



**brugel**

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE

**CAHIER  
THÉMATIQUE  
04**

**RAPPORT ANNUEL 2019**  
Fonctionnement  
du marché des  
certificats verts et des  
garanties d'origine

## CAHIER THÉMATIQUE 04

RAPPORT ANNUEL 2019

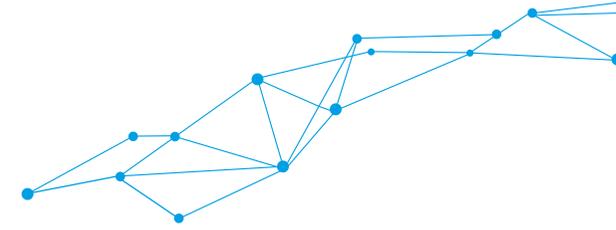
Fonctionnement du  
marché des certificats verts et  
des garanties d'origine



Consultez le Rapport annuel en ligne  
<http://annual-report-2019.brugel.brussels>

## Table des matières

<b>1</b>	<b>Abréviations</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Résumé exécutif - faits marquants</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Parc de production d'électricité verte</b>	<b>6</b>
	3.1 Bilan fin 2019	6
	3.2 Évolution annuelle parc PV et Cogen	11
<b>4</b>	<b>Production d'électricité verte certifiée</b>	<b>18</b>
<b>5</b>	<b>Les certificats verts comme soutien à la production d'électricité verte</b>	<b>22</b>
	5.1 Fonctionnement du système	22
	5.1.1 Principe général	22
	5.1.2 Certification des installations	23
	5.1.3 Plaintes et recours contre des décisions de BRUGEL	23
	5.2 Octroi de certificats verts aux producteurs	24
	5.3 Marché des certificats verts	28
	5.3.1 Évolution globale de l'activité du marché	28
	5.3.2 Évolution détaillée de l'activité du marché durant le retour quota 2019	30
	5.4 Retour quota de certificats verts par les fournisseurs	34
	5.5 Coût du système pour le consommateur	36
<b>6</b>	<b>Les garanties d'origine comme outil de traçabilité de l'électricité verte</b>	<b>38</b>
	6.1 Contexte	38
	6.2 Octroi de garanties d'origine	39
	6.3 Fourniture d'électricité verte	39
	6.4 Outil online Greencheck	42
<b>7</b>	<b>Projections</b>	<b>44</b>
	7.1 Offre de CV	44
	7.2 Consommation	45
	7.3 Équilibre du marché	45
<b>8</b>	<b>Annexes</b>	<b>46</b>
	8.1 Textes légaux et décisions	46
	8.2 Tableaux chiffrés	48



## Liste des figures

Figure 1:	Nombre d'installations et puissance installée fin 2019, ventilé par technologie	7
Figure 2:	Ventilation du parc de production PV fin 2019 selon le type de titulaire et la catégorie de puissance	8
Figure 3:	Ventilation du parc de production PV fin 2019 selon la catégorie de puissance	9
Figure 4:	Ventilation du parc de production Cogen fin 2019 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation	10
Figure 5:	Évolution des incitants financiers pour le PV	11
Figure 6:	Évolution des incitants financiers pour les installations de cogénération	12
Figure 7:	Évolution de la puissance mise en (MES) et hors (MHS) service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, suivant la catégorie de puissance	14
Figure 8:	Évolution de la puissance mise en et hors service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, ventilée suivant le type de technologie	16
Figure 9:	Électricité verte produite durant la période 2010 - 2019	19
Figure 10:	Électricité verte produite par la filière PV répartie selon la catégorie de puissance	19
Figure 11:	Électricité verte produite par la filière Cogen répartie selon la catégorie de puissance	20
Figure 12:	Part de production d'électricité verte par rapport à la consommation totale d'électricité dans la région	21
Figure 13:	Fonctionnement du marché et flux des certificats verts	22
Figure 14:	Procédure de certification	23
Figure 15:	CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2019	24
Figure 16:	CV octroyés à la filière PV selon la catégorie de puissance des installations	25
Figure 17:	CV octroyés à la filière Cogen selon la catégorie de puissance des installations	25
Figure 18:	Évolution du taux d'octroi moyen par technologie durant la période 2010 - 2019	26
Figure 19:	CV octroyés selon le type de titulaire	27
Figure 20:	Évolution globale des volumes et des prix de marché durant les six dernières années	29
Figure 21:	Évolution détaillée des volumes et des prix de marché durant la période retour quota 2019	30
Figure 22:	Vente des CV en fonction du prix par CV	31
Figure 23:	Transactions en fonction du nombre de CV vendus	32
Figure 24:	Calendrier des transactions	33
Figure 25:	Retour quota de CV 2019, par fournisseur	34
Figure 26:	Évolution des portefeuilles CV des acteurs de marché durant la fin de la période retour quota	35

Figure 27:	Coût maximal du système des CV pour le consommateur	37
Figure 28:	Fourniture verte attestée par des GO	39
Figure 29:	Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC durant la période 2011-2019	40
Figure 30:	Résultat d'une recherche sur l'outil Greencheck	42
Figure 31:	Visualisation de l'origine des GO sur l'outil Greencheck	43

## Liste des tableaux

Tableau 1 :	Parc de production d'électricité verte opérationnel fin 2019	6
Tableau 2 :	Analyse du volume et des prix des transactions	28
Tableau 3:	CV sur le marché et comptes fournisseurs après RQ	36
Tableau 4:	Pourcentage vert déclaré par les différents fournisseurs et attesté par des GO	41
Tableau 5:	Impact de la crise sanitaire sur le nombre de CV à rendre	45
Tableau 6 :	Ventilation du parc de production PV et Cogen fin 2019 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation	48
Tableau 7 :	Évolution de la puissance PV en service [kWc], ventilée selon la catégorie de puissance	49
Tableau 8 :	Évolution de la puissance Cogen en service [kW], ventilée selon la catégorie de puissance	50
Tableau 9 :	Évolution de la puissance PV & Cogen mise en service [kW], ventilée suivant le type de technologie	52
Tableau 10:	Électricité verte produite durant la période 2010 – 2019	54
Tableau 11 :	CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2019	54
Tableau 12 :	Retours quotas de 2005 à 2019	55
Tableau 13 :	Quota de CV par fournisseur (RQ 2019)	55
Tableau 14 :	Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC durant la période 2011-2019	56



# 1 Abréviations

ACP	Association des copropriétaires
AIB	Association of Issuing Bodies
CM	Coefficient multiplicateur
Cogen	Cogénération
CV	Certificat vert
DB	Database
GO	Garantie d'origine
kW	Kilowatt
kWc	Kilowatt-crête
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
PV	Photovoltaïque
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
RQ	Retour Quota

## 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 :*

*7° approuver, chaque année, le rapport sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine rédigé à l'attention du Gouvernement... »*

Le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine est régi par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte, ci-après nommé « arrêté électricité verte ».

Par ailleurs, l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015, ci-après nommé « arrêté quotas », fixe les quotas de certificats verts annuels jusqu'à l'année 2025.

## 2 Résumé exécutif - faits marquants

Conformément à ce qui est indiqué dans l'arrêté quotas<sup>1</sup>, le quota de CV pour l'année 2019 est de 9,2%. Il en résulte un nombre total de CV à rendre par l'ensemble des fournisseurs de 450 526 CV. Les octrois et les obligations de retour quota ont engendré une activité record sur le marché. Près de 613 816 CV ont été vendus pour une valeur totale de plus de 57 millions d'euros.

Les fournisseurs n'ont pas connu de pression particulière pour arriver à atteindre leurs quotas, le **marché CV a été stable** sur toute la période retour quota. La différence entre les trimestres, eu égard du nombre de CV vendus, a été moins marquée que lors des exercices précédents.

Le prix moyen simple est resté stable sur toute la durée de la période retour quota, à un niveau autour de 94,5 €. Le niveau de prix de 100 € par CV a été atteint à de multiples reprises tout au long de la période retour quota, mais moins fréquemment que lors de l'exercice précédent. Le prix maximum observé a été de 105,35 € par CV, ce qui constitue une diminution de 11,75 € par rapport au prix maximal atteint en 2018. Il a été relevé lors du troisième trimestre, pendant la semaine du 8 juillet 2019.

Tous les fournisseurs ont réussi à satisfaire à leur obligation de retour quota 2019, qui a représenté un coût total de 18,7 € pour le consommateur bruxellois médian.

Le stock restant dans le marché après le retour quota 2018 s'élevait à 120 148 CV. Malgré la hausse du quota de CV, le

stock a augmenté de 77% pour atteindre 212 876 CV après le RQ 2019.

Après analyse détaillée, et conformément à l'étude qualitative sur le système de soutien à la production d'énergie renouvelable en RBC parue en avril 2020<sup>2</sup>, BRUGEL estime qu'il n'y a pas eu de déficit structurel dans le marché pour la période retour quota 2019 et qu'aucune mesure structurelle ne doit être envisagée à court terme.

Le **niveau de soutien** en vigueur en 2019 pour les installations photovoltaïques est celui qui a été fixé dans l'arrêté électricité verte du 17 décembre 2015. Les installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc et mises en service à partir du 1<sup>er</sup> février 2016 ont droit à 3 CV/MWh. Les installations de taille plus importante bénéficient quant à elles d'un taux d'octroi de 2,4 CV/MWh. Étant donné que le prix moyen pondéré des CV pour l'ensemble de l'année 2019 a été de 94 €, ces taux d'octroi se sont traduits par des niveaux de soutien moyens de 282 € et 226 € par MWh produit.

Concernant les nouvelles installations, plus de 29 MWh photovoltaïques ont été aménagés en 2019, ce qui a amené la puissance totale cumulée PV au-delà de 120 MWh.

En ce qui concerne la cogénération, le coefficient multiplicateur pour les installations de cogénération au gaz naturel dans le logement collectif d'une puissance jusqu'à 15 kWé étant particulièrement généreux, ce segment a

été spécifiquement convoité par le marché. Sur les 49 cogénérations installées en 2019, 28 ont une puissance électrique inférieure ou égale à 15 kWé.

Cependant, la puissance cumulée n'a progressé que de 1,3 MWe étant donné qu'aucune cogénération de puissance supérieure à 200 kWé n'a été installée en 2019 et que plusieurs installations ont été mises hors service à la fin de leur période d'éligibilité.

**La puissance totale des installations de production d'électricité verte** a progressé de 31 MW entre 2018 et 2019, atteignant 213 MW incinérateur compris. Cette croissance est générée presque exclusivement par le photovoltaïque.

**La production d'électricité verte** par l'ensemble des installations s'est élevée à près de 342 GWh en 2018, soit 7% de la fourniture totale dans la région. Si seule l'électricité issue de sources purement renouvelables est prise en considération – c.-à-d. hors cogénération au gaz naturel – cette part diminue à 4,4%.

En ce qui concerne la **fourniture d'électricité verte** attestée par des **garanties d'origine (GO)**, elle s'est élevée à 53,63% en 2019. Plus de 2,6 millions de GO ont été remises à BRUGEL par les fournisseurs pour en attester, pour 72% de type hydraulique et pour plus de 66% en provenance de France, Norvège, Italie et Islande.

1 Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes.

2 BRUGEL, Avis 298 relatif à l'étude et l'évolution du système de soutien aux installations de production d'énergie renouvelable.

# 3 Parc de production d'électricité verte

## 3.1 Bilan fin 2019

Le Tableau 1 contient le nombre et la puissance, ventilés par technologie, des installations de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale, **certifiées ou en cours de certification**<sup>3</sup> à ce jour<sup>4</sup>, opérationnelles fin 2019, et pouvant prétendre à des certificats verts.

Les trois technologies présentes en Région de Bruxelles-Capitale fin 2019 sont le photovoltaïque, la cogénération et les turbines à vapeur couplées à l'incinérateur<sup>5</sup>. Les installations de cogénération sont scindées en trois catégories, selon le carburant qui les alimente : gaz naturel, biogaz ou biomasse liquide sous forme d'huile de colza.

Comme repris dans le tableau 1 et illustré à la Figure 1<sup>6</sup>, la grande majorité des installations de production d'électricité verte installées en Région de Bruxelles-Capitale fin 2019 sont des installations PV (6 153 installations, soit 96,3%). Le reste consiste en des installations de cogénération (235 installations, soit 3,7%) ainsi que d'un incinérateur de déchets municipaux. La plupart des installations de cogénération en service fin 2019 utilisent du gaz naturel comme source d'énergie primaire (226 sur 235), sept fonctionnent avec de la biomasse liquide et deux avec du biogaz.

**Tableau 1 : Parc de production d'électricité verte opérationnel fin 2019**

	Nombre		Puissance	
	[-]	[%]	[kW]	[%]
Photovoltaïque	6.153	96,3%	119.894 <sup>7</sup>	56,3%
COGEN	235	3,7%	41.901	19,7%
Cogen biogaz	2	0,0%	3.104	1,5%
Cogen biomasse liquide	7	0,1%	827	0,4%
Cogen gaz naturel	226	3,5%	37.970	17,8%
Incineration déchets municipaux	1	0,02%	51.000	24,0%
<b>Total</b>	<b>6.389</b>	<b>100%</b>	<b>212.795</b>	<b>100%</b>

Par ailleurs, la puissance moyenne d'une installation PV est nettement inférieure à celle d'une installation de cogénération. Alors que les installations PV représentent 96,3% du nombre total des installations, elles ne représentent que 56,3% de la puissance totale mise en œuvre. Notons cependant que la part proportionnelle du PV dans la puissance totale installée ne fait qu'augmenter, elle n'était que de 50,2% fin 2018.

3 Dans le cas contraire, BRUGEL n'a pas connaissance de l'existence de l'installation.

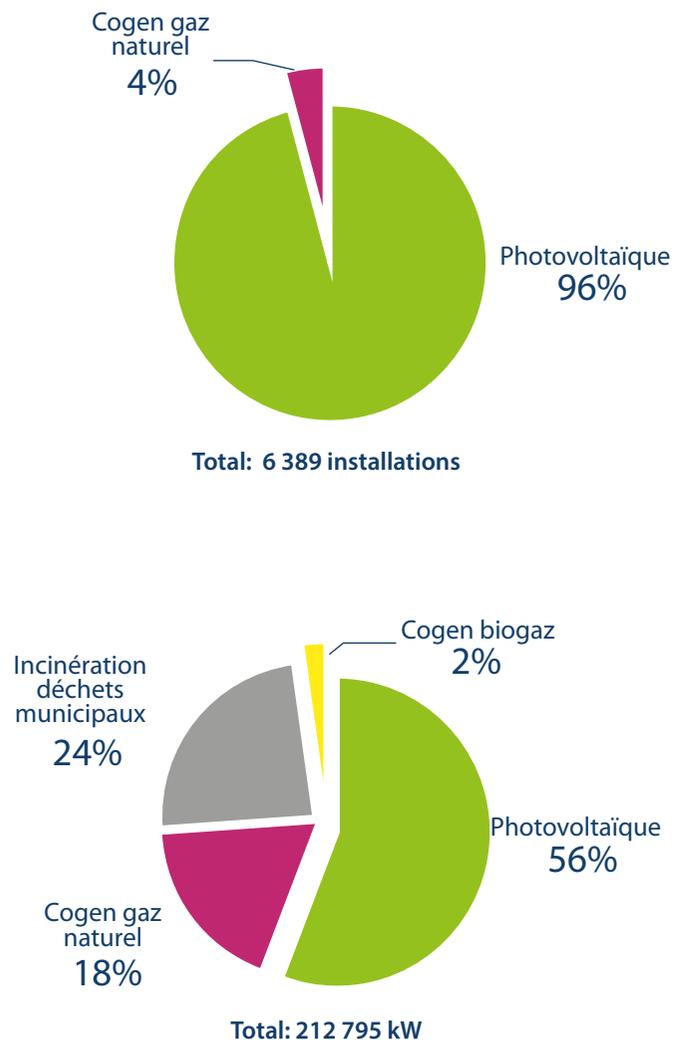
4 Situation au 6 avril 2020. Des installations mises en service avant fin 2019 sont susceptibles d'être encore enregistrées chez BRUGEL après la rédaction du présent rapport.

5 La seule installation éolienne certifiée par BRUGEL n'est pas représentée en tant que telle, car sa puissance (2,4 kW) et sa production (223 kWh en 2019) sont trop faibles pour être incluses de manière pertinente dans tous les graphiques et tableaux du présent rapport.

6 Les chiffres détaillés correspondant à chaque graphique du présent rapport se retrouvent dans l'annexe « Tableaux chiffrés » ; ils sont aussi disponibles en format exploitable dans un fichier dédié sous la rubrique « Statistiques » sur le site de BRUGEL.

7 La puissance cumulée des installations opérationnelles fin 2019 est inférieure au total affiché dans le Tableau 9 qui reprend les puissances mises en service, étant donné que la puissance cumulée mise hors service fin 2019 est de 52 kWc.

