% de l'échantillon total	81%	77%	77%	71%	84%	80%
Nombre d'outliers	43	4	5	2	0	54
Outliers en % de l'analyse	1,7%	1,9%	5,1%	4,1%	0,0%	1,9%

7.2.5.2 Résultats

La Figure 36 se concentre également sur les données de production normalisées de 2018. Elle illustre la distribution de la productivité en fonction de la catégorie de puissance des installations : [0-6] kW,]6-30] kW,]30-100] kW,]100-250] kW et > 250 kW.

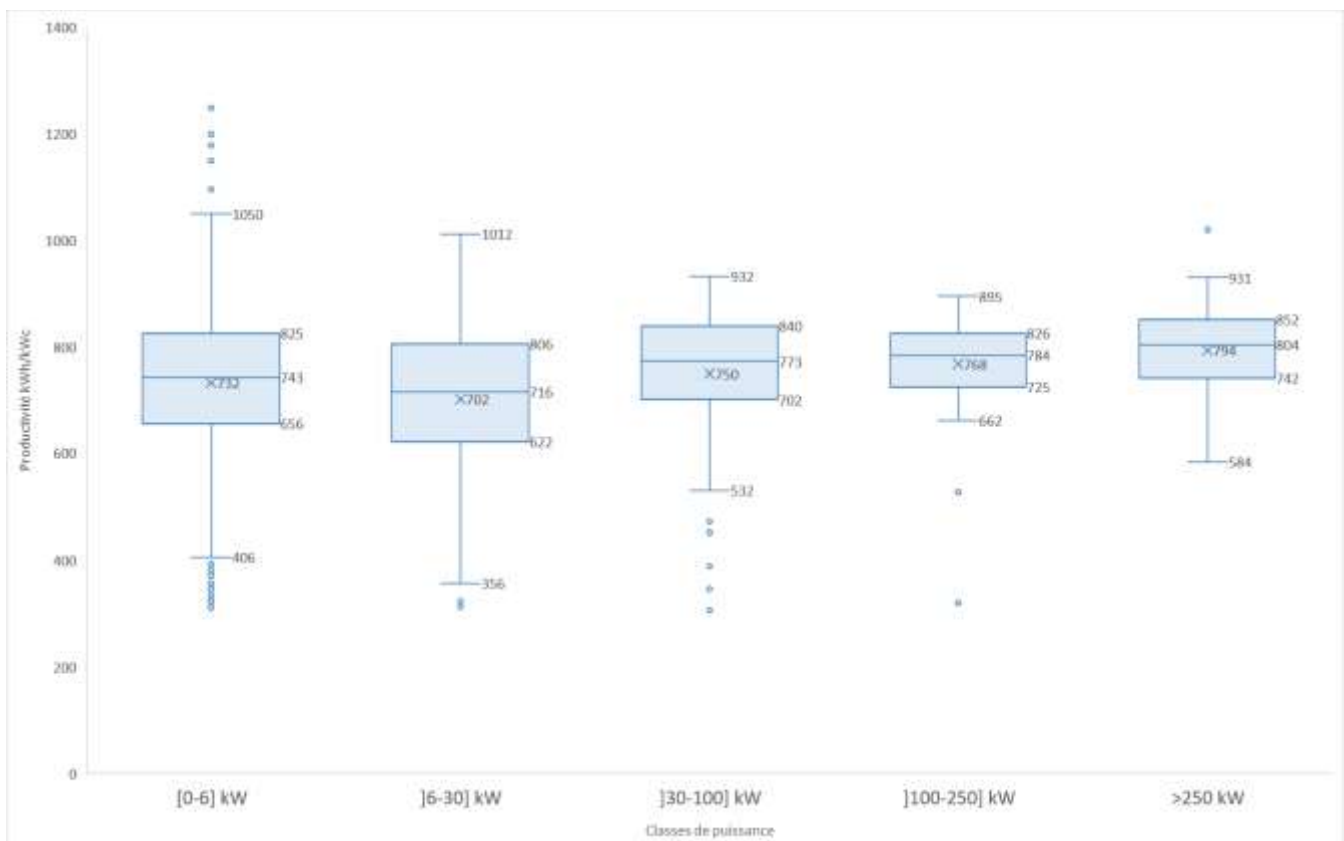


Figure 36 : Productivité normalisée des installations PV en 2018, ventilée par catégorie de puissance

L'analyse de la **médiane** permet de constater que plus la puissance installée augmente, plus la productivité augmente, passant d'une installation médiane de 743 kWh/kWc pour les petites installations de [0-6] kW à 804 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 (>30 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 656 et 825 kWh/kWc. La variabilité des installations]6-30] kW est encore un peu plus importante.

Tableau 29 : productivité moyenne des installations en 2018, par classe de puissance

Classe de puissance (kWc)	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
Médiane (med)	743	716	773	784	804	745
Moyenne simple (ms)	732	702	750	768	794	732
Moyenne pondérée (mp)	733	706	756	776	802	782
Total = 100 (mp)	94	90	97	99	103	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 2018 pour les catégories de puissance.

On y observe que seulement 10% des installations >250 kW ont une performance inférieure à 75%, alors que 44% des installations de [6-30] 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 79% à 89% 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.

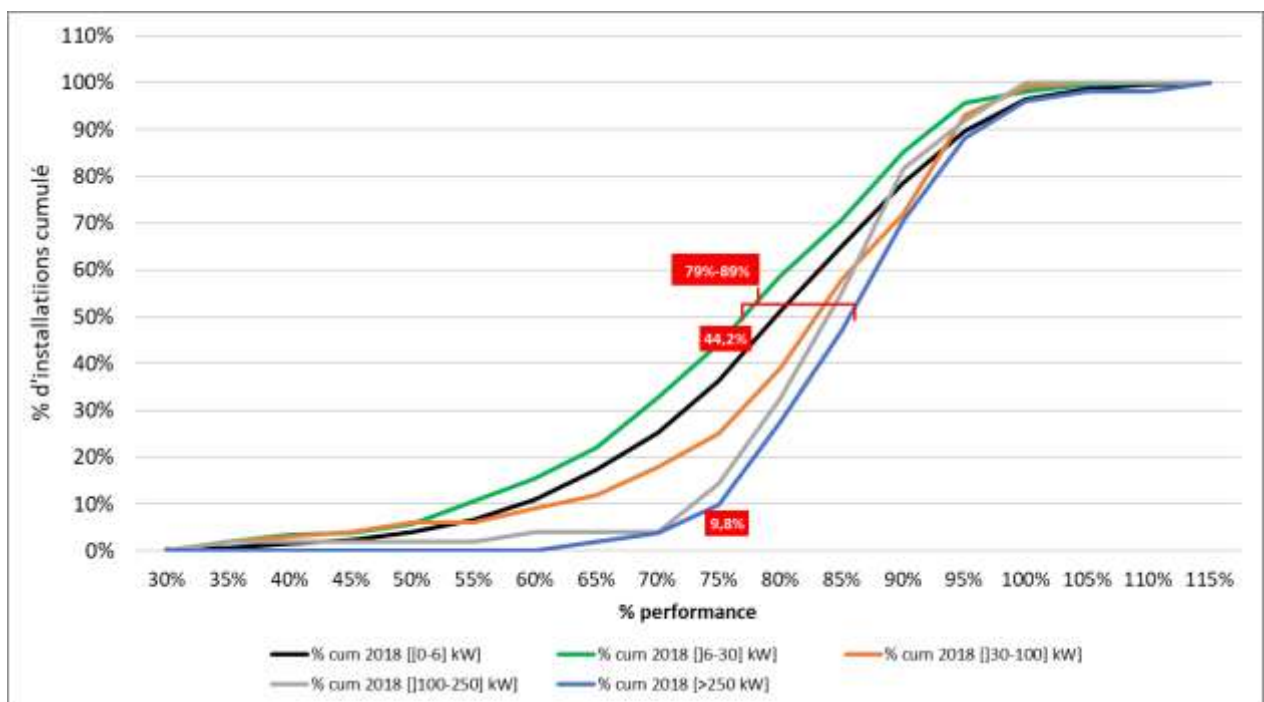


Figure 37 : Pourcentage de performance observé en 2018 (ratio entre la productivité des installations en RBC (kWh/kWc) et la productivité de référence), pour les catégories de puissance.

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.

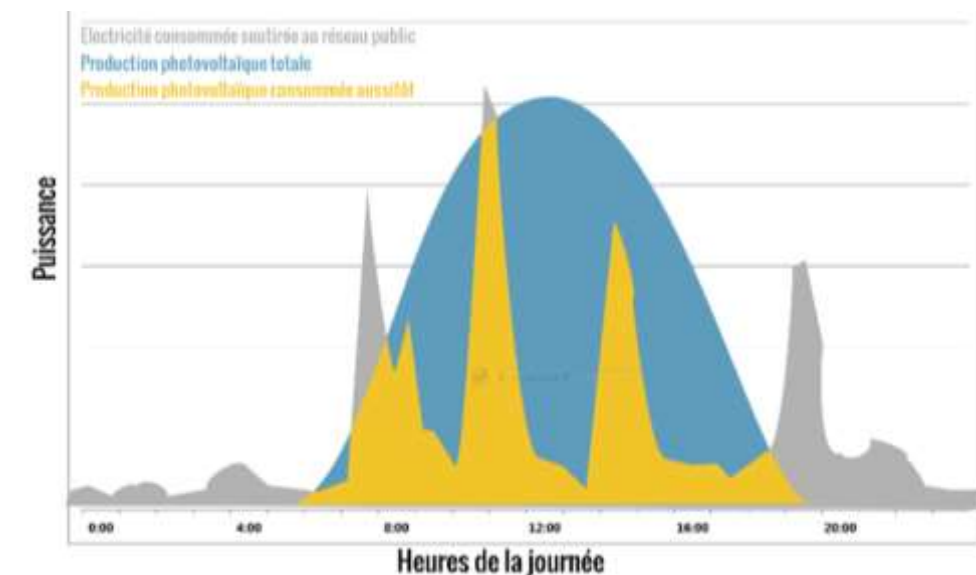
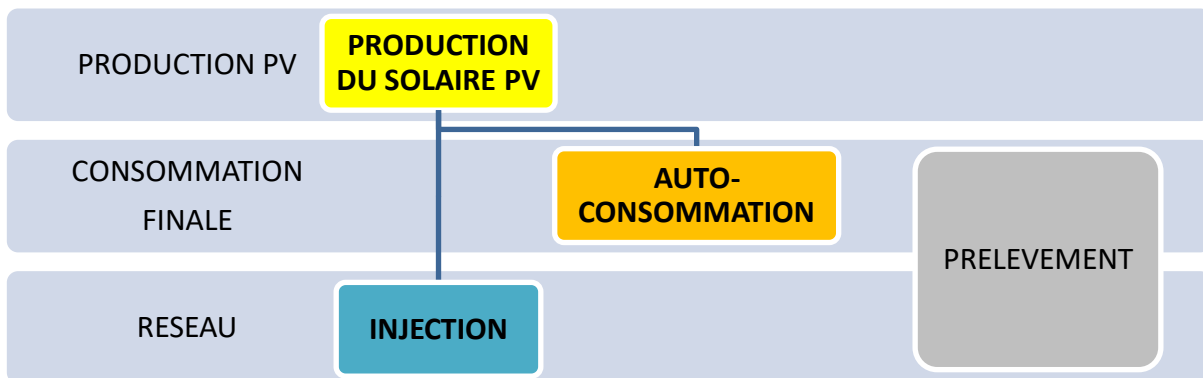


Figure 38 : Schéma d'explication de l'autoconsommation et de l'autosuffisance²¹

²¹ 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.