**Figure 1: Nombre d'installations et puissance installée fin 2019, ventilé par technologie**



La Figure 2 montre la répartition des installations PV selon le type de titulaire (particulier ou société) et la catégorie de puissance<sup>8</sup>. Alors que 65% des installations PV sont mises en place chez des particuliers, elles ne représentent que 11% de la puissance installée. Il est à noter que les ACP sont erronément assimilées à des sociétés privées. À l'inverse, les installations PV de sociétés privées et publiques, qui constituent respectivement 32% et 3% de l'ensemble des installations, représentent quant à elles 89% de la puissance installée.

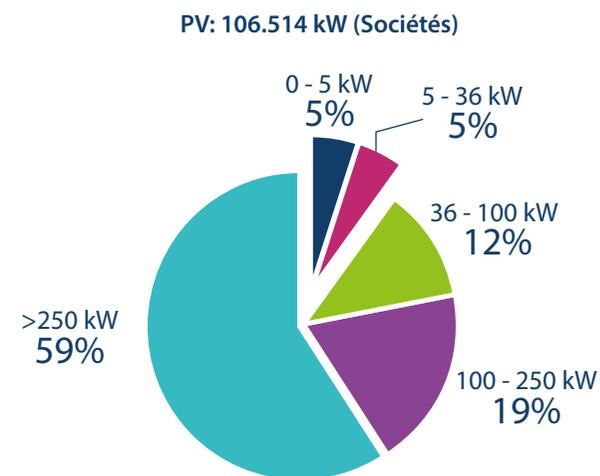
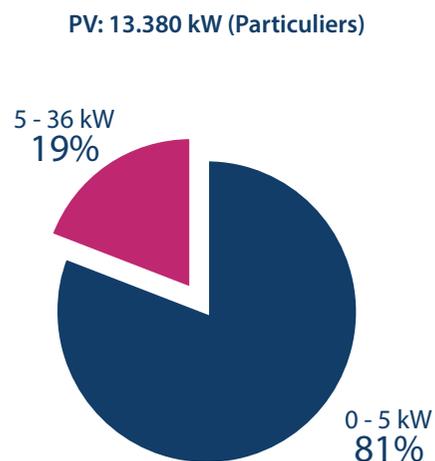
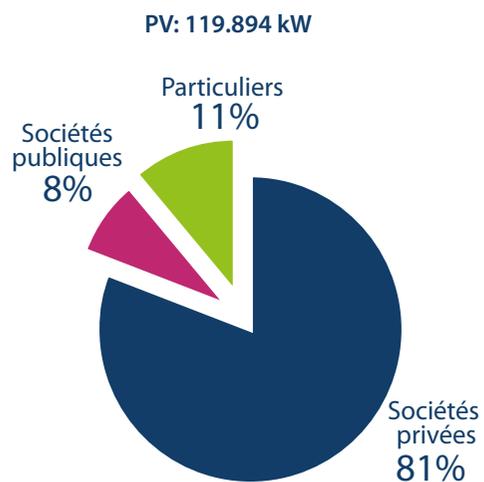
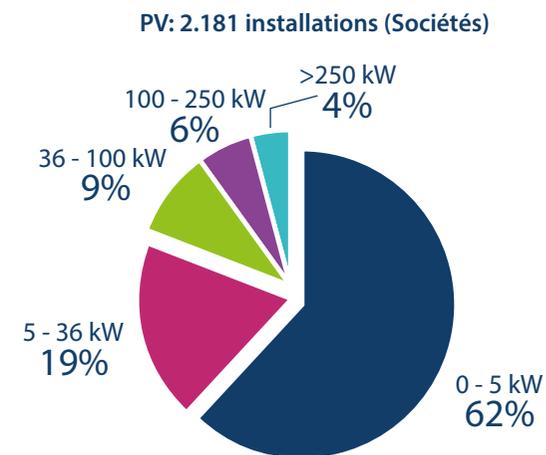
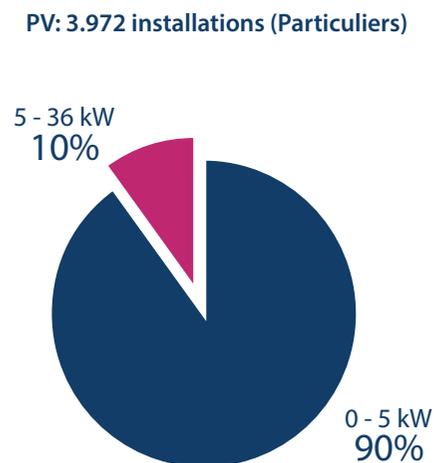
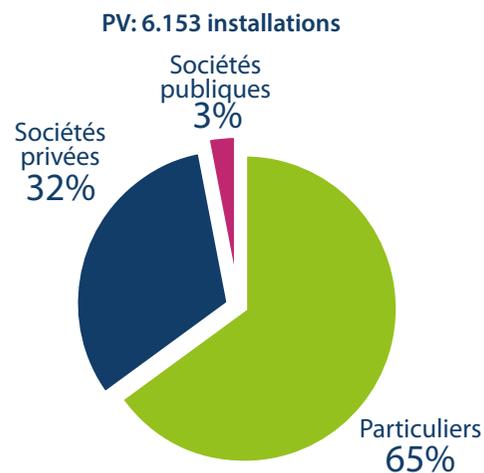
Ceci s'explique par le fait que 90% des installations situées chez des particuliers ont une puissance inférieure ou égale à 5 kWc. À une exception près, toutes les installations d'une puissance supérieure à 36 kWc sont la propriété de sociétés. Alors que la puissance moyenne des installations de sociétés est de 49 kWc, celle des installations de particuliers n'est que de 3,4 kWc.

Comme le montre la Figure 3, le parc PV fin 2019 consiste donc essentiellement en une multitude de petites installations (80% des installations ont une puissance comprise entre 0 et 5 kWc). Les installations de plus grande puissance sont nettement moins nombreuses mais constituent l'essentiel de la puissance PV installée. Les installations dont la puissance est supérieure à 250 kWc ne représentent que 2% des installations mais constituent 52% de la puissance installée.

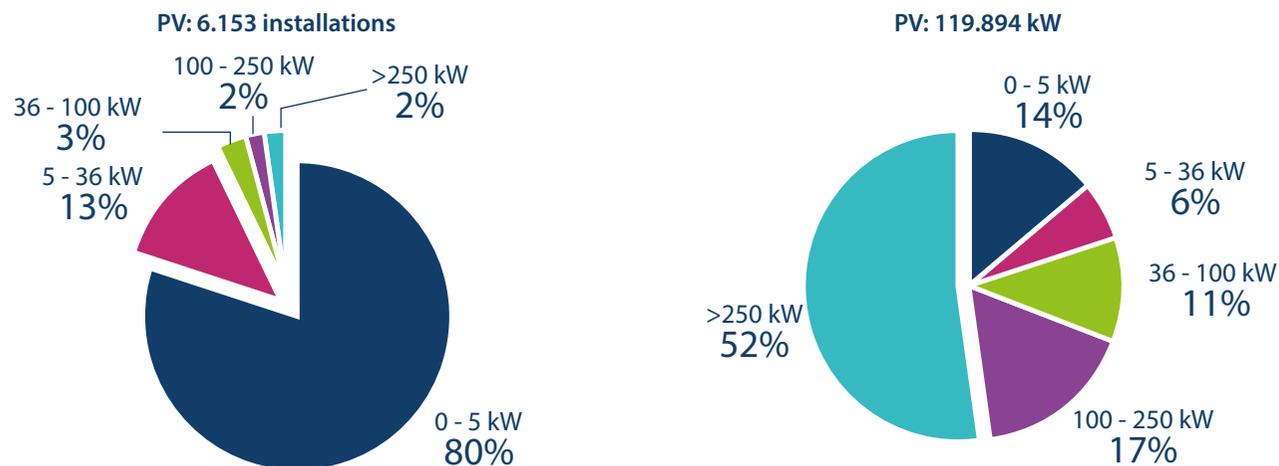


<sup>8</sup> Les catégories de puissance prises en compte sont celles censées entrer en vigueur en janvier 2021. Par conséquent, elles diffèrent de celles du rapport annuel 2018.

**Figure 2 : Ventilation du parc de production PV fin 2019 selon le type de titulaire et la catégorie de puissance**



**Figure 3 : Ventilation du parc de production PV fin 2019 selon la catégorie de puissance**



En ce qui concerne la cogénération, la base de données telle qu'elle existe ne permet pas d'isoler les ACP. Celles-ci sont donc erronément assimilées à des sociétés privées et la part des installations situées chez des particuliers apparaît comme nulle. BRUGEL cherchera à mettre à jour sa DB pour que cette information réapparaisse dans les rapports futurs.

La Figure 4 indique que 39% des installations de cogénération ont une puissance inférieure ou égale à 15 kWe, soit une augmentation de 5% par rapport à fin 2018.

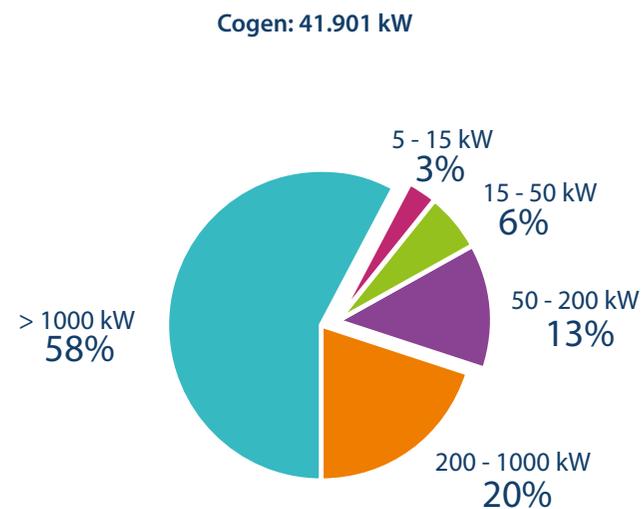
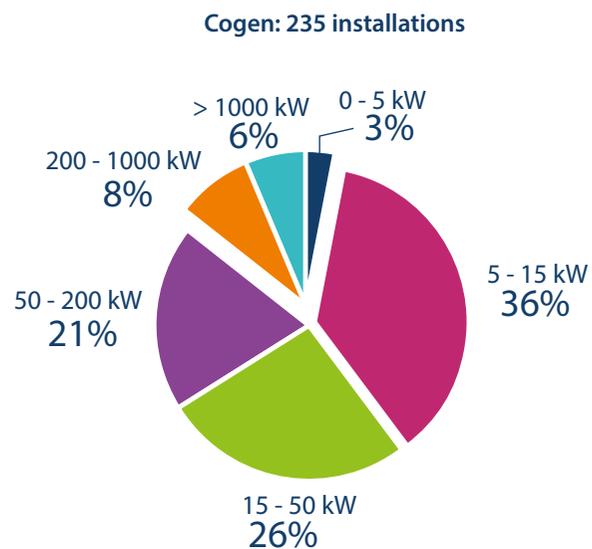
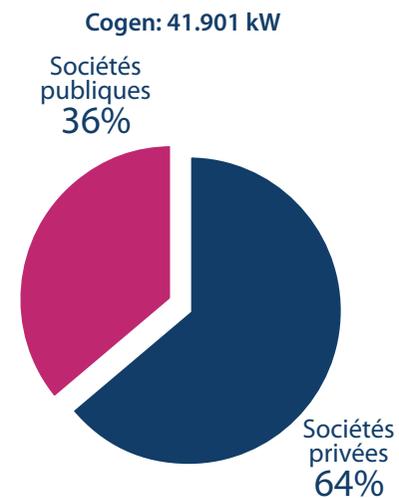
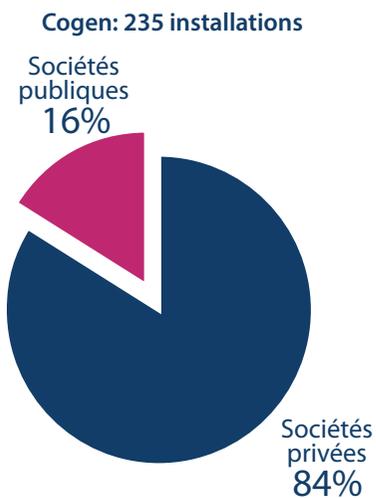
De manière analogue au parc PV, les installations dont la puissance est supérieure à 1 MWe ne représentent que 6% des installations, mais fournissent plus de 58% de la puissance installée. La catégorie de puissance supérieure

( $\geq 200$  kWe) représente à elle seule plus de 78% de la puissance installée, alors que la catégorie de puissance inférieure ( $\leq 15$  kWe) ne représente que 3% de la puissance installée.

Les 6 installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWe sont toutes des installations de micro-cogénération d'une puissance de près de 5 kWe. Les micro-cogénérations domestiques de type Whispergen d'une puissance de 1 kWe ont disparu du marché à la suite des dysfonctionnements survenus sur ce type d'installations et en raison du manque de service après-vente.



Figure 4: Ventilation du parc de production Cogen fin 2019 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation



## 3.2 Évolution annuelle parc PV et Cogen

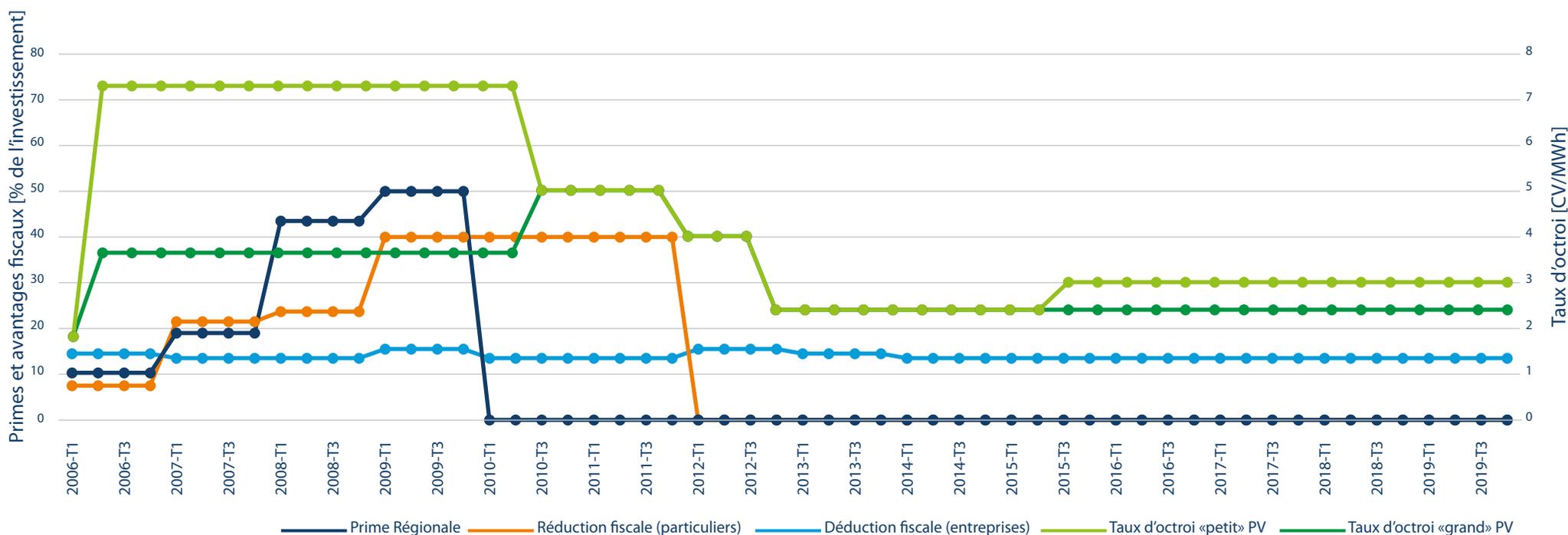
Les deux graphiques de gauche de la Figure 7 illustrent, pour les installations photovoltaïques (PV), l'évolution trimestrielle des puissances mises en service et la progression annuelle de la puissance cumulée jusqu'à fin 2019. Celles-ci sont liées de manière directe à la variation des divers incitatifs financiers (primes, avantages fiscaux et taux d'octroi des CV) telle qu'illustrée à la Figure 5<sup>9</sup>. L'analyse contextuelle de l'historique jusqu'à la fin 2018 se retrouve dans les

rapports précédents sur le marché des certificats verts et des garanties d'origine. Le présent rapport se focalise sur les évolutions particulières durant l'année 2019.

Après l'atteinte du dernier pic record de puissance mise en service durant le troisième trimestre 2013 (près de 17 MWh installés), le taux de nouvelles installations a drastiquement chuté. Entre 2014 et 2017, la puissance nouvellement

installée a en moyenne augmenté de 61% chaque année, passant de 2 MWh à 9 MWh. Elle s'est ensuite envolée en 2018 avec plus de 23 MWh installés, soit une augmentation de près de 160% par rapport à l'année 2017. En 2019, un rythme soutenu de mises en service a été maintenu tout au long de l'année, au point d'établir un nouveau record annuel avec plus de 29 MWh installés.

Figure 5: Évolution des incitatifs financiers pour le PV



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

Parmi les facteurs expliquant cette hausse, on peut citer :

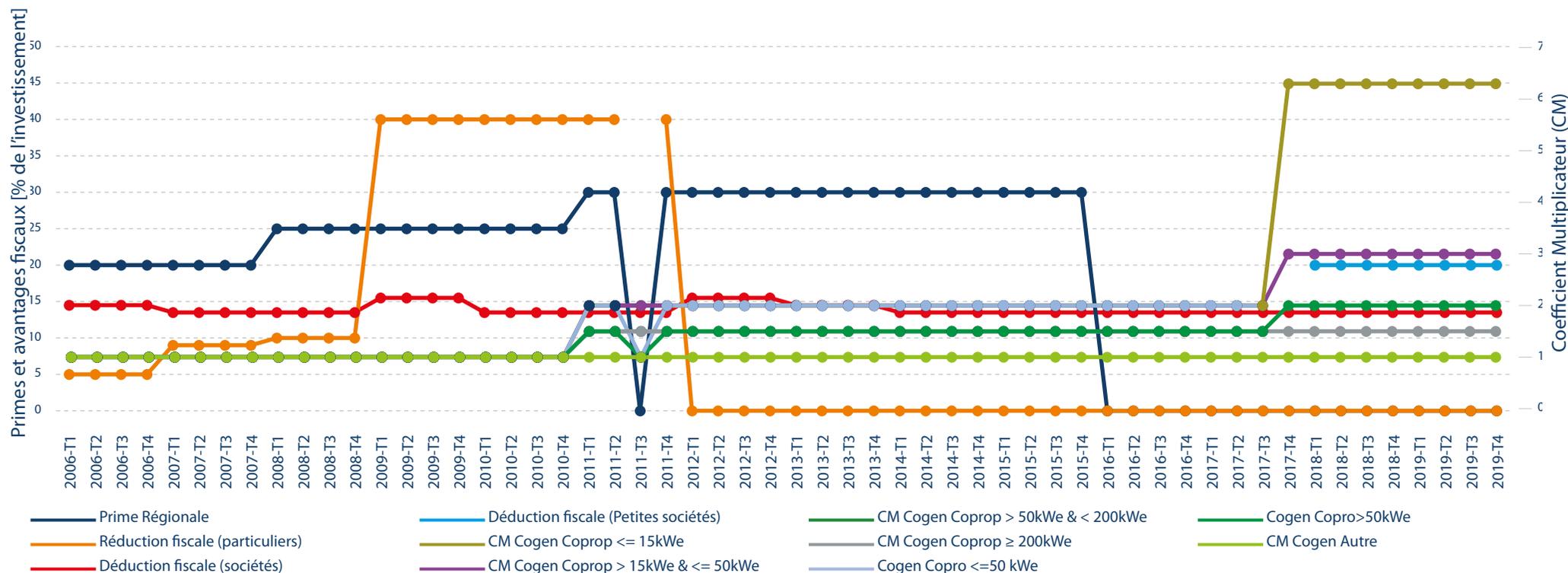
- la diminution des coûts d'installation ;
- le taux d'octroi de CV élevé et constant pour les installations depuis 2013 et même revu à la hausse pour les petites installations début 2016 ;
- la perspective d'une éventuelle diminution du taux d'octroi de CV ;
- le hausse du prix unitaire du CV.

Effectivement, pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc, le coefficient

multiplicateur est passé de 1,32 à 1,65 en février 2016, ce qui a résulté en un développement de ce segment du marché, notamment en raison de l'activité de tiers-investisseurs. La hausse a été très marquée en 2019, où le marché sous 5 kWc a atteint 6,2 MWc installés, une augmentation de 271% par rapport à 2018 et de 1044% par rapport à 2017. Contrairement aux années précédentes, le segment sous 5 kWc a contribué de manière non négligeable (21%) à la croissance globale de la puissance PV installée. Par ailleurs, les installations non résidentielles de plus de 100 kWc continuent de représenter l'essentiel de la croissance de la puissance PV installée (64%).

En ce qui concerne les installations de cogénération, les évolutions trimestrielles des puissances mises en et hors service et de la puissance cumulée sont illustrées dans les deux graphiques de droite de la Figure 7. L'évolution des divers incitatifs financiers est quant à elle illustrée à la Figure 6.

**Figure 6: Évolution des incitatifs financiers pour les installations de cogénération**



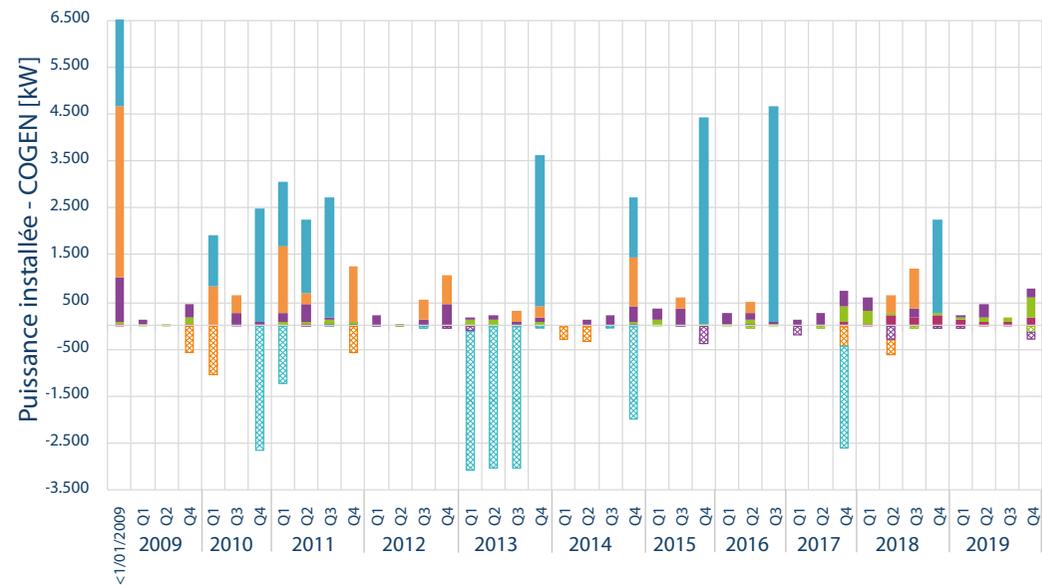
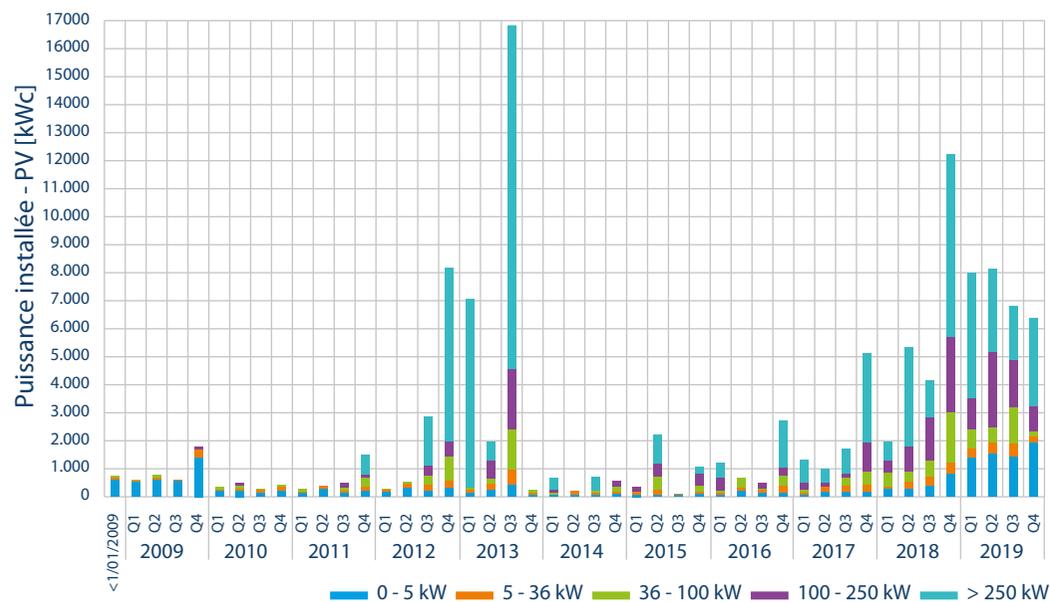
Dans le cas de la cogénération, il est moins évident d'établir une corrélation entre les incitants financiers et les puissances mises en service. Cela est dû, entre autres, au fait que le marché de la cogénération est relativement peu fluide et possède une inertie assez importante.

Le coefficient pour les installations de cogénération au gaz naturel dans le logement collectif d'une puissance jusqu'à 15 kWe étant particulièrement généreux, ce segment a été spécifiquement convoité par le marché. Sur les 49 cogénérations installées en 2019, 28 ont une puissance électrique inférieure ou égale à 15 kWe.

Contrairement à 2018 où les cogénérations de puissance supérieure ou égale à 200 kWe comptaient pour plus de 69% de la puissance installée, aucune cogénération de puissance supérieure à 200 kWe n'a été installée en 2019. La puissance mise en service en 2019 s'élève à 1 652 kWe tandis que 378 kWe ont été mis hors service. L'augmentation nette de 1 274 kWe de la puissance cumulée en cogénération est exclusivement due aux installations de puissance inférieure à 200 kWe.

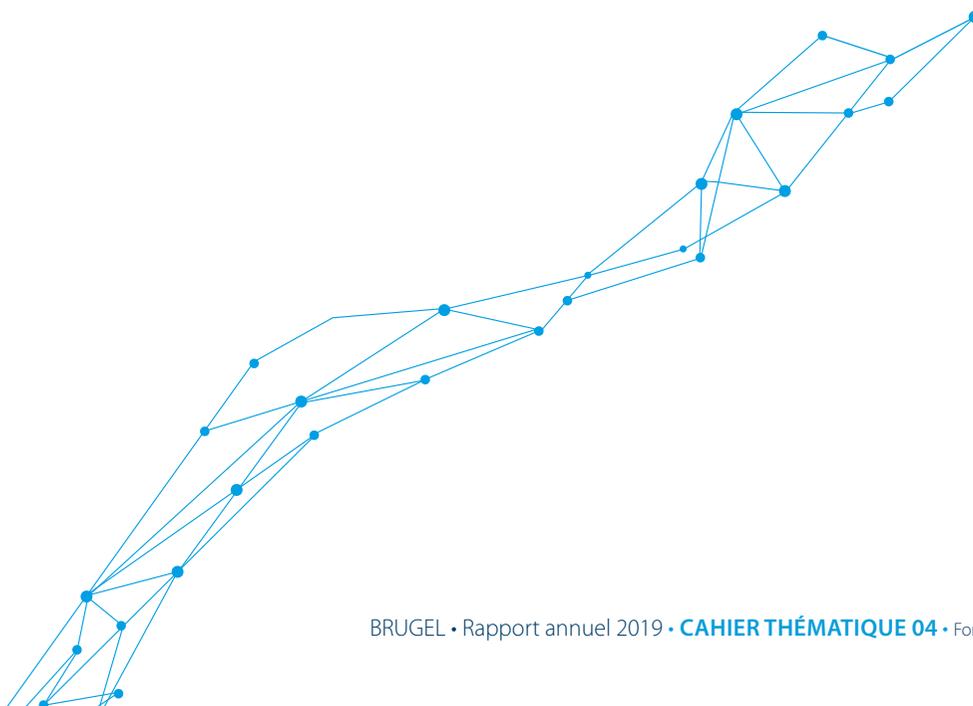
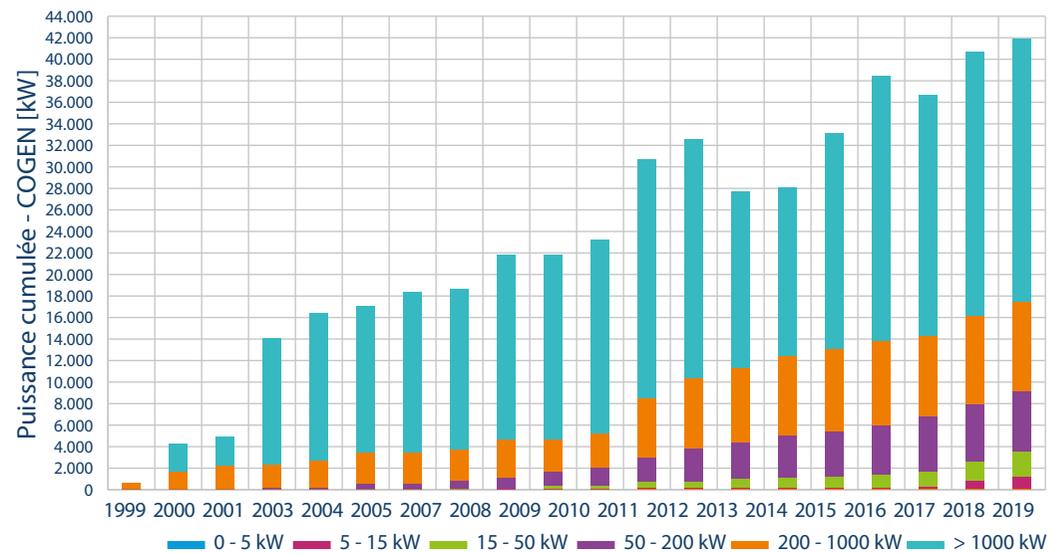
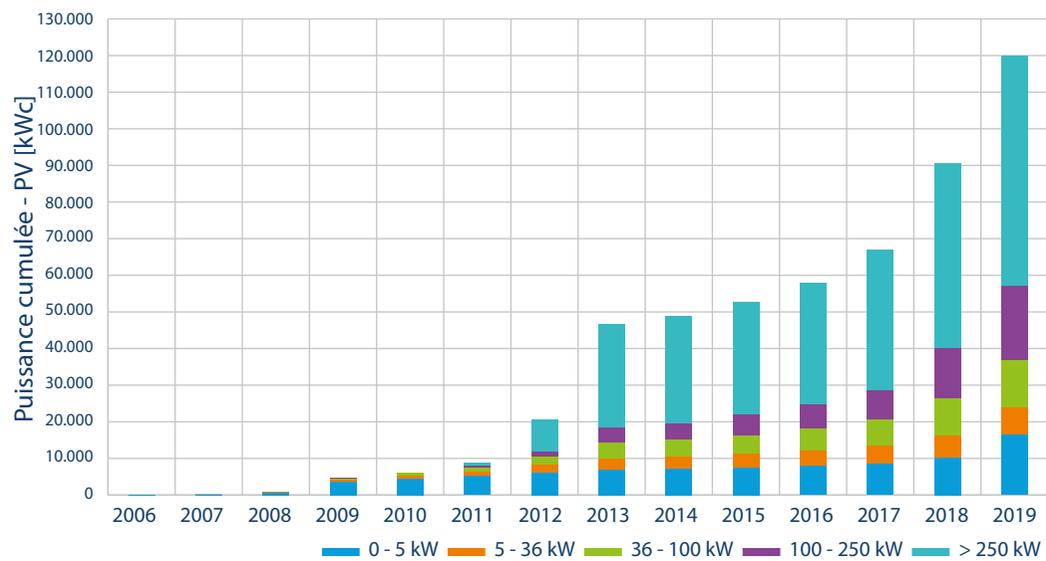


Figure 7: Évolution de la puissance mise en (MES) et hors (MHS) service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, suivant la catégorie de puissance



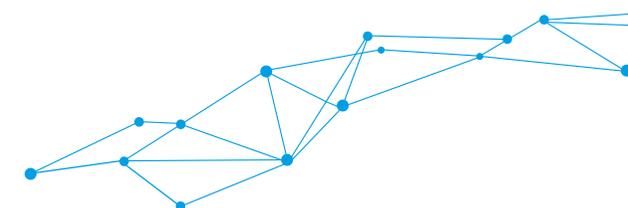
- |                                   |                                     |
|-----------------------------------|-------------------------------------|
| ■ 0 - 5 kW - Mise en service      | ▨ 0 - 5 kW - Mise hors service      |
| ■ 5 - 15 kW - Mise en service     | ▨ 5 - 15 kW - Mise hors service     |
| ■ 15 - 50 kW - Mise en service    | ▨ 15 - 50 kW - Mise hors service    |
| ■ 50 - 200 kW - Mise en service   | ▨ 50 - 200 kW - Mise hors service   |
| ■ 200 - 1000 kW - Mise en service | ▨ 200 - 1000 kW - Mise hors service |
| ■ > 1000 kW - Mise en service     | ▨ > 1000 kW - Mise hors service     |