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

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

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

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.

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

SIBELGA a transmis le relevé des compteurs (par code EAN) avec les données d'injection et de prélèvement pour trois périodes se situant entre 2013 et 2014, entre 2016 et 2017 et entre 2017-2018. 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 depuis la période de relevé 2017 a été adaptée et diffère de celle utilisée précédemment pour les données 2014. Les résultats ont été recalculés pour la totalité des périodes avec la nouvelle méthode, elle est mise à jour à chaque exercice, car certaines informations s'ajoutent ou sont corrigées et donc influencent le résultat du calcul. L'appariement entre les compteurs des installations et les codes EAN a été poursuivi, ce qui entraîne une augmentation de l'échantillon utilisable pour l'analyse 2018.

Les données de BRUGEL concernant la production des panneaux solaires PV étaient des données trimestrielles qui sont sommées pour obtenir la production pour une année civile (2015, 2016, ...) et ce jusqu'au 3^e trimestre 2018. Depuis lors les données de production sont fournies de date à date du relevé. Un calcul est alors effectué pour ramener la production à une période mensuelle.

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, à priori non correspondantes, de ces deux sources de données.

Une nouvelle méthode, appliquée depuis le rapport 2017, 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.

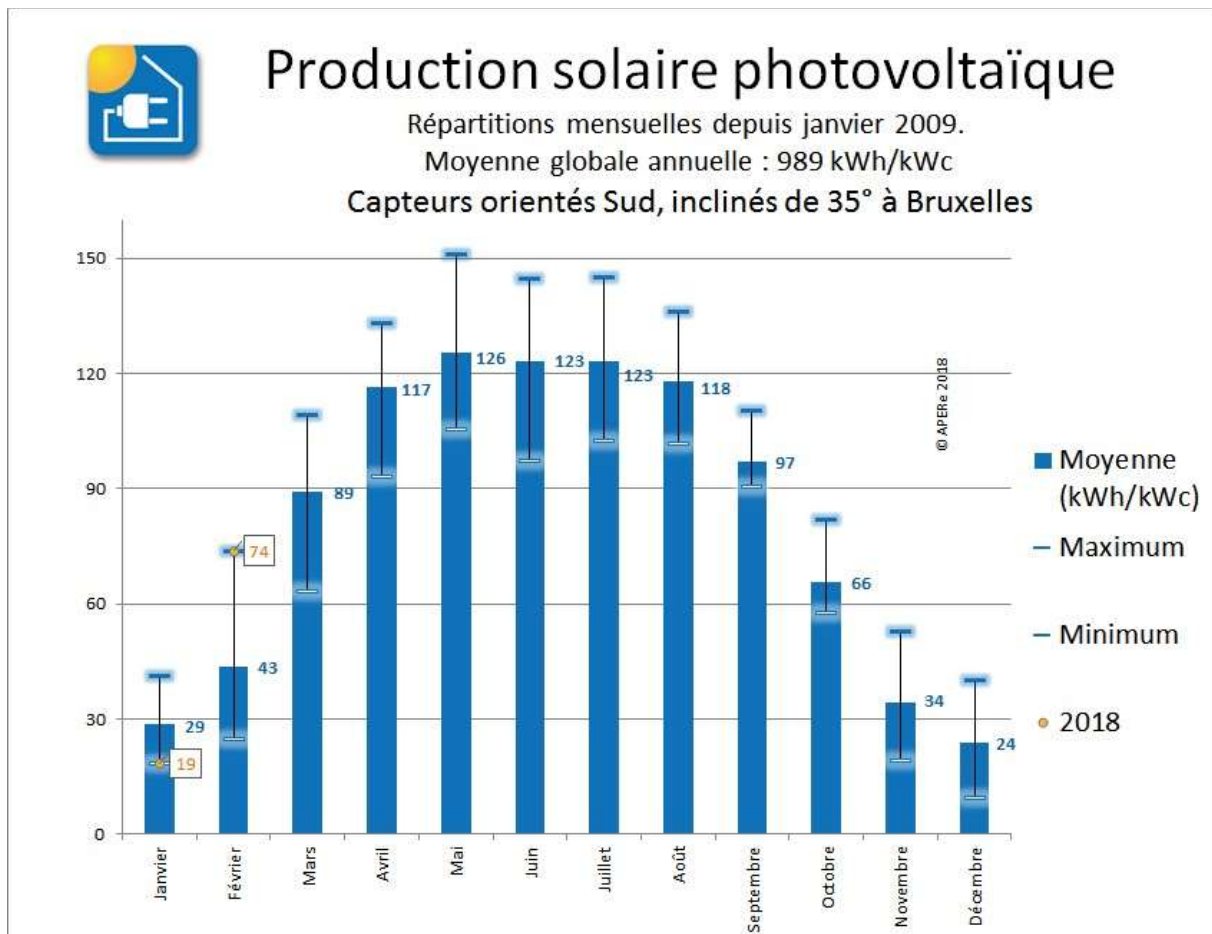


Figure 39. Production électrique solaire photovoltaïque – Moyenne basée sur l'historique 2009-2018²²

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.

²² Source : météo des énergies renouvelables, APERE.

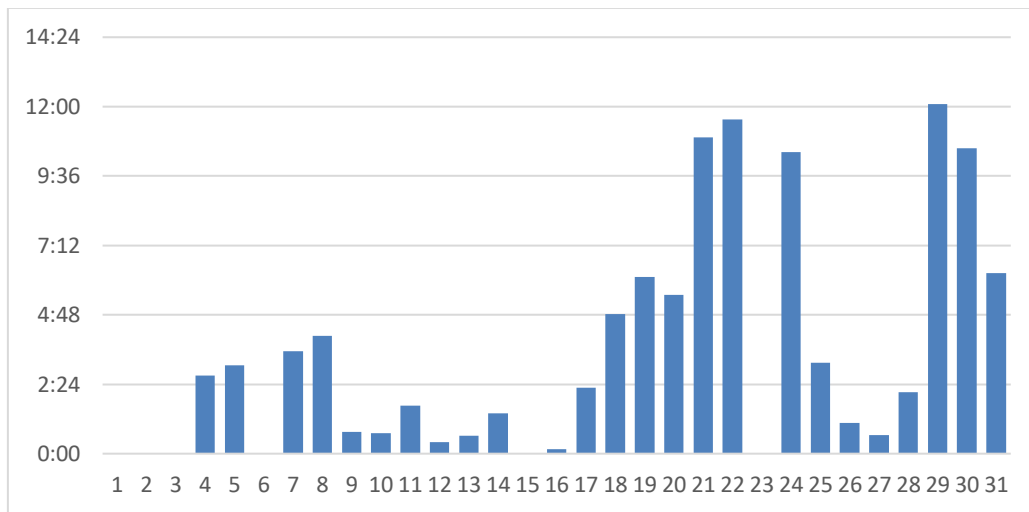


Figure 40. Durée d'ensoleillement du mois de mars 2019²³

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 successifs

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.

²³ Source : observatoire de l'IRM (<https://www.meteo.be/fr/climat/observations-uccl>).

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%
2018 ICEDD	2013-2014	2139	45,2%	48,7%	49,1%	47,9%	60,1%
	2016-2017	2186	38,8%	41,1%	39,9%	40,7%	46,3%
	2017-2018	2191	35,2%	37,8%	37,0%	37,4%	42,9%

L'application de la nouvelle méthode en 2017 (2017 ICEDD) avait entraîné 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 induisait une baisse absolue de 6% du pourcentage d'autoconsommation final (part de la production PV autoconsommée) calculé suivant l'ancienne méthode. On passait 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.

L'exercice, répété pour l'année 2018, présente des résultats tout à fait similaires pour la période 2013-2014, et une légère amélioration (1% absolu en plus) pour la période 2016-2017, sur base d'un échantillon élargi. Par contre, la situation de 2018 se dégrade, avec une baisse d'environ 3% absolu.

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.

8.3 Résumé des faits marquants

Les installations présentant un taux d'autoconsommation supérieur à 50% passent de 33,3% pour la période 2013-2014 à 21,5% pour la période 2016-2017 et à 17,3% pour la période 2017-2018. La moyenne d'autoconsommation du parc diminue au cours du temps, passant de 48,7% pour la période 2013-2014 à 37,8% pour la période 2017-2018 (41,1% en 2016-2017). Dans la consommation finale d'électricité des titulaires de PV, 30% est fourni par leurs panneaux en 2013-2014 tandis que cette part augmente à 26% en 2016-2017 et à 26,2 % en 2017-2018.

8.4 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 Europe²⁴. 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.

8.4.1 Echantillon analysé

Tableau 30 : Taille de l'échantillon pour l'analyse de l'autoconsommation

Période du relevé	2013-2014	2016-2017	2017-2018
Nombre d'installations de l'échantillon	2 332	2 407	3 964
Nombre d'installations analysées	2 139	2 186	2 191
% de l'échantillon total	92%	91%	55%
Nombre d'outliers	135	74	77
Outliers en % de l'analyse	6,3%	3,4%	3,5%

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, sauf pour la période 2017-2018 où seulement 55% de l'échantillon est analysé, mais avec un nombre d'installations suffisamment représentatif.