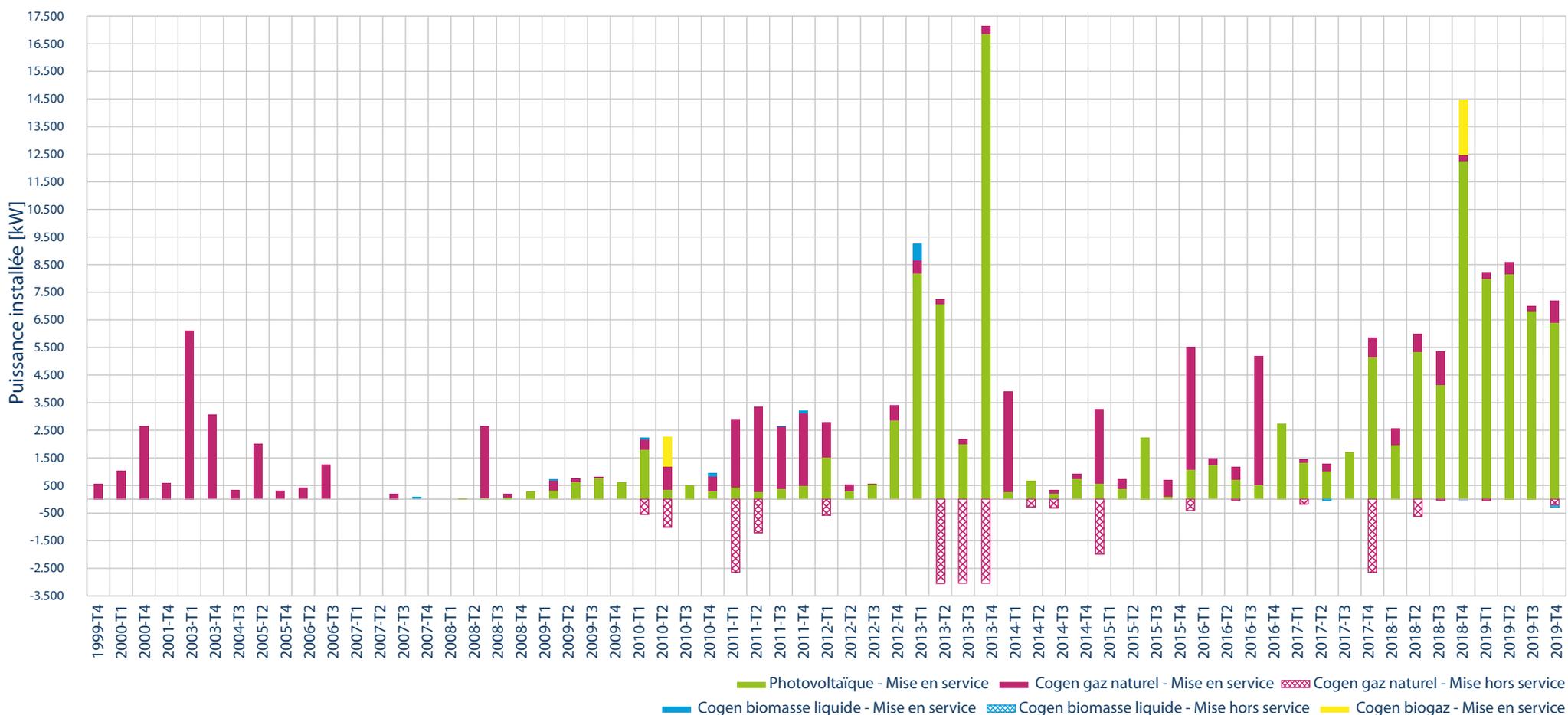


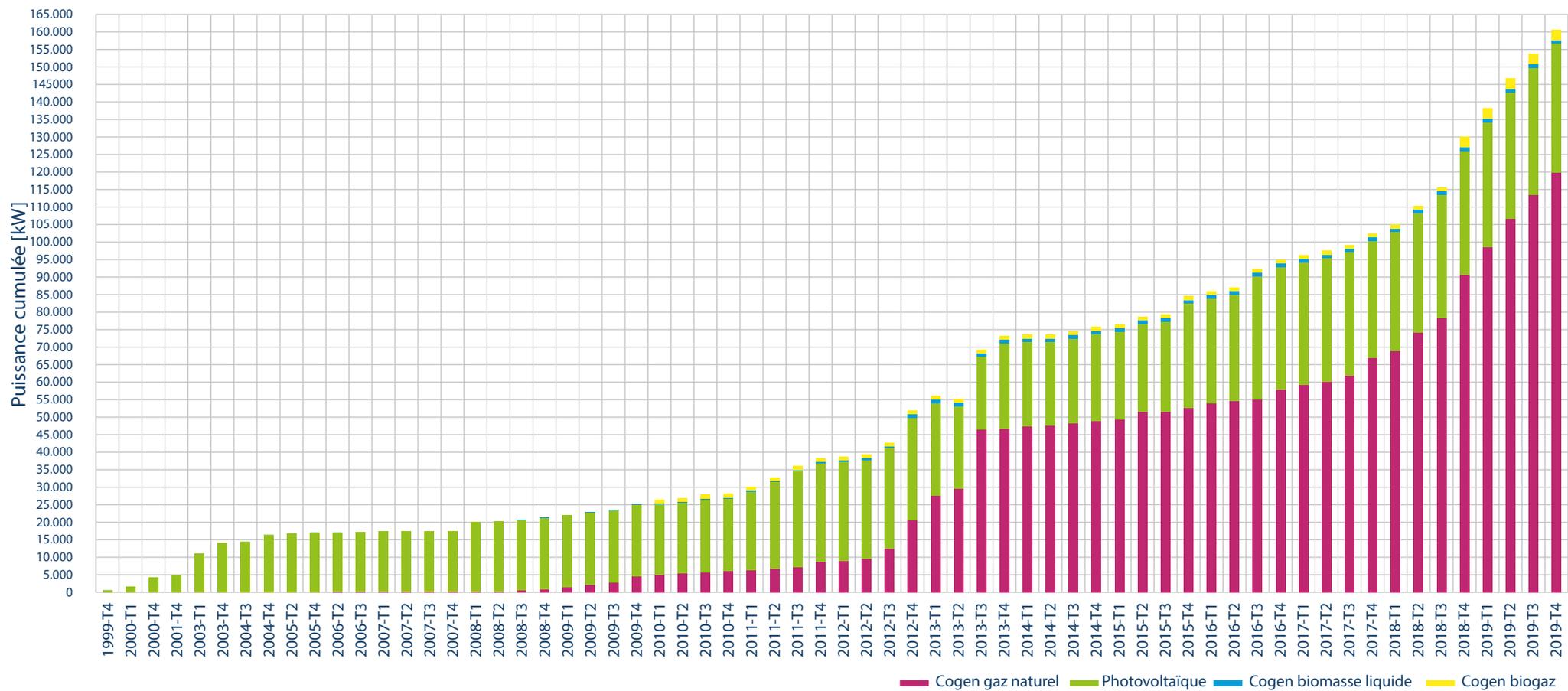
Les évolutions de la puissance mise en et hors service ainsi que de la puissance cumulée des technologies PV et cogénération sont reprises dans les figures suivantes :

Ces figures regroupent les informations contenues dans les différents graphiques de la Figure 7. Elles permettent, entre autres, de bien identifier les différentes vagues d'installations PV et Cogen ainsi que de comparer les différentes filières. Entre 2018 et 2019, la puissance installée a augmenté de 30,6 MW, principalement grâce aux installations PV (96%).



**Figure 8: Évolution de la puissance mise en et hors service et de la puissance cumulée en service des installations PV et Cogen, ventilée suivant le type de technologie**





## 4 Production d'électricité verte certifiée

Lors de l'analyse de la production d'électricité verte, il est important de noter qu'il s'agit de la production d'électricité provenant d'installations certifiées bénéficiant de l'octroi de certificats verts et/ou de garanties d'origine. Cela implique que seule la production des installations dont la procédure de certification est clôturée avec succès, et qui ont bien communiqué leurs index de production avant la rédaction du présent rapport, est reprise. À l'heure de la rédaction du présent rapport, ces deux conditions ne sont pas toujours remplies pour les installations mises en service avant fin 2019 et ayant déjà produit car :

- Il existe toujours un délai entre la mise en service d'une installation et sa certification par BRUGEL. Ce délai est dû d'une part aux gestionnaires des installations qui font les démarches administratives et constituent leur dossier de certification une fois l'installation en service, et d'autre part au délai de traitement du dossier par BRUGEL. Ce n'est que lors de la certification qu'est connu l'index de départ pris en compte pour la comptabilisation de l'électricité verte certifiée ;
- Une partie de la production n'est déclarée qu'avec un certain retard. Que cela soit dû à un oubli ou à d'autres raisons, certains producteurs ne communiquent pas systématiquement leurs index chaque trimestre. C'est pour cette raison que la production déclarée et connue actuellement pour 2019 est inférieure à la production réelle.

Ces deux éléments sont à considérer lorsque l'on souhaite étudier le lien entre la puissance en service et la production d'électricité verte d'une même année.

En résumé, les chiffres relatifs à la production d'électricité verte repris dans le présent rapport sont issus d'un état de la production certifiée et déclarée au moment de la rédaction. Ces chiffres sont amenés à encore évoluer au gré des déclarations de production qui parviendront à BRUGEL.

Par ailleurs, notons que la définition d'« électricité verte » reprise dans l'ordonnance<sup>10</sup> inclut également la cogénération non renouvelable à haut rendement, en l'occurrence la cogénération au gaz naturel.

La Figure 9 illustre l'évolution de la production d'électricité verte de 2010 à 2019, ainsi qu'un détail de 2019. Pour des raisons de lisibilité du graphique reprenant l'évolution 2010-2019, les valeurs pour la cogénération au gaz naturel et l'incinération de déchets doivent être lues sur l'axe vertical droit.

La hausse importante observée de 2013 à 2014 de l'électricité produite à partir de l'incinération de déchets municipaux provient du fait que cette électricité a commencé à bénéficier de garanties d'origine à partir du deuxième trimestre 2013, pour la partie de l'électricité issue de la fraction organique des déchets. 2014 est donc la première année durant laquelle la production de l'année complète a été catégorisée comme électricité verte dans les précédents rapports.

La production d'électricité verte issue de l'incinération de déchets municipaux a augmenté de plus de 6 GWh entre 2018 et 2019 et a pour la première fois dépassé le seuil de 117 GWh. Néanmoins, sa part dans la production totale d'électricité verte recule de plus de 4% et ne représente plus que 34%.

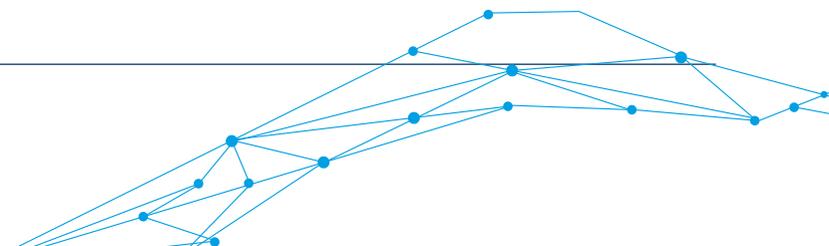
La cogénération au gaz naturel a quant à elle enregistré une progression significative de plus de 22 GWh en 2019, ce qui lui vaut de devenir la première source de production d'électricité verte avec 128 GWh.

Par ailleurs, la quantité d'électricité produite par les installations photovoltaïques a comme en 2018 augmenté de près de 30%, passant de 22% à 25% de la production totale d'électricité verte.

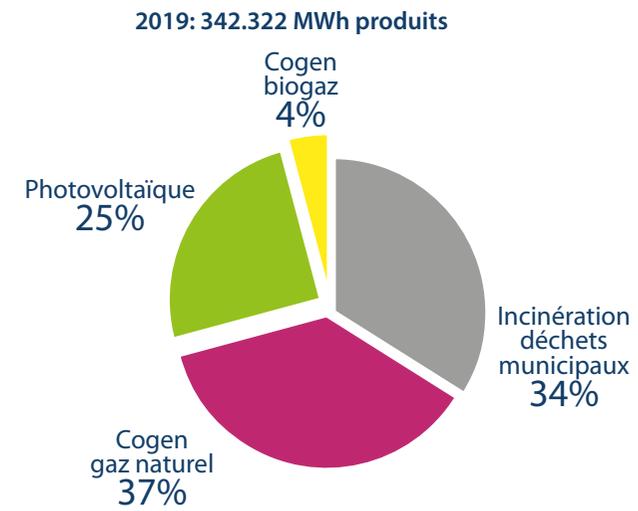
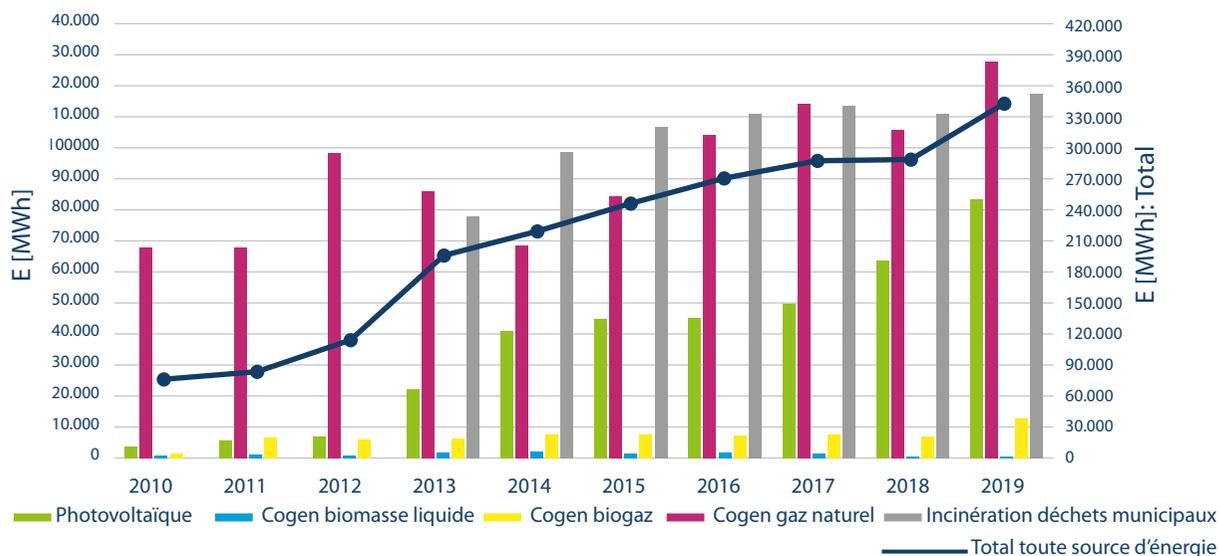
La production des installations de cogénération au biogaz présentait un profil de production assez stable jusqu'en 2018 car il n'y en avait qu'une en service en RBC. Fin 2018, une deuxième cogénération au biogaz a été certifiée, engendrant une augmentation de plus de 87% de la production d'électricité verte pour cette filière.

Enfin, la production des installations de cogénération à la biomasse liquide affiche une baisse de 6% en 2019 en raison de la mise hors service de 60 kW fin 2018.

<sup>10</sup> Art.2 7° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.



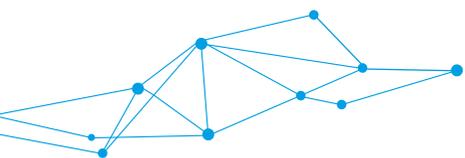
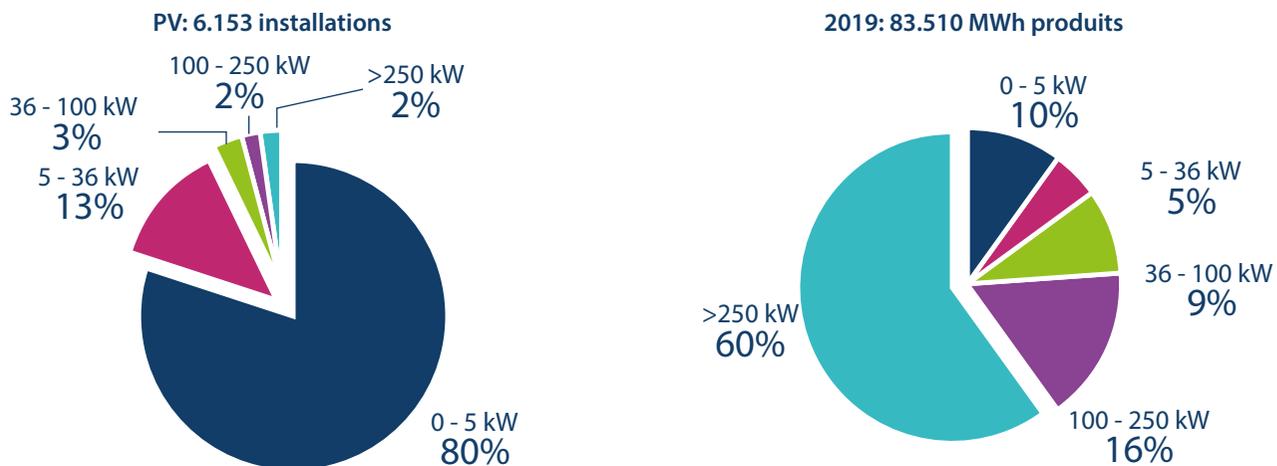
**Figure 9: Électricité verte produite durant la période 2010 - 2019**



Les progressions combinées des différentes filières se traduisent par un accroissement de 20% de la production d'électricité verte entre 2018 et 2019. Au total, 342 322 MWh d'électricité verte certifiée, dont 214 478 MWh (63%) issus de sources purement renouvelables, ont été produits en 2019. En considérant une consommation d'électricité de 2 036 kWh par an pour un client médian bruxellois, la production d'électricité verte couvrirait les besoins de 168 134 ménages.