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.

²⁴ Voir notamment: European Commission, *Best practices on Renewable Energy Self-consumption*, SWD (2015) 141 final

8.4.2 Résultats

L'exercice de calcul de l'autoconsommation a été renouvelé pour toutes les périodes considérées, sur base des données mise à jour : nouveaux relevés, ajouts de nouvelles données, ...

8.4.2.1 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, calculée pour l'exercice 2018.

On constate que **67%** des installations ont un taux d'autoconsommation inférieur ou égal à la classe d'autoconsommation²⁵ de 50%. **10%** ont un taux d'autoconsommation supérieur à 75% et **9%** inférieur ou égal à 25%. **5%** autoconsomment totalement l'électricité produite par les panneaux.

Ces résultats sont similaires avec l'exercice réalisé pour le rapport de 2017, ce qui consolide l'analyse réalisée.

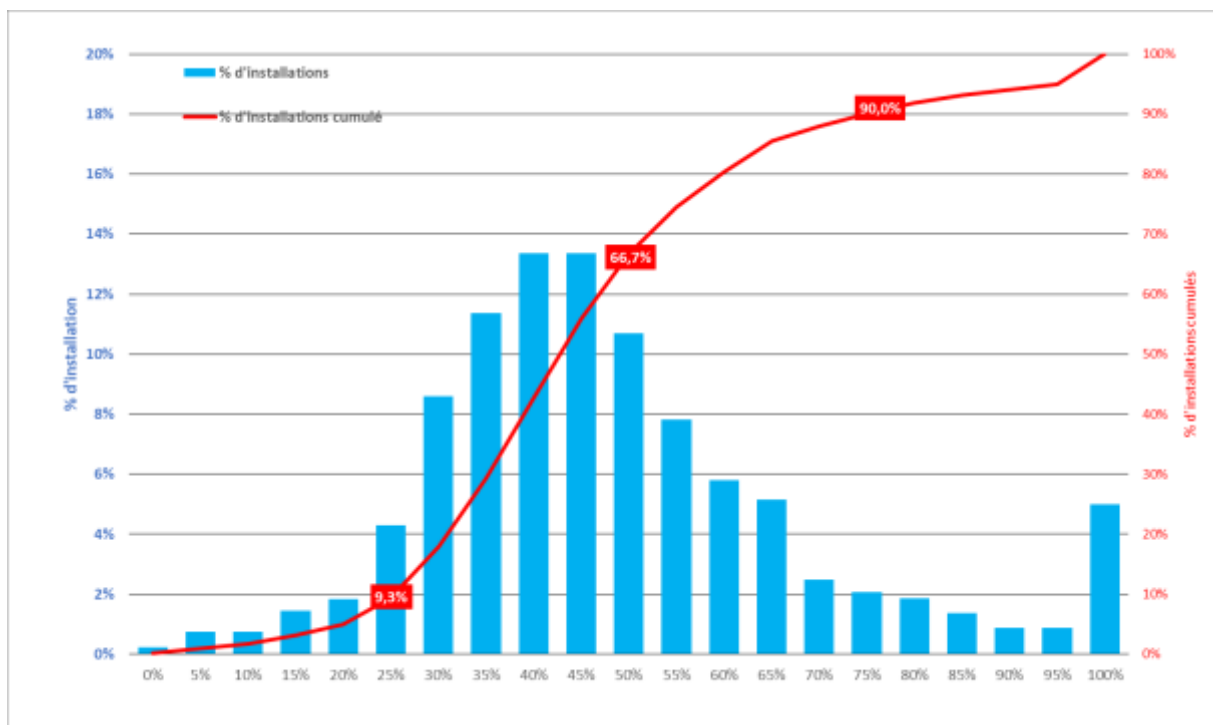


Figure 42 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2013-2014)

²⁵ Les données ont été rassemblées par catégorie d'autoconsommation sur base de leur valeur arrondie (catégorie 50% = [47,5% – 52,5%])

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

Tableau 31 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2013-2014)

Type de titulaire	Particuliers	Entreprises privées	Entreprises publiques	Total entreprise	Total
Nombre d'installations	2 179	142	11	153	2 332
Nombre d'installations analysées	2 007	126	6	132	2 139
% de l'échantillon total	92%	89%	55%	86%	92%
Min	0%	17%	34%	17%	17%
1 ^{er} quartile	35,4%	41,8%	54,8%	42,4%	35,5%
Médiane	44,7%	57,9%	73,6%	58,1%	45,2%
3 ^e quartile	56,9%	80,4%	92,4%	79,5%	57,8%
Max	100%	100%	98%	100%	100%
Moyenne	47,9%	59,6%	71,1%	60,1%	48,7%

L'analyse sur les entreprises publiques est mentionnée pour information, mais n'est pas statistiquement 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 48,7%. Cette valeur est conforme avec celle calculée en 2017 (48,8%) et reste inférieure de 6 points de pourcent à celle calculée et publiée dans les rapports avant 2017, pour la même période.

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 49,1%. 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 31 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 résidentielles²⁶.

L'analyse du Tableau 31 montre toutefois que près de 75% des installations (1^{er} quartile) 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 (98,6%) dans l'échantillon de la période 2013-2014.

²⁶ Voir European Commission, *Best practices on Renewable Energy Self-consumption*, SWD (2015) 141 final

8.4.2.2 Période 2016-2017

Le tableau ci-dessous reprend le profil de la distribution des installations. La moyenne globale passe de 48,7% pour la période 2013-2014 à 41,1% pour la période 2016-2017. Ce pourcentage a légèrement augmenté par rapport à l'exercice de l'année passée, qui donnait 40,4% d'autoconsommation.

Tableau 32 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2016-2017)

Type de titulaire	Particuliers	Entreprises privées	Entreprises publiques	Total entreprise	Total
Nombre d'installations	2 208	161	38	199	2 407
Nombre d'installations analysées	2 014	142	30	172	2 186
% de l'échantillon total	91%	88%	79%	86%	91%
Min	0%	1%	16%	1%	63%
1 ^{er} quartile	29,5%	26,7%	25,2%	25,7%	29,3%
Médiane	38,8%	42,6%	30,1%	39,8%	38,8%
3 ^e quartile	49,2%	64,3%	53,3%	62,9%	50,2%
Max	99,8%	99,9%	98,0%	99,9%	99,9%
Moyenne	40,7%	47,3%	41,7%	46,3%	41,1%

La baisse est constatée également par type de titulaire, la moyenne baissant de 7 points de pourcent chez les particuliers (47,9% -> 40,7%) et de 14 points de pourcent dans les entreprises privées et publiques (60,1% -> 46,3%).

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 **21%** inférieur ou égal à 25%. A peine **1%** autoconsomment totalement l'électricité produite par les panneaux.

Ces constatations sont quasi identiques à celles publiées dans le rapport de l'année passée, le nouvel exercice n'a pas modifié les conclusions.

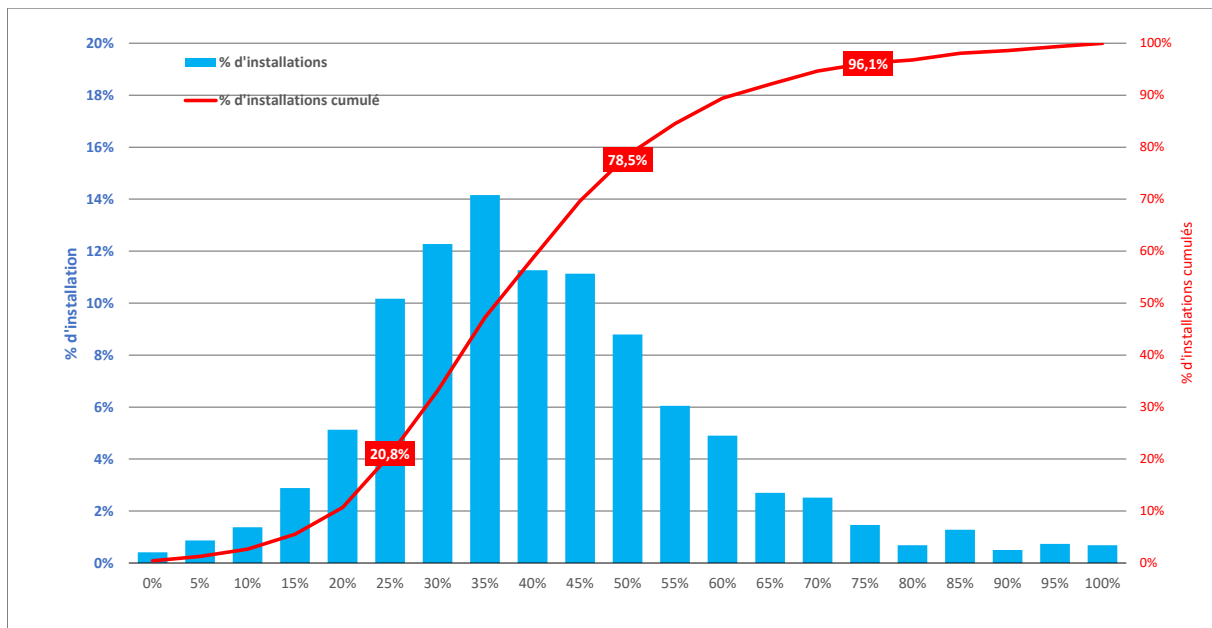


Figure 43 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2016-2017)

8.4.2.3 Période 2017-2018

Comme on le constate à la lecture du tableau suivant, l'autoconsommation du parc de PV a une nouvelle fois baissé pour la période 2017-2018, avec une moyenne globale de 37,8%, soit 3,3% de moins qu'en 2016-2017 mais surtout 10,9% par rapport à la période 2013-2014.

Tableau 33 : Distribution de l'échantillon – Autoconsommation (2017-2018)

Type de titulaire	Particuliers	Entreprises privées	Entreprises publiques	Total entreprise	Total
Nombre d'installations	3 628	287	49	336	3 964
Nombre d'installations analysées	2 018	143	30	173	2 191
% de l'échantillon total	56%	50%	61%	51%	55%
Min	46%	59%	65%	61%	61%
1 ^{er} quartile	26,2%	19,6%	23,5%	21,6%	26,0%
Médiane	35,2%	36,2%	37,7%	36,2%	35,2%
3 ^e quartile	46,3%	59,1%	64,7%	60,6%	47,0%
Max	100%	100%	99%	100%	100%
Moyenne	37,4%	42,5%	45,1%	42,9%	37,8%

L'autoconsommation des particuliers atteint cette fois-ci 37,4% de la production, les entreprises font un peu mieux avec une autoconsommation de 42,9%. Mais on est loin des beaux chiffres de 2013-2014.

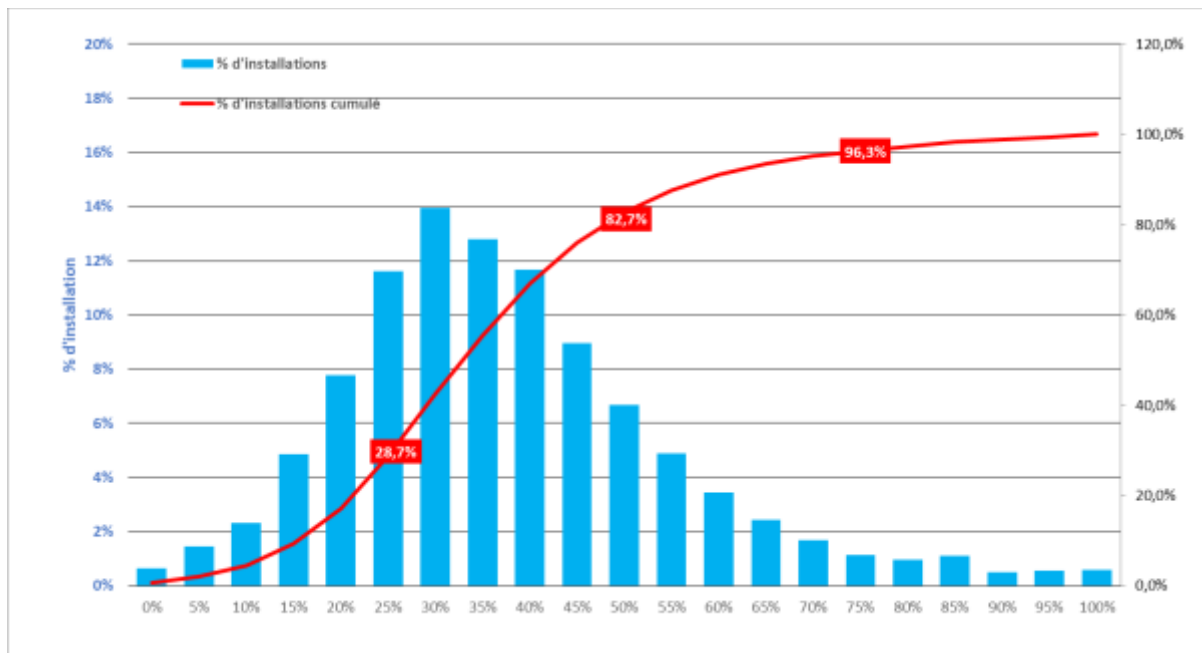


Figure 44 : Distribution des installations en fonction de leur classe d'autoconsommation (2016-2017)

Pour cette période 2017-2018, on constate que **83%** des installations ont un taux d'autoconsommation inférieur ou égal à la classe d'autoconsommation de 50%. Moins de **4%** ont un taux d'autoconsommation supérieur à 75% et **29%** inférieur ou égal à 25%. A peine **1%** autoconsomme totalement l'électricité produite par les panneaux.

8.4.3 Conclusions

Le taux d'autoconsommation baisse progressivement aux cours des périodes analysées, puisque que l'on atteint une moyenne de 48,7% pour la période 2013-2014, pour passer à 41,1% pour la période 2016-2017 et atteindre 37,8% pour la période 2017-2018.

Cette baisse est également constatée lorsqu'on analyse séparément les installations de particuliers (de 47,9% à 37,4%) et celles des entreprises publiques et privées (de 60,1% à 42,9%).

Une partie de l'explication est liée au fait que les premières installations montraient des taux d'autoconsommation plus élevés que les installations plus récentes (quand on regarde l'année de MES), mais de manière générale, ces taux élevés des premières installations diminuent également au cours des périodes analysées.

Il ne faut pas non plus écarter la possibilité d'un biais partiel lié à la méthode de calcul, résultant de la nécessité de recalculer deux périodes, celle de production et celle d'injection, qui ne sont pas alignées temporellement. Les données de production annuelles doivent être adaptées pour tenir compte de la productivité mensuelle, voire journalière, sur base d'hypothèses comptables solides, mais cependant calculées. Que les productions soient « trimestrialisées » ou renseignées entre deux dates de relevés, la problématique reste d'actualité.

8.5 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 trois périodes 2013-2014, 2016-2017 et 2017-2018. 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.

8.5.1 Echantillon analysé

Le tableau ci-dessous reprend la taille des échantillons pour les trois 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 34 : Taille des échantillons pour l'analyse de l'autosuffisance du parc PV en RBC

	Catégorie de puissance [kWc]	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
Période 2013-2014	Nombre d'installations fin 2013	2703	182	73	29	31	3018
	Nombre d'installations analysées	2245	32	8	5	6	2296
	% du nombre total d'installations	83%	18%	11%	17%	19%	76%
	Nombre d'outliers	190	2	0	1	0	193
	Outliers en % de l'analyse	8,5%	6,3%	0,0%	20,0%	0,0%	8,4%
Période 2016-2017	Nombre d'installations fin 2016	3098	255	105	44	40	3542
	Nombre d'installations analysées	2193	25	0	0	0	2218
	% du nombre total d'installations	71%	10%	0%	0%	0%	63%
	Nombre d'outliers	0	3	0	0	0	3
	Outliers en % de l'analyse	0,0%	12,0%	-	-	-	0,1%
Période 2017-2018	Nombre d'installations fin 2017	3261	301	122	54	51	3789
	Nombre d'installations analysées	2167	31	0	0	0	2198
	% du nombre total d'installations	66%	10%	0%	0%	0%	58%
	Nombre d'outliers	0	0	0	0	0	-
	Outliers en % de l'analyse	0,0%	0,0%	-	-	-	-

Entre 58% et 76% 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 193 outliers, soit un peu plus de 8% de l'échantillon total analysé, mais seulement 3 outliers sont déterminés pour la période 2016-2017 et aucun pour 2017-2018. Ces outliers sont des valeurs réelles qui sortent de la tendance majoritaire de l'échantillon, elles n'en sont pas moins valides.

8.5.2 Résultats

L'autosuffisance médiane en RBC passe de 21,5% pour la période 2013-2014 à 31,5% pour la période 2016-2017 et à 34,9% pour la période 2017-2018. Lorsqu'on les pondère par les consommations individuelles, on passe respectivement à 20,5, 26% et 26,2%. 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 35 : Pourcentage d'autosuffisance des panneaux du parc PV en RBC²⁷

	Classe de puissance (kWc)	[0-6] kW]6-30] kW]30-100] kW]100-250] kW	>250 kW	Total
Année 2013-2014	% du nombre d'installations	97,8%	1,4%	0,3%	0,2%	0,3%	100%
	% de la puissance installée	51,3%	2,5%	3,7%	4,6%	37,9%	100%
	Conso finale moyenne (MWh)	5,028	14,561	264,742	230,934	1367,587	10,119
	Médiane (med)	21,4%	28,1%	23,2%	34,4%	31,9%	21,5%
	Moyenne simple (ms)	25,4%	35,9%	28,6%	42,6%	31,6%	25,6%
	Moyenne pondérée (mp)	22,1%	24,3%	6,6%	30,0%	20,3%	20,5%
Année 2016-2017	% du nombre d'installations	98,9%	1,1%	-	-	-	100%
	% de la puissance installée	97,3%	2,7%	-	-	-	100%
	Conso finale moyenne (MWh)	3,745	7,132	-	-	-	3,784
	Médiane (med)	31,4%	38,6%	-	-	-	31,5%
	Moyenne simple (ms)	40,1%	39,1%	-	-	-	40,1%
	Moyenne pondérée (mp)	25,8%	33,5%	-	-	-	26,0%
Année 2017-2018	% du nombre d'installations	98,6%	1,4%	-	-	-	100%
	% de la puissance installée	96,7%	3,3%	-	-	-	100%
	Conso finale moyenne (MWh)	3,457	6,376	-	-	-	3,498
	Médiane (med)	28,6%	37,4%	-	-	-	34,9%
	Moyenne simple (ms)	0,0%	0,0%	-	-	-	0,0%
	Moyenne pondérée (mp)	26,1%	31,2%	-	-	-	26,2%

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, 2016-2017 et 2017-2018) 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).

²⁷ Les données d'injection pour les installations >30kWc n'ont pas été transmises à Brugel.

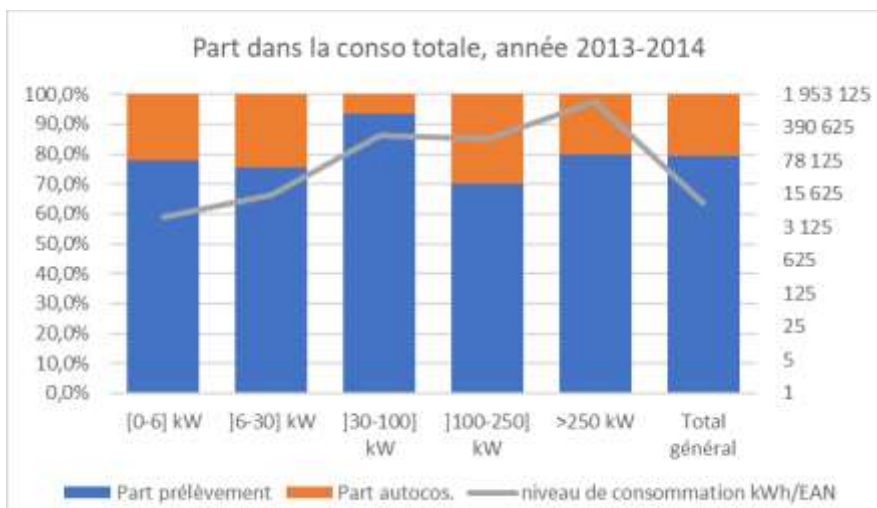


Figure 45 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2013-2014.