Comme indiqué à la Figure 10, les installations photovoltaïques ont produit 83 510 MWh en 2019. Les installations de plus de 100 kWc qui ne représentent que 4% des installations ont fourni 76% de cette production.

**Figure 10 : Électricité verte produite par la filière PV répartie selon la catégorie de puissance**



Le constat est similaire pour les installations de cogénérations. 66% de la production d'électricité verte qui s'est élevée à 141 247 MWh en 2019, a été fournie par les installations de plus de 1MWe alors qu'elles ne constituent que 6% des installations.

L'évolution de la production de l'électricité verte par filière par rapport à la consommation totale est illustrée à Figure 12. Parallèlement à la hausse de la production d'électricité verte, la fourniture totale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale a baissé de 3,7% entre 2018 et 2019 pour atteindre 4 897 029 MWh. Par conséquent, la part couverte par l'électricité verte produite en RBC a progressé de 1,4% passant de 5,6 à 7%. Ce pourcentage est de 4,4% si seule l'électricité verte issue de sources purement renouvelables est considérée. Une telle croissance n'avait plus été enregistrée depuis 2013.

**Figure 11: Électricité verte produite par la filière Cogen répartie selon la catégorie de puissance**

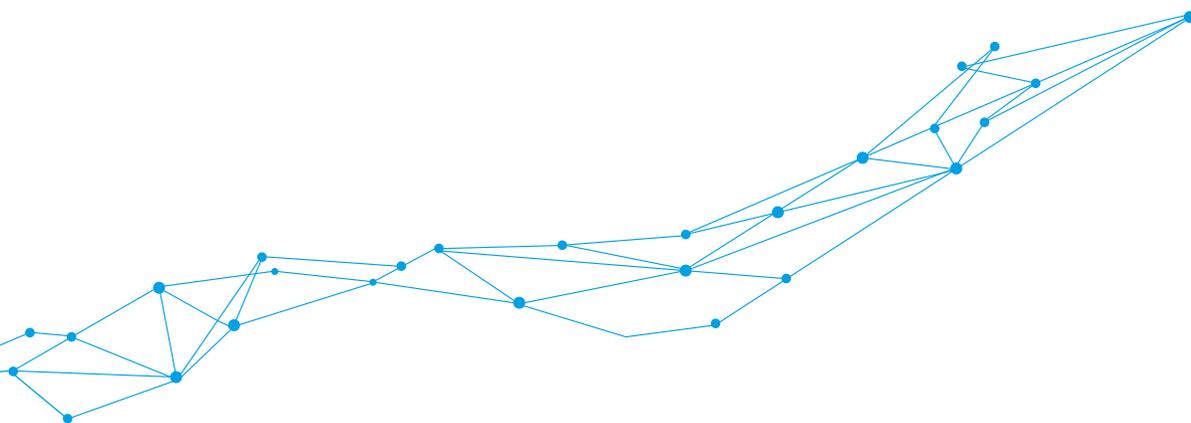
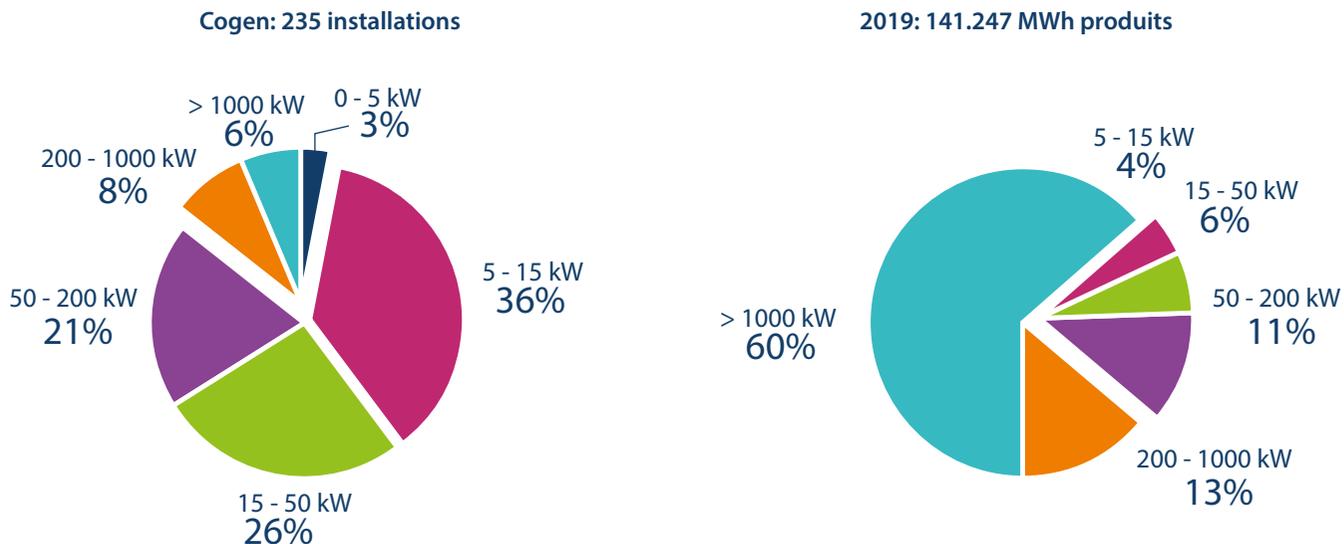
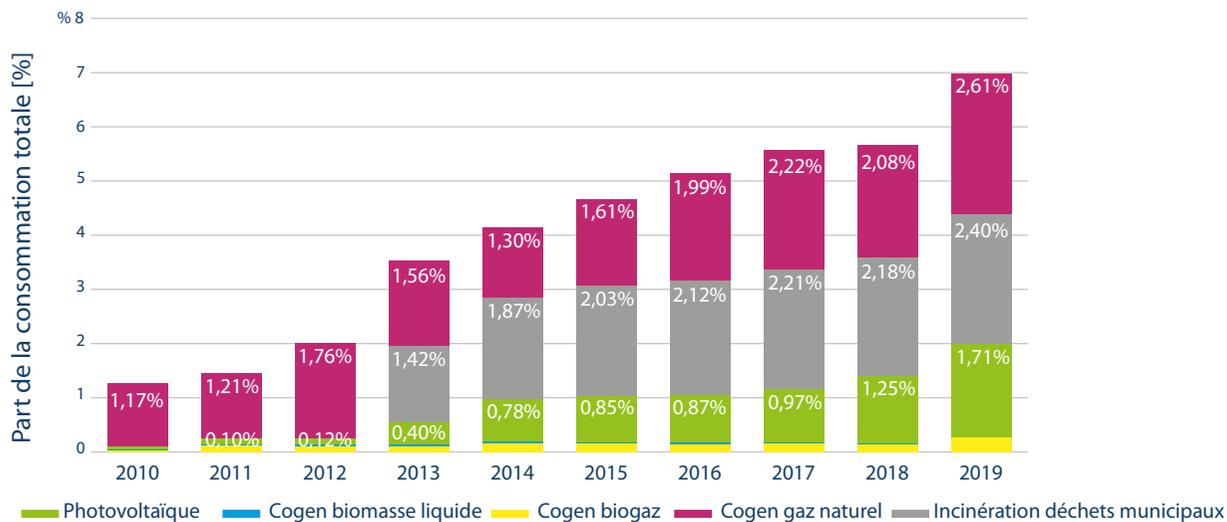
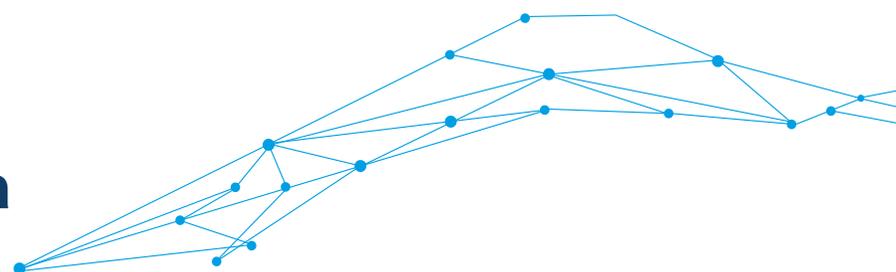


Figure 12: Part de production d'électricité verte par rapport à la consommation totale d'électricité dans la région



# 5 Les certificats verts comme soutien à la production d'électricité verte



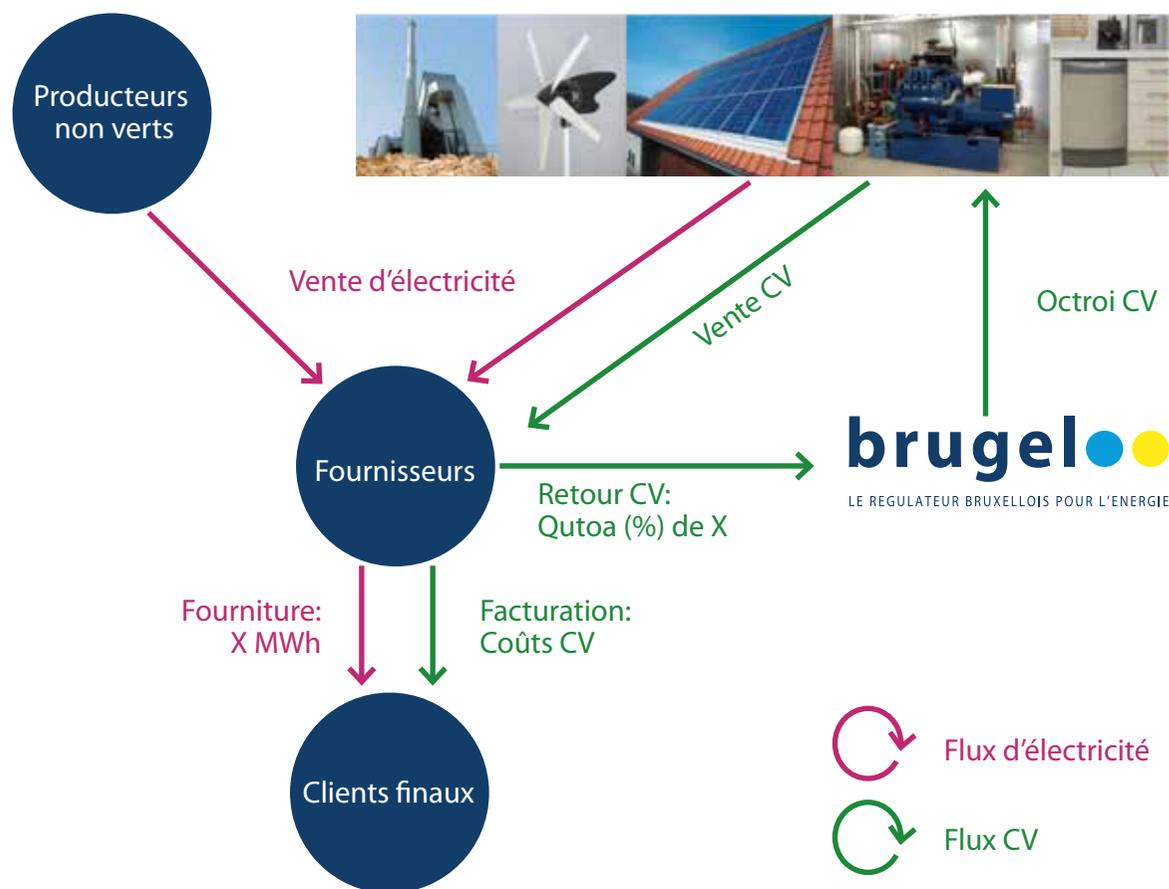
## 5.1 Fonctionnement du système

### 5.1.1 Principe général

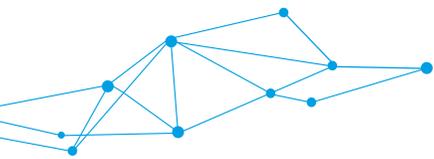
La Figure 13 illustre le fonctionnement du marché des certificats verts (CV). D'une part, on peut distinguer les flux commerciaux d'électricité : des producteurs verts et non-verts vendent leur électricité produite aux fournisseurs, qui vendent à leur tour l'électricité aux clients finaux. D'autre part, BRUGEL octroie aux producteurs d'électricité verte des CV pour leur production, pour autant que l'installation concernée soit certifiée par BRUGEL. Ces producteurs vendent leurs CV aux fournisseurs (ou à d'éventuels intermédiaires), qui en ont besoin pour satisfaire à leur obligation annuelle légale, qui consiste à annuler une certaine quantité de CV sur l'extranet de BRUGEL. La quantité précise de CV qu'un fournisseur doit rentrer chez BRUGEL est calculée en appliquant un pourcentage, appelé quota, à sa fourniture totale en MWh durant l'année concernée. Si un fournisseur ne rentre pas (assez) de CV par rapport à son obligation légale, une amende de 100 €<sup>11</sup> par CV manquant lui est imposée par BRUGEL. Finalement, les fournisseurs répercutent le coût de l'obligation de retour quota sur l'ensemble de leurs clients finaux.

Notons que la possibilité d'importation de CV wallons a expiré en mai 2015 après une période de 10 ans.

Figure 13: Fonctionnement du marché et flux des certificats verts



<sup>11</sup> Les amendes pour non-satisfaction à l'obligation de retour quota sont versées dans le Fonds énergie de la région.



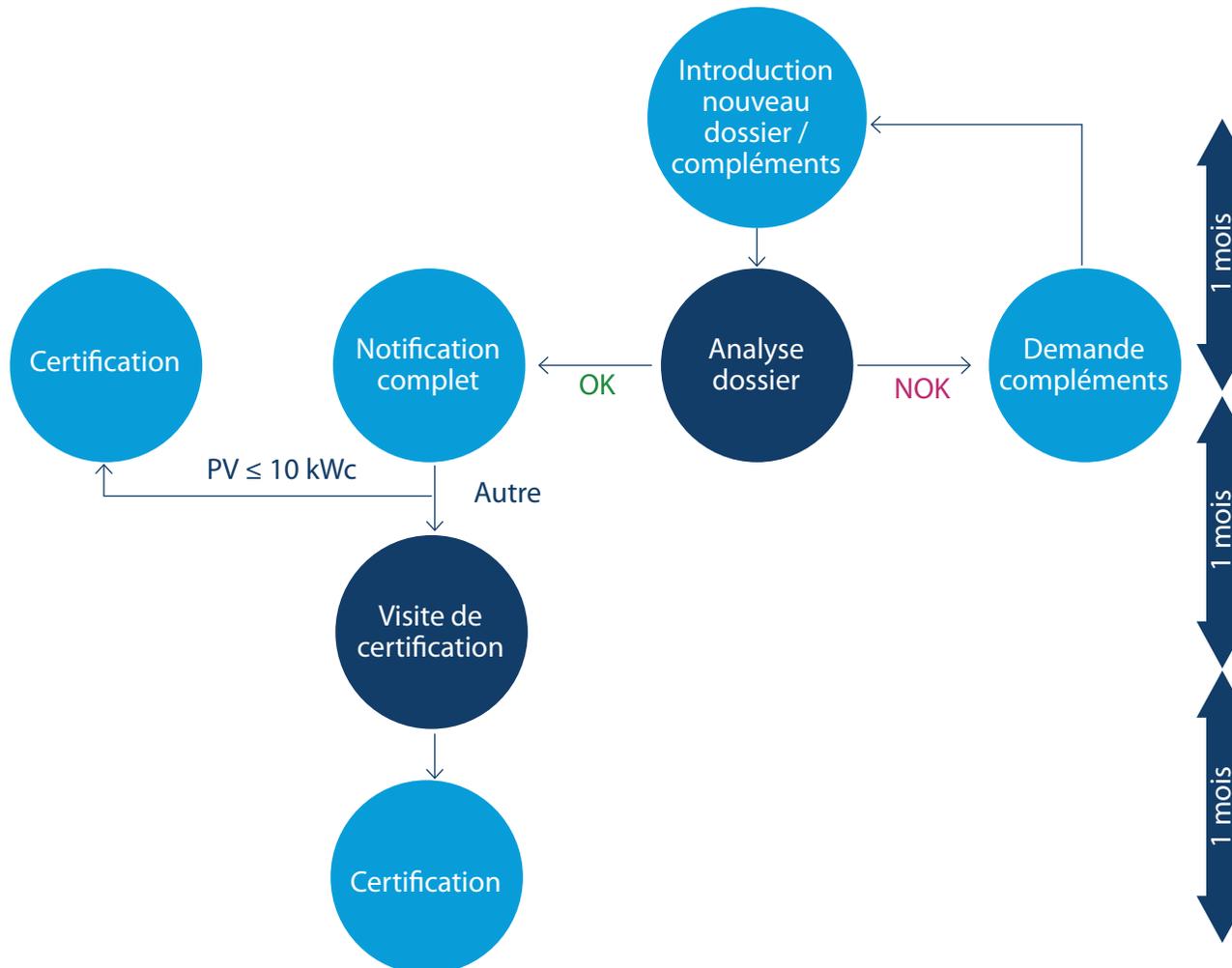
### 5.1.2 Certification des installations

Pour pouvoir bénéficier de CV, une installation de production d'électricité verte doit être préalablement certifiée. La Figure 14 illustre les étapes de la procédure de certification depuis l'introduction du dossier.