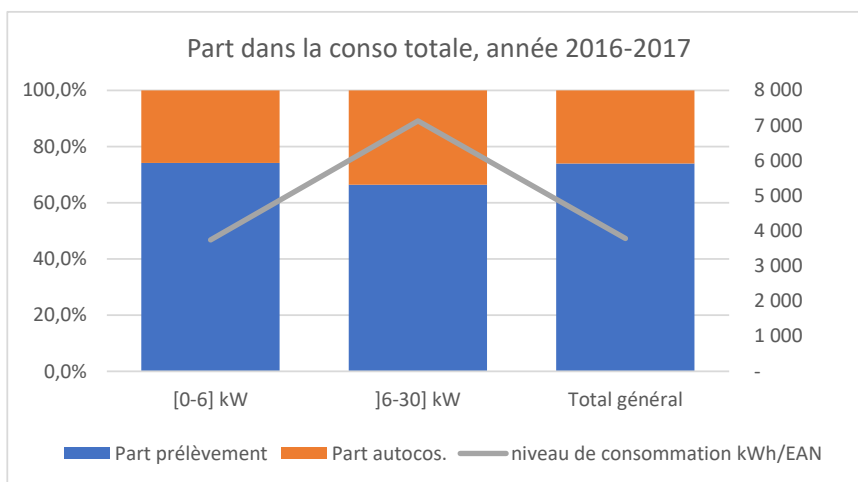


Figure 46 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2016-2017.

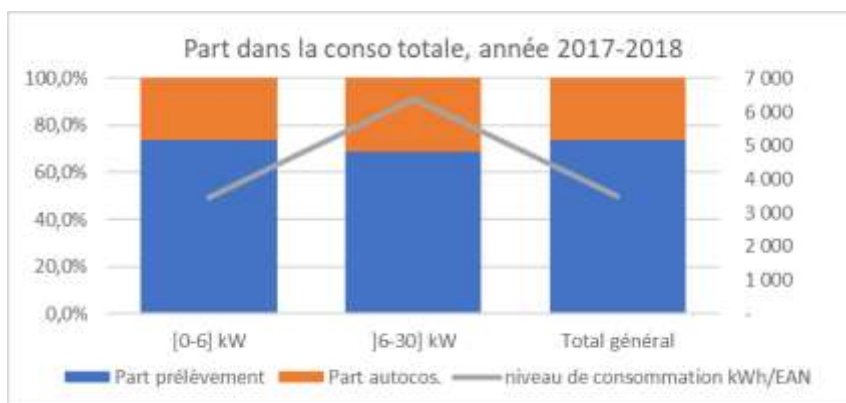


Figure 47 : part de l'autoconsommation dans la consommation finale d'électricité et niveau de consommation moyen par compteur (en kWh/an) période 2017-2018.

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 2018). 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 de 2015 à 2018 (cf. II Annexe I: 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.

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 2018, tout comme en 2017 et 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 36 : Nombre d'installation (actives ou non) par titulaire et par code postal fin 2018 en RBC

Communes	CP	Nombre d'installation par type de titulaire			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total général
Anderlecht	1070	236	6	92	334
Auderghem	1160	222	2	30	254
Berchem-Sainte-Agathe	1082	161	3	14	178
Bruxelles	1000	109	25	115	249
Bruxelles - Laeken	1020	137	10	33	180
Bruxelles - Conseil UE	1048	100	9	31	140
Bruxelles - NOH	1120	56	1	32	89
Bruxelles - Haren	1130		2		2
Etterbeek	1040	98	4	32	134
Evere	1140	127	8	38	173
Forest	1190	100	2	48	150
Ganshoren	1083	82	2	13	97
Ixelles - Parlement Europ.	1047		2		2
Ixelles	1050	197	10	74	281
Jette	1090	184	18	39	241
Koekelberg	1081	25	1	8	34
Molenbeek-Saint-Jean	1080	89	8	55	152
Saint-Gilles	1060	45	5	29	79
Saint-Josse-ten-Noode	1210	13	4	15	32
Schaerbeek	1030	218	4	77	299
Uccle	1180	423	21	56	500
Watermael-Boitsfort	1170	195	11	12	218
Woluwe-Saint-Lambert	1200	246	6	36	288
Woluwe-Saint-Pierre	1150	301	3	43	347
Total général		3 364	167	922	4 453

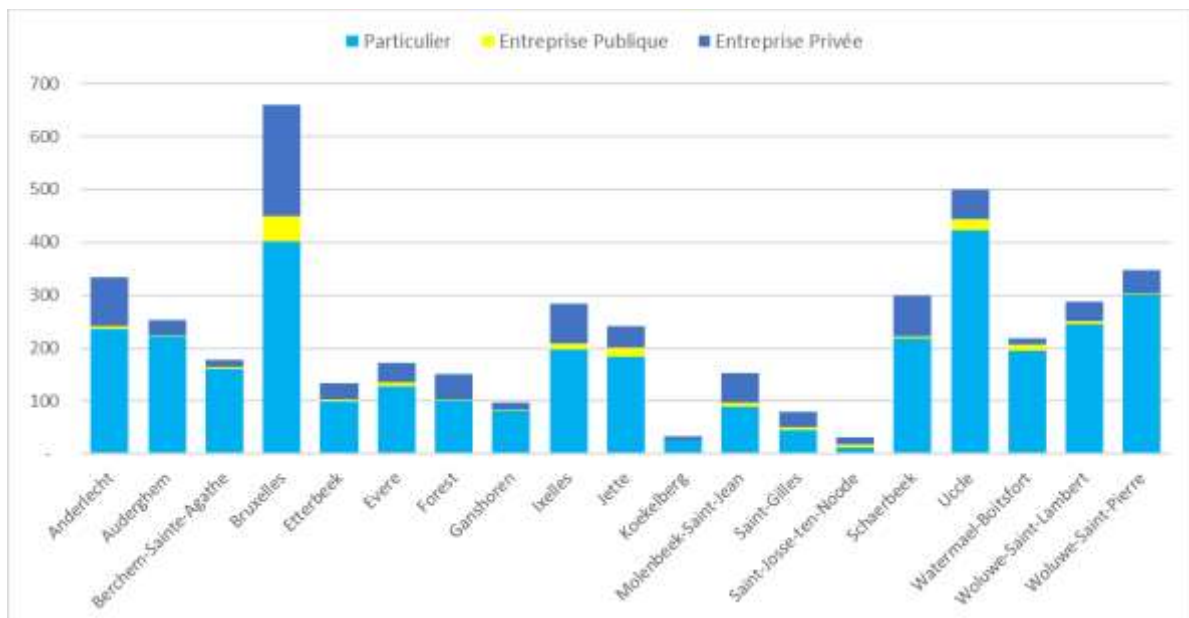


Figure 48 : Nombre d'installations du parc PV fin 2018 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune

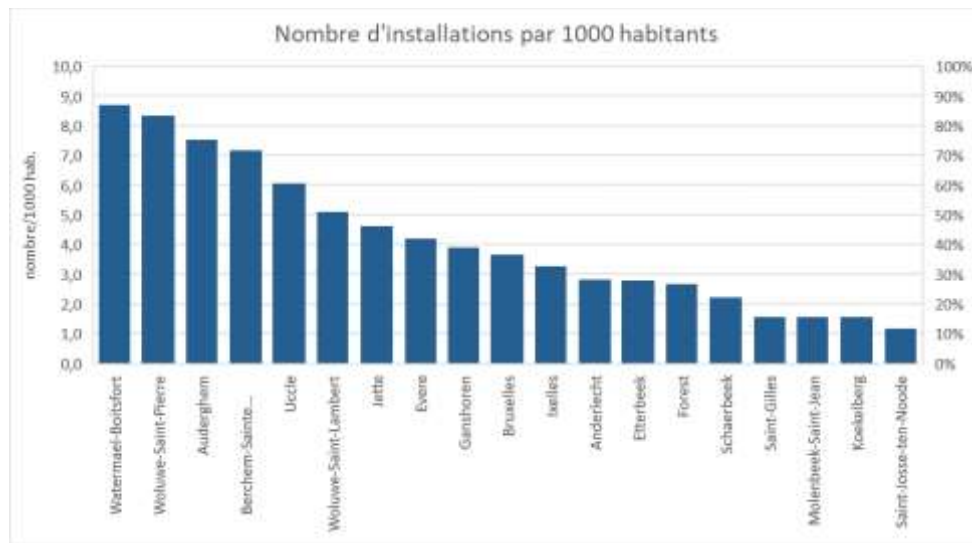


Figure 49 : Densité du nombre d'installations du parc PV fin 2018 en RBC par 1 000 habitants par commune

Comme le montre la figure 49, 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 8,7 (Watermael-Boitsfort, en progression de 1,2 par rapport à 2017) à 1,2 (Saint-Josse-ten-Noode, en progression de 0,3 depuis 2017).

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 les codes 1047 ou 1048, qui ne reprennent que des zones administratives.

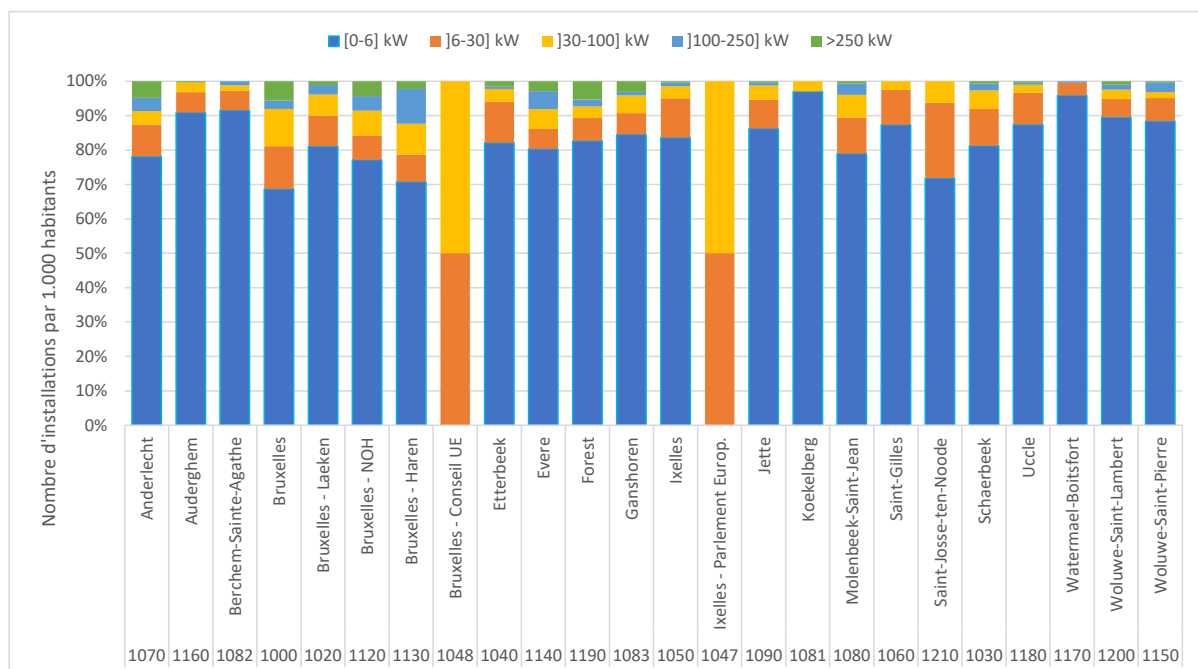


Figure 50 : Répartition du nombre d'installation par catégorie de puissance et par commune

9.4.2 Puissance installée

La figure 51 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...

Par ailleurs, en 2018, les communes de Saint-Josse-ten-Noode et de Berchem-St-Agathe disposent également de puissances d'entreprises publiques élevées et quasi proche du pourcentage de Koekelberg, soit aux alentours de plus de 35%.

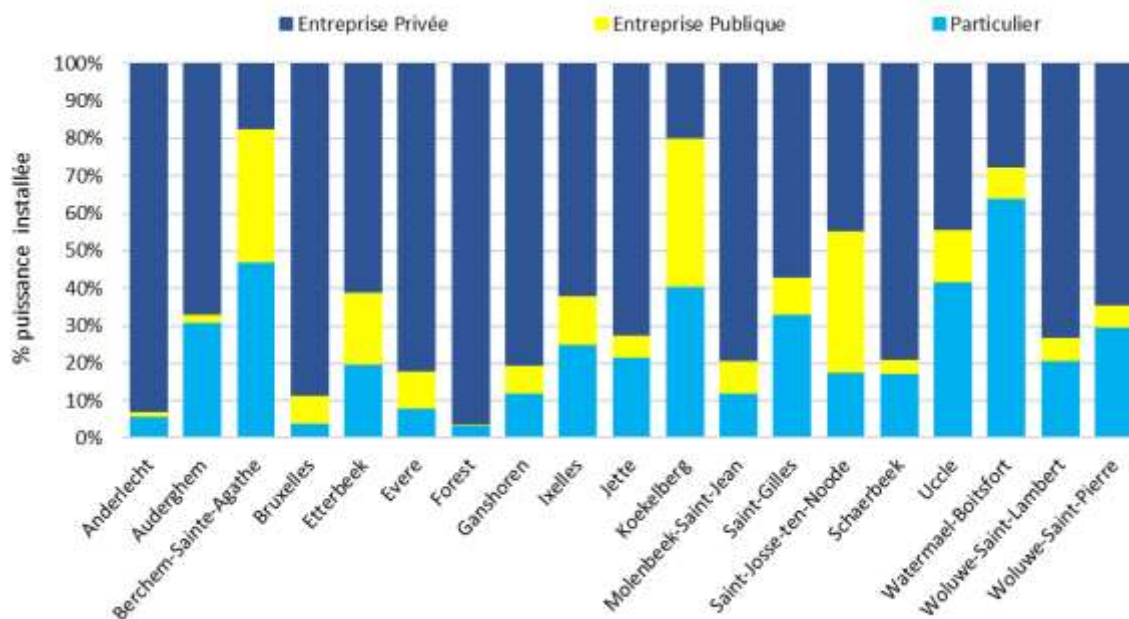


Figure 51 : Part de la puissance installée du parc PV fin 2018 en RBC en fonction du type de titulaire et de la commune

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.

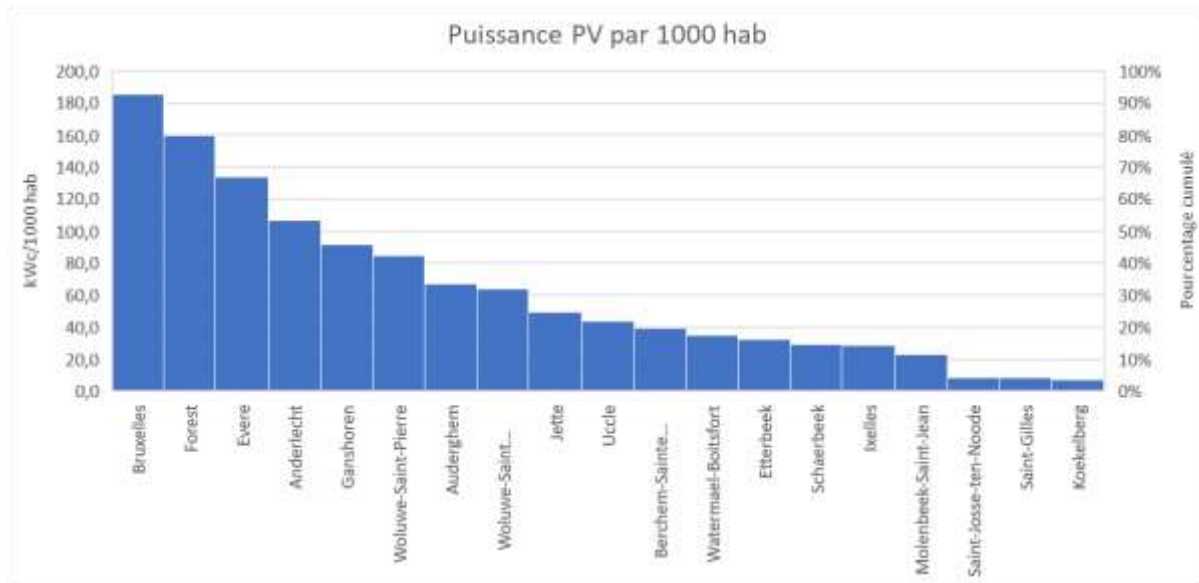


Figure 52 : Puissance installée du parc PV fin 2018 en RBC par 1000 habitants et par commune

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 (8,7)	Bruxelles	(185,3)
2	Woluwe-Saint-Pierre (8,3)	Forest	(159,4)
3	Auderghem (7,5)	Evere	(133,9)
4	Berchem-Sainte-Agathe (7,2)	Anderlecht	(106,6)
5	Uccle (6,1)	Ganshoren	(91,6)

Afin d'enrichir l'analyse du parc photovoltaïque en Région de Bruxelles – Capitale en 2018, quatre cartes thématiques communales ont été réalisées.

Les cartes présentent par commune le nombre d'installations PV par titulaire (Figure 53), ce nombre divisé par la population du territoire communal (densité, Figure 54), la puissance installée par titulaire (Figure 55) et cette puissance divisée par la population du territoire communal (densité, Figure 56).

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.

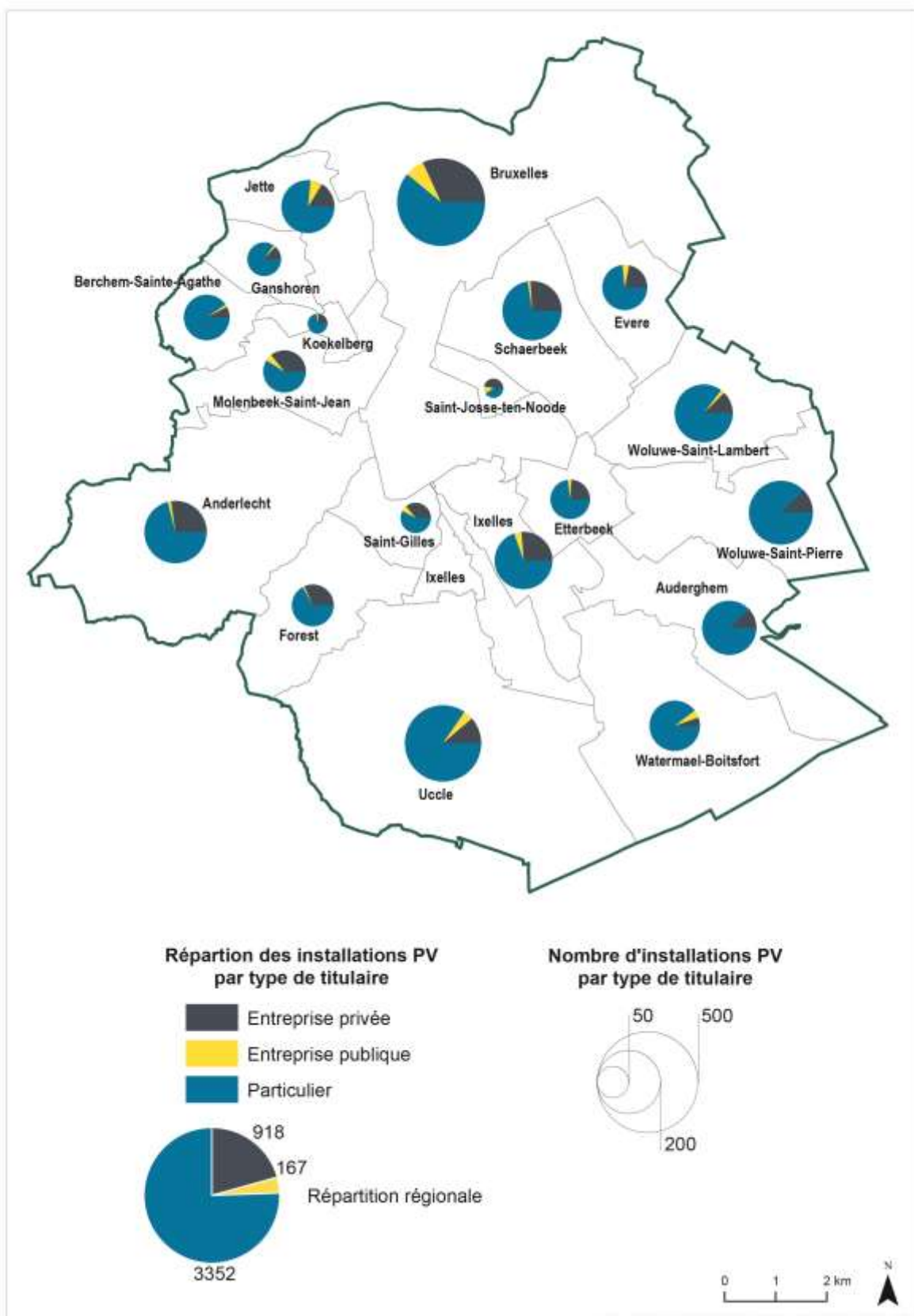


Figure 53 : Carte 1A - Nombre d'installations PV par type de titulaire, par commune, en RBC 2018