Après l'introduction du dossier, BRUGEL dispose d'un mois pour analyser si le dossier est complet et répond à toutes les exigences administratives et techniques. Le cas échéant, des compléments sont demandés et un nouveau délai d'un mois court à partir de la réception de ceux-ci. Dans le cas contraire, une notification « complet » est envoyée. Pour les

installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kWc, cette notification « complet » est accompagnée de l'attestation de conformité, qui confirme et clôture la certification. Pour toutes les autres installations, BRUGEL dispose d'un délai d'un mois pour effectuer la visite de certification. Lors de celle-ci, la conformité de la réalité sur le terrain par rapport au dossier est vérifiée, les compteurs d'énergie sont scellés et leurs index sont relevés. Si la visite ne révèle pas d'irrégularités, BRUGEL dispose ensuite d'un mois pour envoyer l'attestation de conformité, qui confirme et clôture la certification.

Figure 14: Procédure de certification



### 5.1.3 Plaintes et recours contre des décisions de BRUGEL

Il arrive que BRUGEL soit amenée à traiter une plainte ou un recours contre une de ses décisions concernant la certification et/ou l'octroi de CV.

En 2019, deux plaintes ont été traitées.

La première portait sur une demande de restitution des CV octroyés à une installation photovoltaïque qui aurait été vendue de manière illicite et des revenus associés. La seconde concernait la vente de certificats verts à un fournisseur et l'absence de paiement en retour malgré de multiples rappels.

Dans les deux cas, dès lors qu'il s'agissait d'une contestation portant exclusivement sur les droits civils, qui ne sont pas explicitement consacrés ni dans les ordonnances régissant les marchés de l'électricité et du gaz ni dans leurs arrêtés d'exécutions, et s'inscrivant dans des relations purement commerciales, le Service des litiges de BRUGEL a dû se déclarer incompétent.

Par conséquent, aucune suite n'a été donnée à ces plaintes par BRUGEL.

## 5.2 Octroi de certificats verts aux producteurs

Les CV octroyés sont directement liés à la production de l'installation, en fonction de la quantité de CO<sub>2</sub> évitée par rapport aux installations de référence. Cependant, pour certaines technologies, et suivant la date de mise en service de l'installation, des coefficients multiplicateurs (CM) sont appliqués au résultat de base de ce calcul, afin d'adapter le soutien à la réalité économique du marché et de créer un cadre suffisamment incitatif à l'investissement. L'introduction et l'évolution de ces CM sont reprises dans les Figure 5 (PV) et Figure 6 (Cogen).

La Figure 15 illustre l'évolution du nombre de CV octroyés par technologie pour les périodes de production 2010-2019. Le nombre de CV octroyés par BRUGEL pour l'électricité verte produite en 2019 a été de 542 410, soit une majoration de 94 194 CV (+ 21%) par rapport à 2018.

L'incinérateur de déchets a bénéficié de l'octroi de 117 566 CV, un nombre qui n'avait encore jamais été atteint depuis l'entrée en vigueur du nouvel arrêté électricité verte en février 2016. Malgré cette hausse de 6% par rapport à 2018, la part des CV octroyés captée par l'incinérateur de déchets CV diminue de 3%.

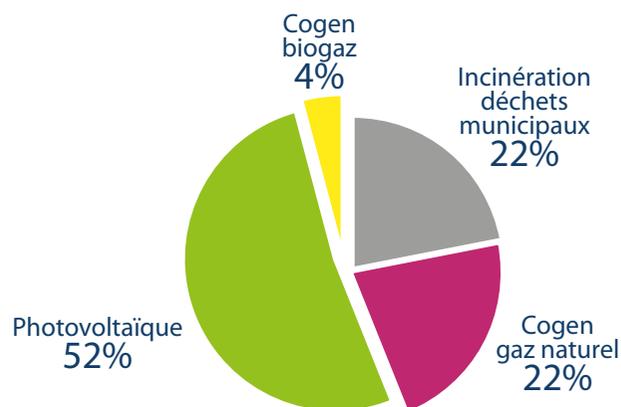
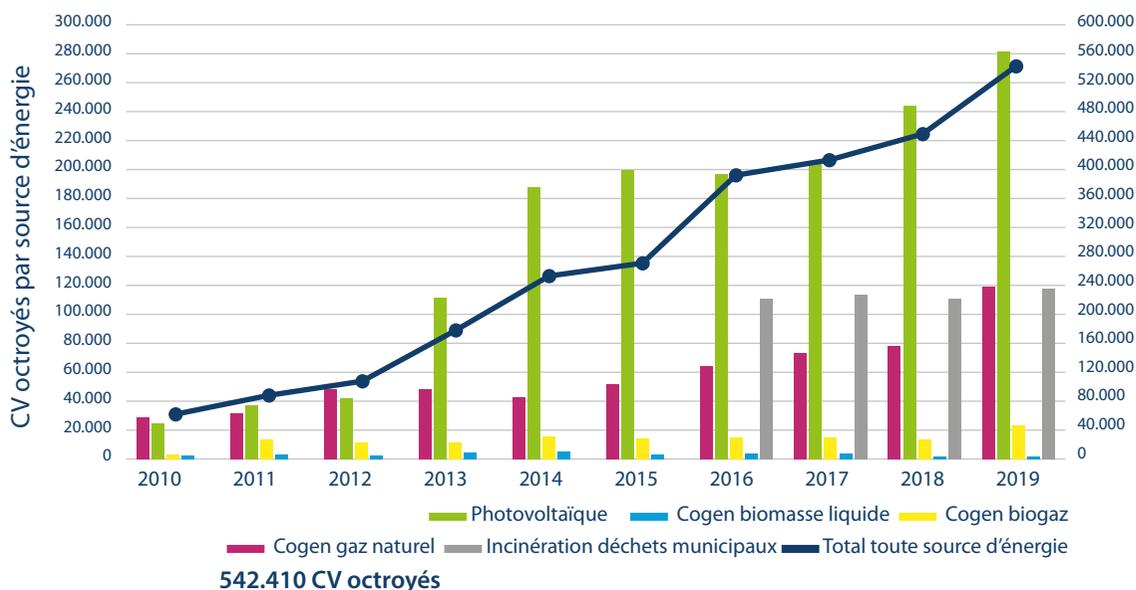
Les installations de cogénération au gaz naturel ont reçu 40 907 CV supplémentaires par rapport à 2018, soit une augmentation de plus de 52%. Par conséquent, la part de la cogénération au gaz naturel dans le nombre total de CV octroyés a progressé de 5% pour atteindre 22%.

En ce qui concerne les installations PV, la hausse du nombre de CV octroyés poursuit sa lancée. Après avoir augmenté de 18% en 2018, elle enregistre une hausse de 15% en 2019. Celle-ci accompagne le développement de la puissance installée (+35% en 2018 et +32% en 2019). Par conséquent, les installations PV continuent de capter la majorité des CV octroyés.

La cogénération au biogaz a reçu 67% de CV en plus, ce qui explique un accroissement de 1% dans l'octroi total.

Enfin, l'octroi de CV à la cogénération à la biomasse liquide a augmenté de 4%, mais cette technologie ne représente pas un pourcentage significatif du nombre de CV octroyés.

Figure 15: CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2019



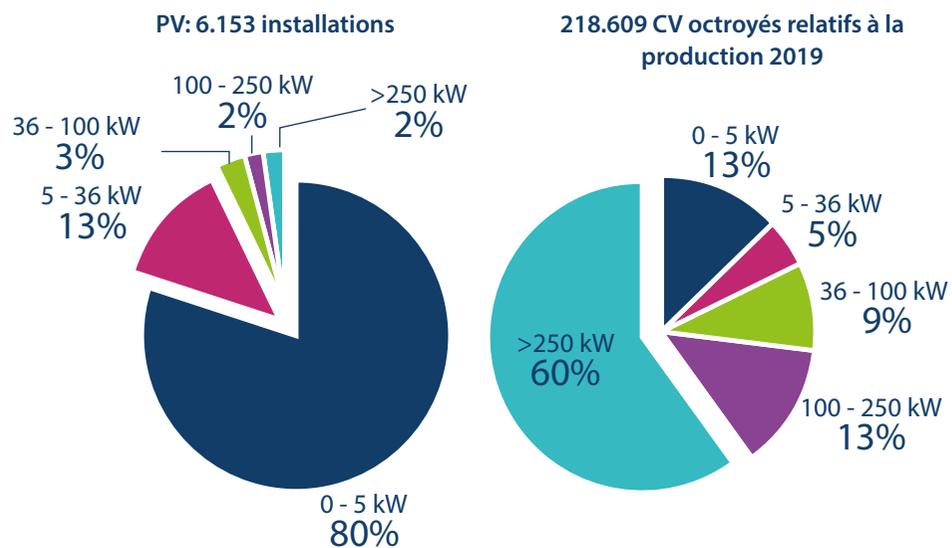
Comme illustré à la Figure 16, les installations PV de puissance inférieure ou égale à 5 kWc ont capté 13% des 281 609 CV octroyés à la filière PV. Ce pourcentage est 3% supérieur à la part de la production PV d'électricité verte fournie par ce segment (voir Figure 10) du fait de l'existence d'un coefficient multiplicateur plus élevé pour la catégorie de puissance inférieure ou égale à 5 kWc. Les installations de puissance supérieure à 250 kWc (2% des installations) ont capté 60% des CV octroyés à la filière PV.

En ce qui concerne la cogénération, la répartition des CV octroyés selon les catégories de puissance (Figure 17) diffère fortement de la distribution de la production d'électricité verte selon ces mêmes catégories (Figure 11). Les installations dont la puissance est comprise entre 5 et 15 kW, qui ne fournissent que 4% de la production d'électricité verte issue de la cogénération, captent 20% des CV octroyés à cette filière. À l'opposé, les installations de plus de 1 MWe produisent 66% de l'électricité verte issue

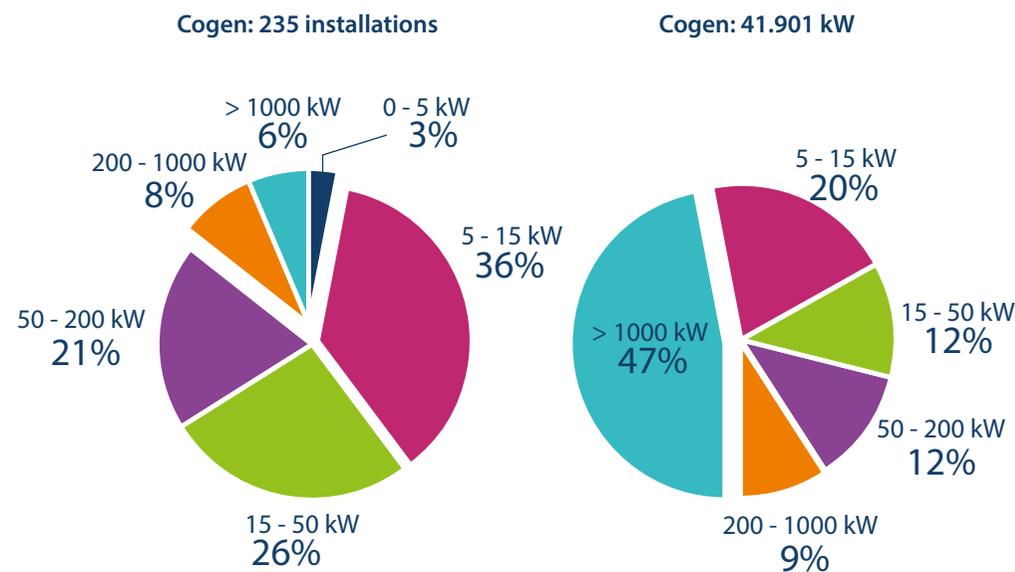
de la cogénération mais ne bénéficient que de 47% des CV octroyés à cette filière. Cet écart s'explique par l'existence d'un coefficient multiplicateur pour les petites installations plus de quatre fois supérieur à celui des grandes installations.

La combinaison des données de la Figure 9 et de la Figure 15 permet d'obtenir le taux d'octroi moyen par technologie, c'est-à-dire le nombre de CV par MWh octroyé pour cette technologie, dont l'évolution est illustrée à la Figure 18.

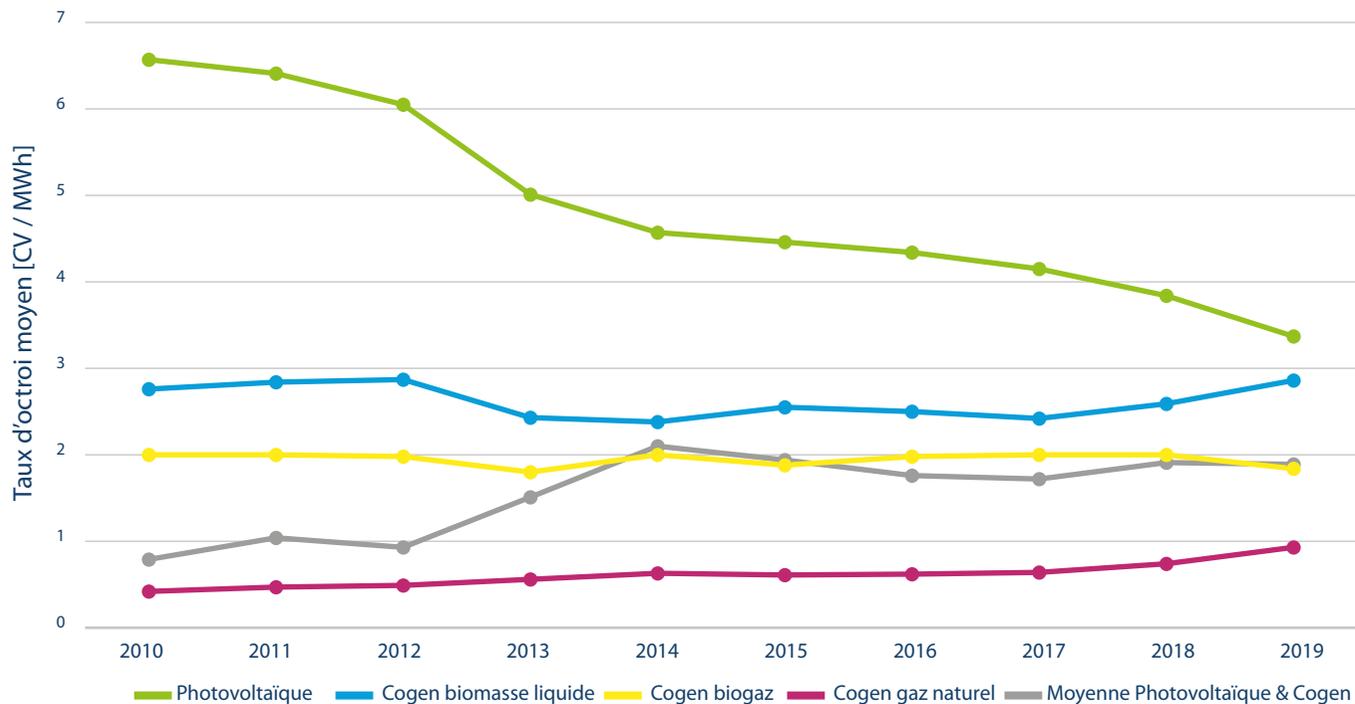
**Figure 16 : CV octroyés à la filière PV selon la catégorie de puissance des installations**



**Figure 17: CV octroyés à la filière Cogen selon la catégorie de puissance des installations**



**Figure 18: Évolution du taux d'octroi moyen par technologie durant la période 2010 - 2019**



Le taux d'octroi moyen des installations PV a continué à évoluer à la baisse, passant de 3,8 CV par MWh en 2018 à 3,4 en 2019. Le parc PV datant d'avant mi-2011 bénéficiant d'un taux d'octroi allant jusqu'à 7,27 CV par MWh, la diminution du taux d'octroi moyen se fait graduellement, au gré des nouvelles installations mises en service bénéficiant d'un taux d'octroi plus faible.