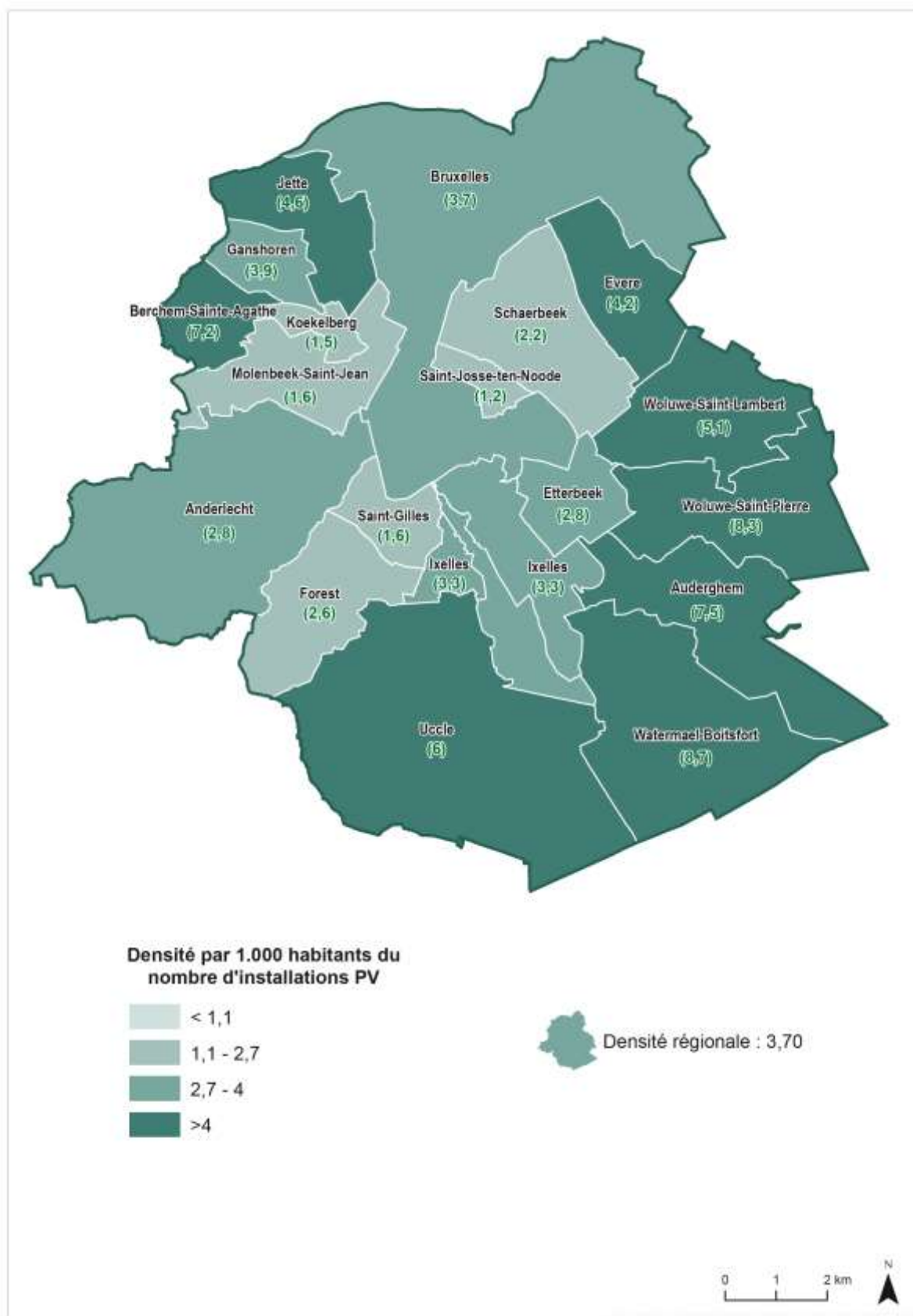


Figure 54 : Carte IB - densité du nombre d'installations PV par 1 000 habitants par commune en RBC 2018

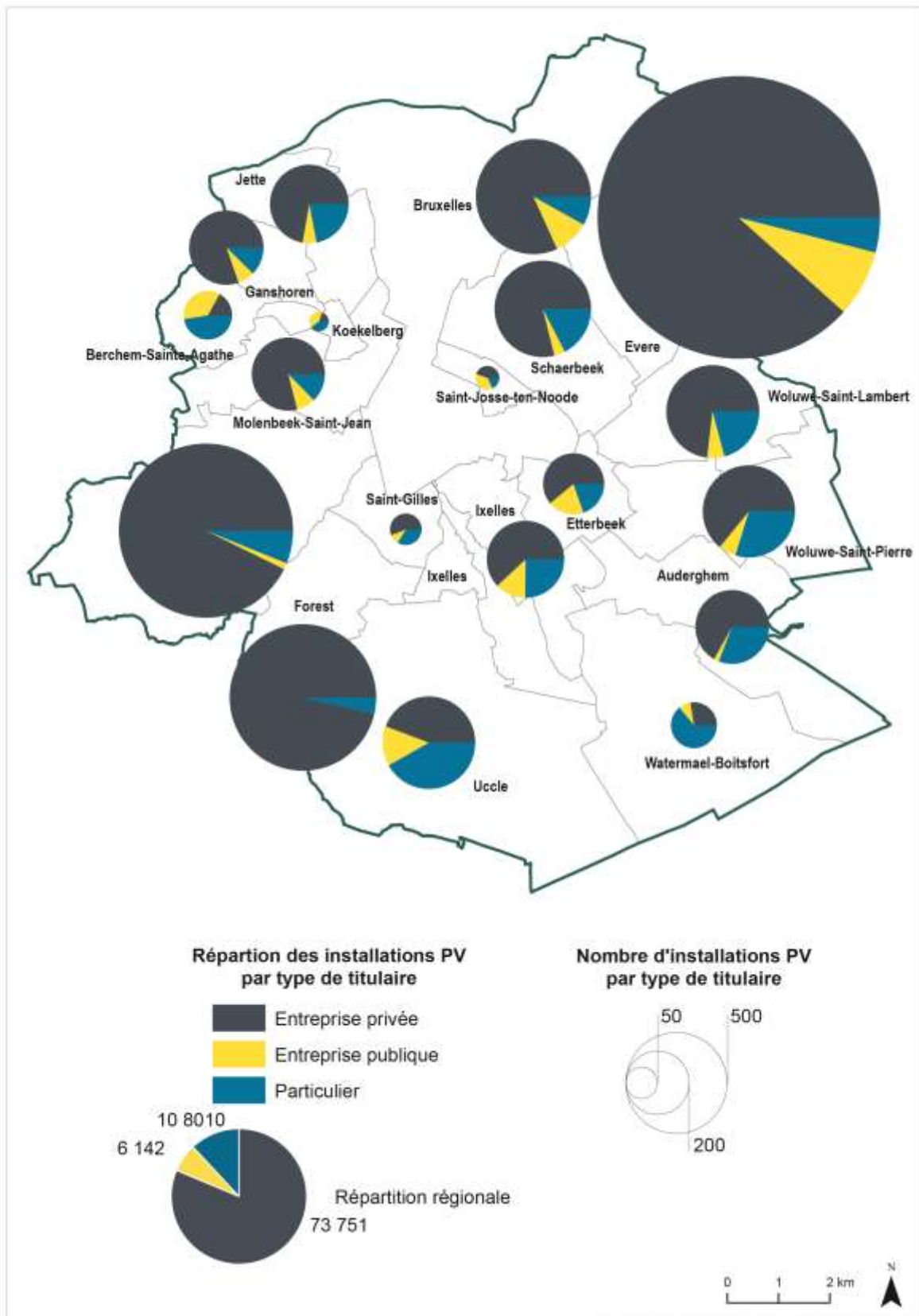


Figure 55 : Carte 2A - Puissance installée par type de titulaire, par commune, en RBC 2018