Le taux d'octroi moyen pour les installations de cogénération au gaz naturel est de 0,9 en 2019. Il poursuit son évolution

à la hausse entamée en 2018 à la suite de l'introduction de nouveaux coefficients fin 2017.

L'évolution du taux d'octroi des installations de cogénération au biogaz connaît un léger recul à 1,84 CV par MWh<sup>12</sup>. Lors des exercices précédents, seule une installation de cogénération au biogaz était en service en RBC. Cette dernière ayant été mise en service en 2010, et sa puissance électrique étant supérieure à 1 MWe, le nombre de CV pouvant lui être octroyés est plafonné à 2 CV par MWh net

d'électricité produite. Fin 2018, une deuxième installation de cogénération au biogaz d'une puissance électrique de 2 MWe a été mise en service. Les règles de calcul d'octroi de CV en vigueur à la date de sa mise en service limitent le nombre de CV pouvant lui être octroyés à 1 CV par MWh net d'électricité produit pour la tranche de la puissance électrique supérieure à 1 MWe. Ce changement des règles de calcul d'octroi de CV explique la baisse du taux d'octroi de cette filière.

Par ailleurs, le taux d'octroi est supérieur à celui des installations de cogénération au gaz naturel car la combustion du biogaz est neutre en CO<sub>2</sub>, de sorte que l'économie en CO<sub>2</sub> est donc plus importante que dans le cas du gaz naturel.

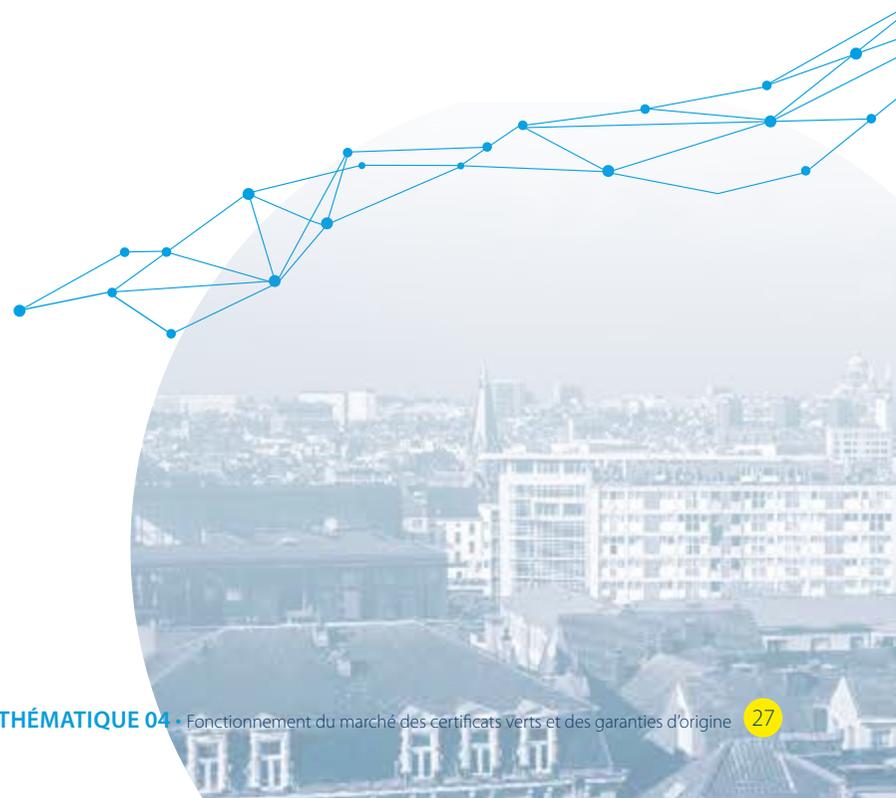
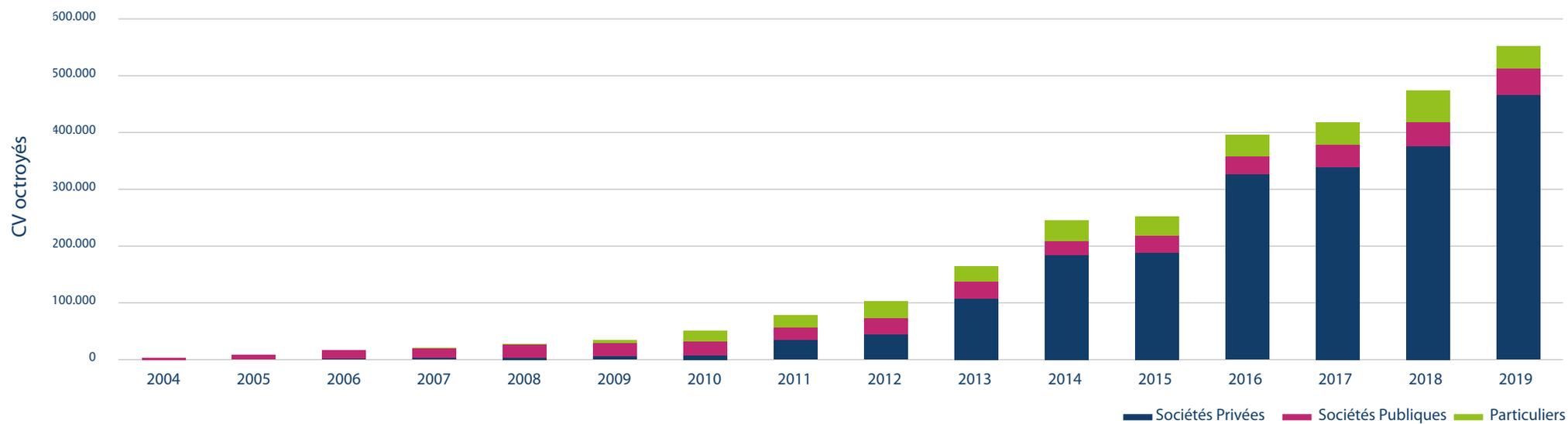
Les installations de cogénération à la biomasse liquide (huile de colza) bénéficient quant à elles, pour les mêmes raisons que le biogaz, d'un taux d'octroi également plus élevé que dans le cas du gaz naturel. Néanmoins, comme ces installations ont une puissance qui ne dépasse pas 1 MWe, leur taux d'octroi n'est pas plafonné et s'élève à 2,9 CV par MWh en 2019.

Les évolutions combinées des différents taux d'octroi pour les technologies PV et COGEN résultent en un taux d'octroi global moyen tiré légèrement à la baisse, de 1,91 CV/MWh en 2018 à 1,89 CV/MWh en 2019.

La Figure 19 montre la répartition des CV octroyés selon le type de titulaire. Lors de la période RQ 2019, la part des CV concédée à des particuliers, n'a été que de 7% tandis qu'elle était de 12% en 2018. Cette évolution s'explique par la réduction de 2% du pourcentage d'installations PV de moins de 6 kWc dans le nombre total d'installations PV. Ce chiffre est toutefois à prendre avec précaution étant donné que, comme mentionné ci-dessus, les ACP sont à ce stade erronément comptabilisées en tant que sociétés privées.

<sup>12</sup> La production 2019 de l'installation CHP00-0019 était en cours d'analyse pour l'octroi de CV au moment de la rédaction du présent rapport. Par conséquent, elle n'a pas été considérée dans le calcul du taux d'octroi moyen.

Figure 19: CV octroyés selon le type de titulaire



## 5.3 Marché des certificats verts

### 5.3.1 Évolution globale de l'activité du marché

Le tableau suivant contient les données chiffrées des transactions de CV des périodes retour quota 2017, 2018 et 2019<sup>13</sup> :

Après avoir connu une croissance significative de 18% lors de la période RQ 2018, le nombre de CV vendus a connu une hausse plus modérée de 4% lors de la période RQ 2019. Le nombre moyen de CV par transaction a légèrement baissé, passant de 156 CV en 2018 à 151 CV en 2019. Cela

découle du fait que la part des CV octroyés à des installations de cogénération de puissance inférieure ou égale à 15 kWe a fortement augmenté entre 2018 et 2019, passant de 9 à 20%. Toute technologie confondue, le pourcentage de CV octroyés à des installations de faible puissance a progressé, multipliant ainsi les transactions de petites quantités de CV.

**Tableau 2 : Analyse du volume et des prix des transactions**

Trimestre	Nombre de transactions		Nombre de CV vendus	Prix / CV Moyenne simple <sup>14</sup>		Prix / CV Moyenne pondérée <sup>15</sup>		Valeur des transactions [€]		
2017-T2	539	3.527	38.975	500.019	86,67	90,91	86,26	90,51	3.361.964	45.257.223
2017-T3	706		105.562		88,61		86,69		9.151.465	
2017-T4	1.053		159.626		90,80		88,25		14.087.067	
2018-T1	1.229		195.857		94,20		95,26		18.656.727	
2018-T2	568	3.795	84.770	592.291	95,21	95,29	92,67	93,07	7.855.342	55.122.059
2018-T3	485		94.283		93,79		89,80		8.466.326	
2018-T4	1.375		202.768		95,78		94,66		19.193.529	
2019-T1	1.367		210.471		95,37		93,16		19.606.862	
2019-T2	729	4.053	76.619	613.816	94,59	94,56	92,95	94,00	7.122.011	57.697.015
2019-T3	981		153.083		94,53		93,65		14.336.395	
2019-T4	1.199		180.368		94,41		93,02		16.777.620	
2020-T1	1.144		203.745		94,72		95,52		19.460.988	

L'évolution du nombre de CV vendus ainsi que celle de la moyenne des prix simple et pondéré sont illustrées à la Figure 20<sup>16</sup>.

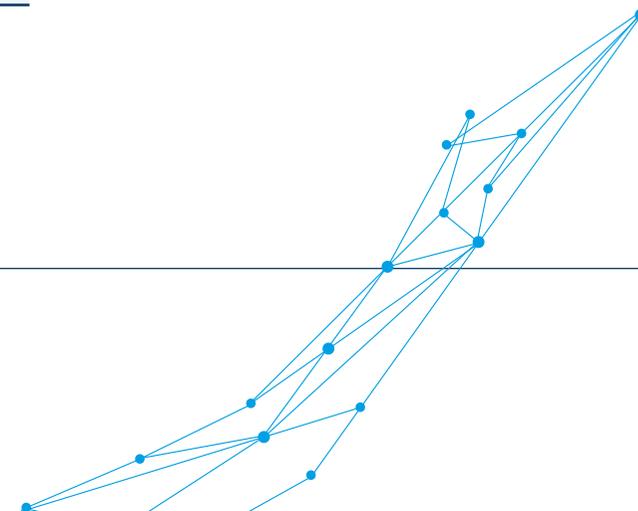
Durant la période RQ 2019, conformément à ce qui avait été observé les années précédentes, le nombre de CV vendus a augmenté au fil des trimestres à mesure que la date butoir de la période se rapprochait. Néanmoins, depuis 2017, la balance tend à s'équilibrer entre le premier et le deuxième semestre de la période retour quota. Le pourcentage de CV vendus lors du premier semestre est passé successivement de 29% en 2017 à 30% en 2018, puis à 37% en 2019. Cet étalement de la demande en CV est allé de pair avec une stabilisation du prix des CV. Cette évolution témoigne d'une certaine volonté d'anticipation de la part des fournisseurs.

<sup>13</sup> Une période retour quota X court du 1<sup>er</sup> avril de l'année X au 31 mars de l'année X+1.

<sup>14</sup> Ce prix correspond au prix moyen par transaction, chaque transaction ayant le même poids.

<sup>15</sup> Ce prix correspond au prix moyen par transaction, pondéré par le nombre de CV par transaction.

<sup>16</sup> Notons que les prix sont basés sur l'information qui nous est communiquée par le vendeur lors de l'encodage de la transaction.



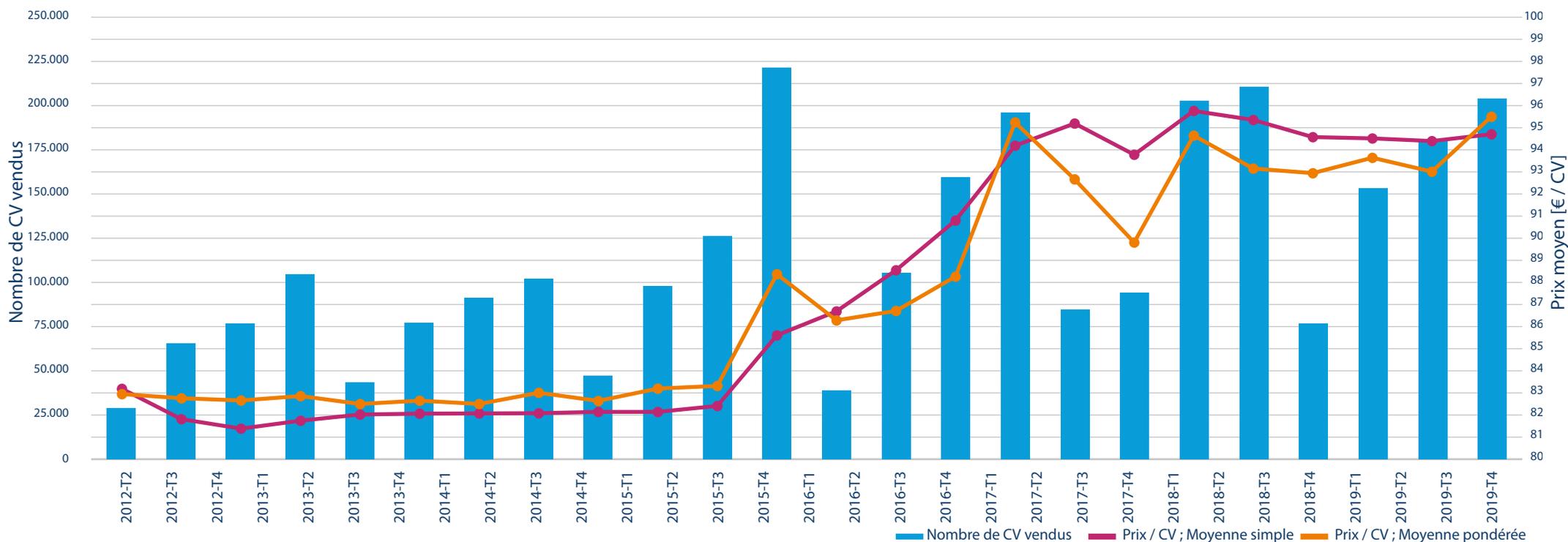
Comme en 2017 et 2018, le prix moyen simple des CV a une nouvelle fois été supérieur au prix moyen pondéré des CV. Cette différence s'explique par des contrats longue durée conclus entre fournisseurs et propriétaires d'installations recevant un nombre élevé de CV. Le fait que le prix des CV fixé dans ces contrats soit inférieur à celui du marché spot<sup>17</sup> a tiré le prix moyen pondéré vers le bas, en-dessous du prix moyen simple. Cette différence de prix est toutefois limitée au regard de l'écart relativement faible entre le prix moyen pondéré et le prix moyen simple.

En revanche, lors du quatrième trimestre de la période, alors que le prix moyen simple est resté relativement constant, le prix moyen pondéré des CV a fortement augmenté et l'a dépassé. Ce dernier est monté à 95,52 €, son plus haut niveau jamais enregistré. Il se trouve que davantage de transactions volumineuses ont été conclues sur le marché spot en fin de période (voir Figure 24) et que comme expliqué au chapitre 5.3.2, plus le nombre de CV impliqués dans les transactions est important, plus le prix des CV tend à être élevé. Cette hausse de transactions volumineuses

en fin de période peut s'expliquer, d'une part, par l'activité plus importante des intermédiaires qui regroupent les CV de plusieurs installations, et d'autre part, par l'activité de producteurs détenteurs de volumes importants de CV et ayant attendu avant de les vendre.

La valeur totale des transactions gérées par BRUGEL est obtenue en multipliant le nombre de CV vendus par la moyenne pondérée du prix par CV. Cette valeur a augmenté de 4,7% entre les exercices 2018 et 2019, franchissant ainsi le seuil de 57 millions d'euros.

**Figure 20: Évolution globale des volumes et des prix de marché durant les six dernières années**



<sup>17</sup> Le prix spot des CV est le prix en vigueur dans le marché au comptant (transactions immédiates).

### 5.3.2 Évolution détaillée de l'activité du marché durant le retour quota 2019

La Figure 21 illustre l'activité du marché durant la période RQ 2019 de manière plus détaillée. On y constate une activité cyclique trimestrielle, articulée autour des périodes d'octroi qui suivent l'encodage des index par les producteurs. Le prix moyen simple est resté très stable sur toute la durée de la période RQ, à un niveau oscillant autour de 94,5 €. Le niveau de prix de 100 € par CV a été atteint à 32 reprises tout au long de la période RQ contre 192 lors de l'exercice précédent. Le prix maximum observé a été de 105,35 € par CV, ce qui constitue une diminution de 11,75 € par rapport

au prix atteint en 2018. Il a été relevé lors du troisième trimestre 2019, pendant la semaine du 8 juillet.