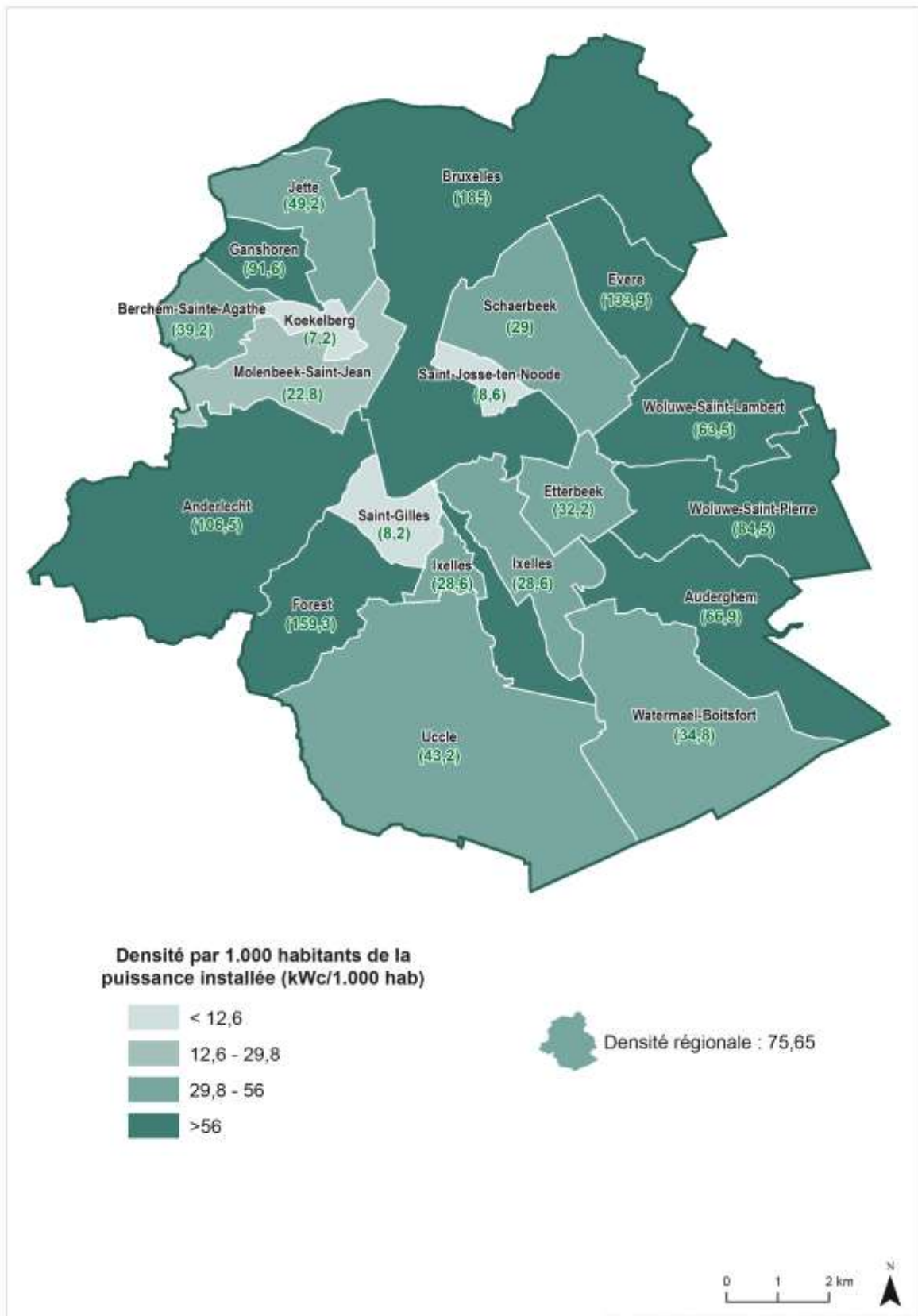


Figure 56 : Carte 2B - densité de puissance installée par 1 000 habitants par commune en RBC 2018

9.5 Potentiel solaire par commune

Bruxelles Environnement (BE) a réalisé une étude sur le potentiel solaire par commune, ce qui a permis, entre-autres, de réaliser l'application « carte solaire ²⁸» qui permet d'estimer le potentiel de production pour une adresse précise en RBC.

Les hypothèses sont expliquées dans la FAQ ²⁹ du site de Bruxelles Environnement, le tableau ci-dessous présente le passage de la superficie totale de la Région (161 km²) vers la superficie nette de toiture retenue (18 km²), c'est-à-dire la superficie des toits pouvant accueillir potentiellement une installation photovoltaïque.

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

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

Tableau 37 : estimation de la superficie nette de toiture de la RBC

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

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

La surface totale installée par commune et la comparaison par rapport au potentiel est détaillée dans le tableau suivant. En tout il y a près de 580 milles m² de panneaux installés fin 2018, soit 3.11% du potentiel global de 18 millions de m².

Cependant, ces résultats présentent une grande disparité entre les communes, puisque la part du potentiel atteint passe de 0,45% à Koekelberg (minimum) à 6,46% à Forest (maximum).

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

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

³⁰ STATBEL <https://statbel.fgov.be>

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

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

Tableau 38 : Répartition de la superficie nette de toiture retenue de la RBC par commune, par surface installée, puissance installée et par potentiel de puissance restant minimum et maximum³³

	Surface			Puissance		
	Nette de toiture retenue (m ²)	Installée		Potentiel restant		
		m ²	% ³⁴	kWc	Minimum (100% poly) (kWc)	Maximum (100% mono-HR) (kWc)
Anderlecht	1997788	80366	4,0%	12609	239678	383484
Auderghem	608794	14073	2,3%	2256	74340	118944
Berchem-Sainte-Agathe	395720	5912	1,5%	968	48726	77962
Bruxelles	4039293	210252	5,2%	33184	478630	765808
Etterbeek	620401	9666	1,6%	1540	76342	122147
Evere	642739	36568	5,7%	5508	75771	121234
Forest	918542	59360	6,5%	8922	107398	171836
Ganshoren	258576	14664	5,7%	2277	30489	48782
Ixelles	1174823	14646	1,2%	2478	145022	232035
Jette	658783	16382	2,5%	2570	80300	128480
Koekelberg	216594	980	0,5%	157	26952	43123
Molenbeek-Saint-Jean	1062281	13702	1,3%	2204	131072	209716
Saint-Gilles	504487	2778	0,6%	409	62714	100342
Saint-Josse-ten-Noode	247433	1407	0,6%	233	30753	49205
Schaerbeek	1385112	23765	1,7%	3846	170168	272269
Uccle	1604257	22347	1,4%	3554	197739	316382
Watermael-Boitsfort	409431	5304	1,3%	871	50516	80825
Woluwe-Saint-Lambert	953002	23775	2,5%	3577	116153	185845
Woluwe-Saint-Pierre	727419	21838	3,0%	3515	88198	141116
Commune non-identifiée	180668		0,0%		22584	36134
Total général	18606143	577785	3,1%	90677	2253545	3605672

3,1% de la surface nette de toiture retenue en RBC était donc couverte de panneaux photovoltaïque fin 2018.

³³ Source : banque de donnée réalisée par APERe asbl pour le compte de Bruxelles Environnement dans le cadre du marché « cartographie solaire »

³⁴ Pourcentage de surface déjà installée par rapport à la surface nette de toiture retenue.

La superficie a été traduite en potentiel de puissance installable, selon la technologie retenue à savoir les panneaux polycristallins pour la limite basse, et monocristallins à haut rendement pour la limite haute.

Le tableau ci-après détaille les caractéristiques retenues pour les trois technologies.

Tableau 39 : Caractéristiques retenues des panneaux selon leur type

Valeurs de l'étude BE		
	m²/kWc	kWc/m²
Poly	8	0,125
Mono	6,5	0,154
Mono HR	5	0,200

Le potentiel total restant par technologie estimé passe de 2253 MWc en polycristallin, à 3605 MWc en monocristallin haut rendement. Ces potentiels sont exclusifs, c'est l'un ou l'autre, et à fortiori il y aura un mix des 3 catégories dans la réalité.

10 Glossaire

Mise en service : « la date de l'attestation de conformité au règlement général pour les installations électriques (RGIE) exempte de remarques. »³⁵

kilowatt crête : puissance maximale des panneaux

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

SIBELGA : gestionnaire des réseaux gaz et électricité à Bruxelles

]6-30] : 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.

Autosuffisance : part de l'électricité consommée couverte par la production des panneaux PV.

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

³⁵ Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte du 17 décembre 2015

II Annexe I: Tableaux chiffrés des données communales

II.1 Tableau A : Nombre d'installations PV par titulaire (2015 à 2018)³⁶

Commune (2015)	Nombre d'habitants ³⁷	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 ³⁸	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

³⁶ Ces tableaux sont complémentaires aux données statistiques « Parc de production d'Électricité Verte en Région de Bruxelles-Capitale » disponible sur le site web de Brugel.

³⁷ Source : SPF Economie (Population de droit par commune au 1 janvier 2015)

³⁸ Source : SPF Economie (Population de droit par commune au 1 janvier 2016)

Commune (2017)	Nombre d'habitants ³⁹	Nombre d'installations PV suivant le type de titulaire			
		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

Commune (2018)	Nombre d'habitants ⁴⁰	Nombre d'installations PV suivant le type de titulaire			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	118 382	236	6	92	334
Auderghem	33 740	222	2	30	254
Berchem-Sainte-Agathe	24 830	161	3	14	178
Bruxelles	179 277	402	47	211	660
Etterbeek	47 786	98	4	32	134
Evere	41 131	127	8	38	173
Forest	56 008	100	2	48	150
Ganshoren	24 865	82	2	13	97
Ixelles	86 513	197	12	74	283
Jette	52 201	184	18	39	241
Koekelberg	21 774	25	1	8	34
Molenbeek-Saint-Jean	97 005	89	8	55	152
Saint-Gilles	50 002	45	5	29	79
Saint-Josse-ten-Noode	27 032	13	4	15	32
Schaerbeek	133 010	218	4	77	299
Uccle	82 275	423	21	56	500
Watermael-Boitsfort	25 012	195	11	12	218
Woluwe-Saint-Lambert	56 303	246	6	36	288
Woluwe-Saint-Pierre	41 580	301	3	43	347
Total général	1 198 726	3 364	167	922	4 453

³⁹ Source : SPF Economie (Population de droit par commune au 1 janvier 2017)

⁴⁰ Source : SPF Economie (Population de droit par commune au 1 janvier 2018)

I 1.2 Puissance installée par commune par titulaire (2015 à 2018)

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

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

Commune (2018)	Nombre d'habitants	Puissance installée suivant le type de titulaire (en kWc)			
		Particulier	Entreprise Publique	Entreprise Privée	Total
Anderlecht	118 382	767	152	11 690	12 609
Auderghem	33 740	696	50	1 510	2 256
Berchem-Sainte-Agathe	24 830	454	346	167	968
Bruxelles	179 277	1 328	2 540	29 306	33 174
Etterbeek	47 786	303	298	940	1 540
Evere	41 131	447	556	4 505	5 508
Forest	56 008	311	41	8 571	8 922
Ganshoren	24 865	279	168	1 831	2 277
Ixelles	86 513	622	321	1 535	2 478
Jette	52 201	562	148	1 859	2 570
Koekelberg	21 774	62	63	31	157
Molenbeek-Saint-Jean	97 005	272	185	1 746	2 204
Saint-Gilles	50 002	138	42	229	409
Saint-Josse-ten-Noode	27 032	42	88	104	233
Schaerbeek	133 010	671	144	3 030	3 846
Uccle	82 275	1 484	498	1 571	3 554
Watermael-Boitsfort	25 012	557	75	239	871
Woluwe-Saint-Lambert	56 303	748	213	2 616	3 577
Woluwe-Saint-Pierre	41 580	1 047	214	2 254	3 515
Total général	1 198 726	10 790	6 142	73 736	90 667