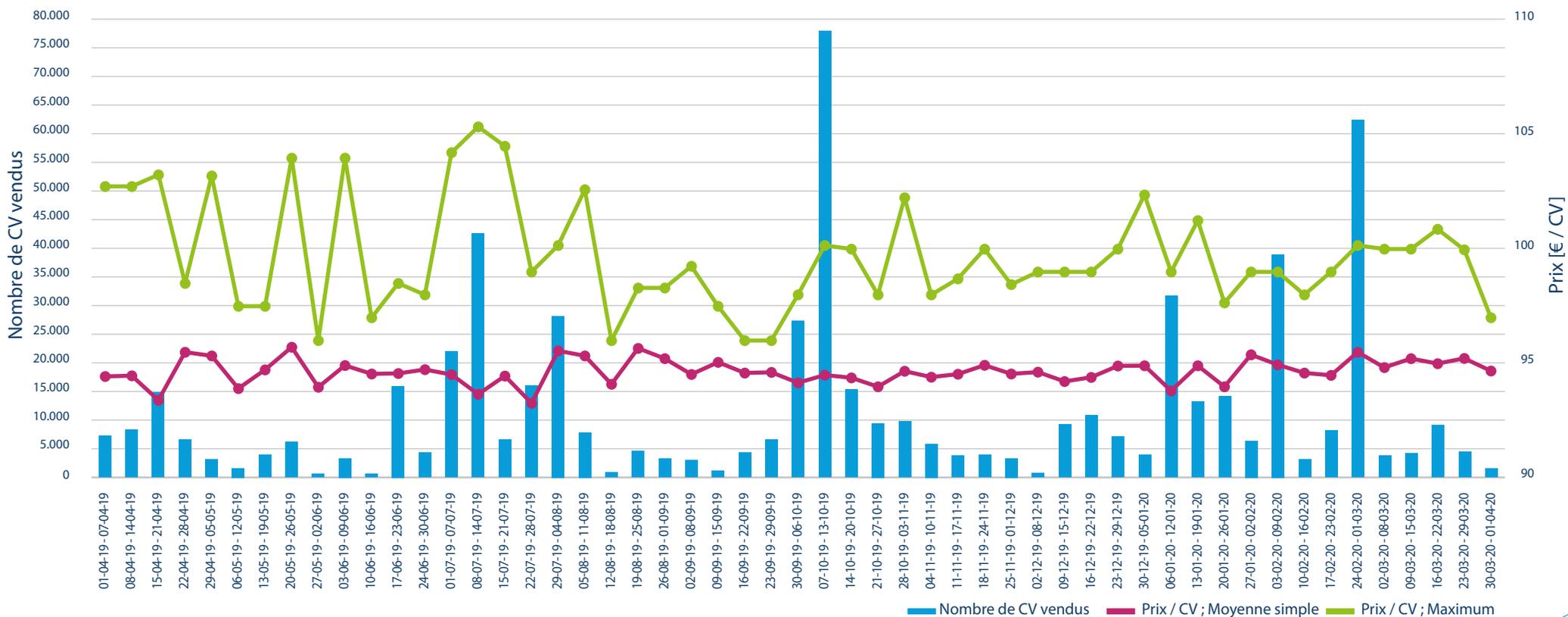
Pour un fournisseur tenu par l'obligation de RQ, payer un prix par CV supérieur au montant de l'amende (100 €) reste jusqu'à un certain niveau plus intéressant que de payer ladite amende. En effet, l'achat de CV sur le marché est fiscalement plus intéressant que le paiement d'une amende, qui constitue un coût non déductible.

Le nombre de CV vendus lors du dernier trimestre de la période RQ 2019 a diminué par rapport à 2018, alors que le nombre total de CV vendus sur la période a augmenté.

Cette observation ainsi que la stabilisation du prix des CV confirment l'adoption d'un comportement plus prévoyant de la part des fournisseurs ainsi qu'une certaine amélioration de la liquidité du marché par rapport à 2018. Les fournisseurs ne semblent à priori pas avoir connu de difficulté particulière pour atteindre leur quota.

Par ailleurs, comme déjà observé lors des années précédentes, la fin de période RQ 2019, a, selon l'avis de BRUGEL, été marquée par une réelle intégration de certains producteurs de la dynamique de marché. Ceci s'est manifesté entre autres par une négociation plus ardue des CV détenus et/ou la temporisation de la vente en vue de l'obtention

Figure 21 : Évolution détaillée des volumes et des prix de marché durant la période retour quota 2019



d'un meilleur prix. Plusieurs intermédiaires ont également participé et accentué cette dynamique, en agrégeant de petits volumes de CV dans des paquets plus intéressants.

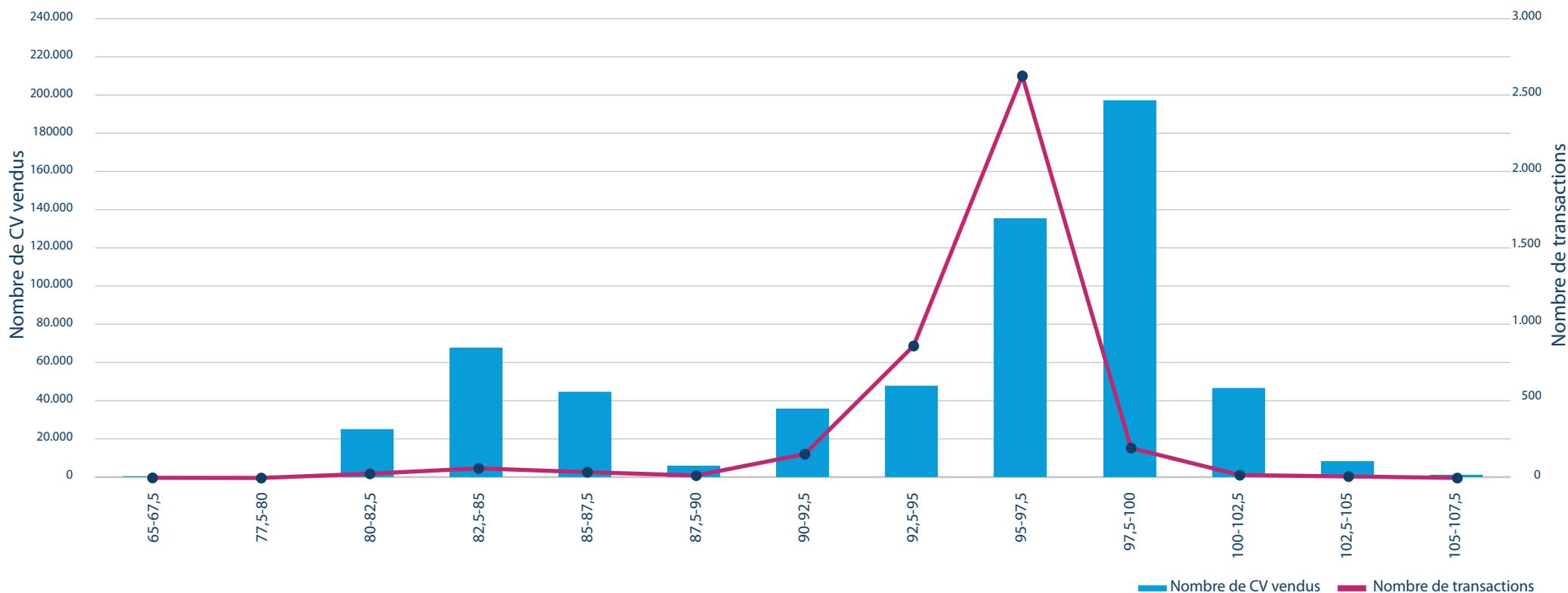
Comme illustré à la Figure 22, plus de 70% des 4 053 transactions de la période RQ 2019 ont été conclues à un prix entre 95 et 100 € par CV. Ces transactions ont représenté 54% du nombre total de CV vendus, soit une moyenne de

117 CV par transaction. 32 transactions ont été conclues à un prix supérieur ou égal à 100 € par CV, pour un volume total de 55 689 CV, soit une moyenne de 1 740 CV par transaction. Ces chiffres montrent que les fournisseurs sont prêts à payer davantage pour les transactions impliquant un grand nombre de CV. Par ailleurs, 149 transactions ont été conclues à un prix compris entre 80 et 90 € avec une moyenne de 957 CV par transaction. Comme mentionné ci-dessus, ces chiffres

s'expliquent en partie par les contrats longue durée conclus entre fournisseurs et propriétaires de grandes installations.

Il est à noter également que le nombre de transactions conclues à un prix très élevé (supérieur à 105 €) a considérablement diminué entre 2018 et 2019, passant de 15 à 1 transaction pour des volumes de CV de respectivement 8 571 et 904.

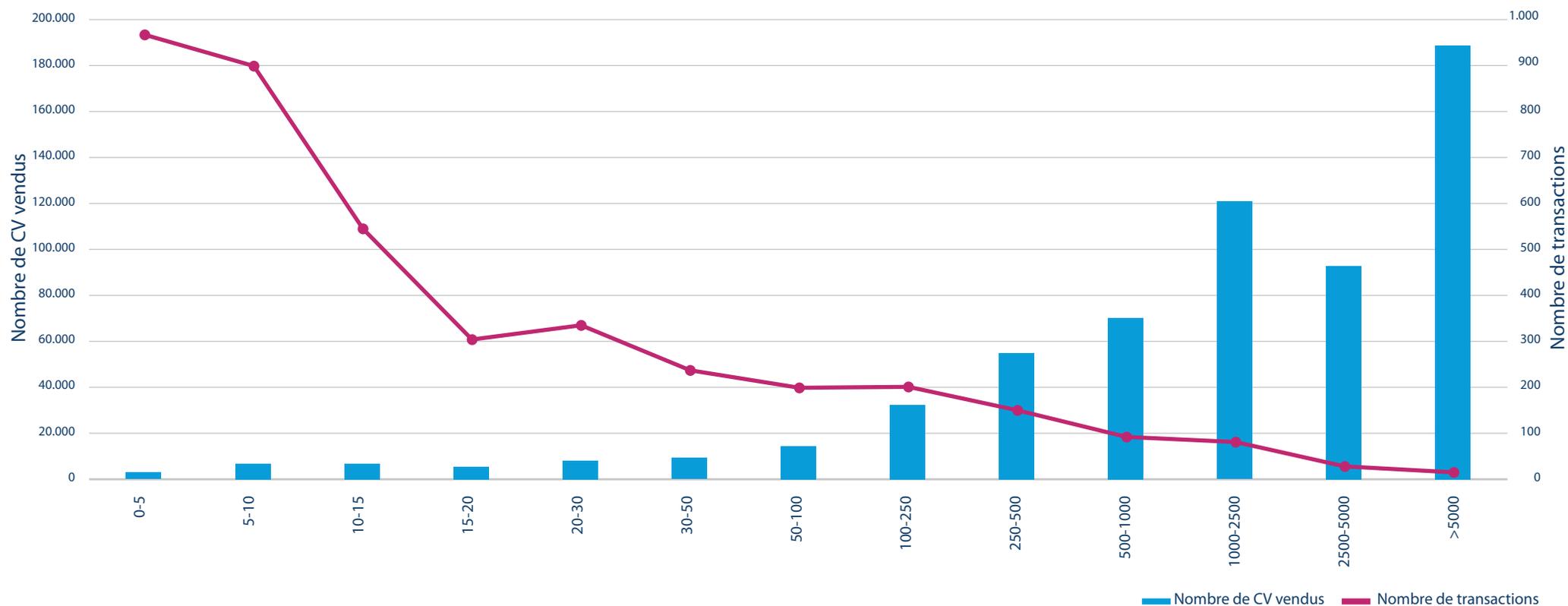
**Figure 22: Vente des CV en fonction du prix par CV**



La Figure 23 indique le nombre de transactions en fonction de leur volume de CV. En 2019, 75% des transactions ont concerné moins de 30 CV, représentant moins de 5% du volume total des CV vendus. À l'autre extrémité, 9% des transactions concernent plus de 250 CV, mais elles constituent à elles seules près de 86% du volume total des ventes. Ceci est à l'image du parc de production qui, en termes de nombre

d'installations, est constitué en grande partie de petites installations photovoltaïques. Celles-ci génèrent ensuite une grande quantité de petites transactions sur le marché des CV. En 2019, le nombre moyen de CV par transaction pour les transactions de moins de 30 CV était de 10 CV, au contraire des transactions de plus de 250 CV, qui affichaient une moyenne de 1442 CV par transaction.

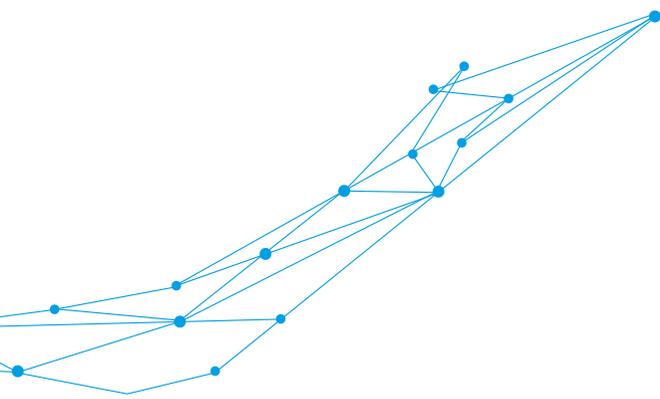
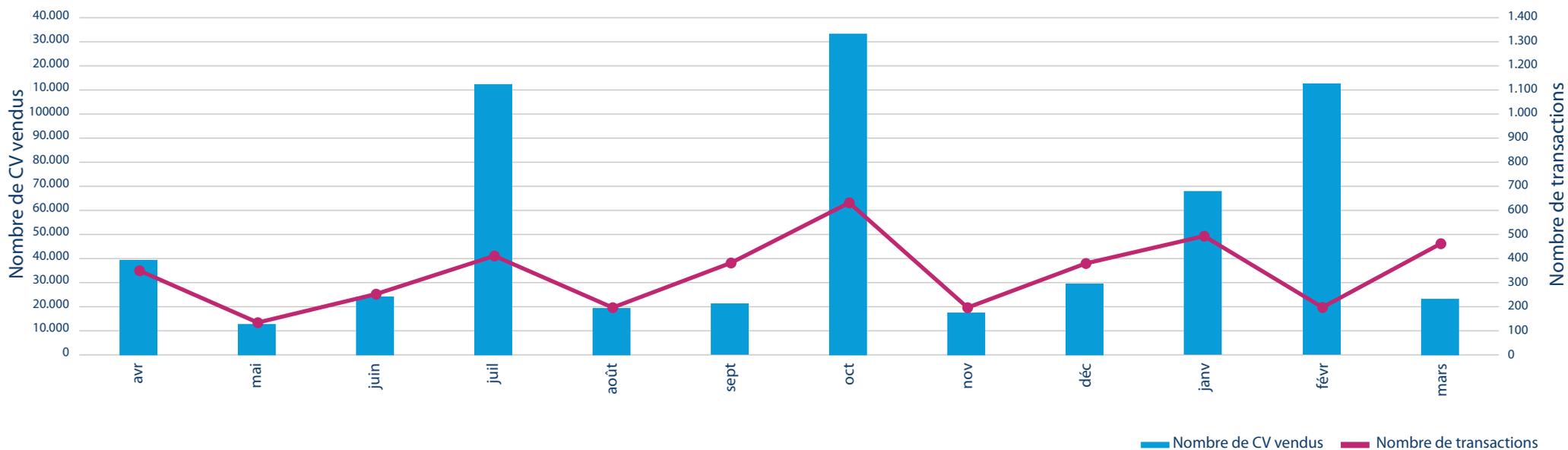
**Figure 23: Transactions en fonction du nombre de CV vendus**



La Figure 24 illustre un calendrier mensuel des transactions et du nombre de CV vendus. L'activité cyclique trimestrielle, articulée autour des périodes d'octroi qui suivent l'encodage des index par les producteurs, y apparaît à nouveau très clairement. Par ailleurs, le nombre moyen de CV vendus

par transaction durant le mois de février est de 577 alors que la moyenne sur la période RQ n'est que de 151, comme mentionné au chapitre 5.3.1. Cette observation confirme le fait qu'en fin de période, davantage de transactions volumineuses ont été conclues.

**Figure 24: Calendrier des transactions**



## 5.4 Retour quota de certificats verts par les fournisseurs

Le quota pour 2019 s'élevait à 9,2% (+ 0,7% par rapport à 2018). Appliqué à la fourniture totale en Région de Bruxelles-Capitale en 2019, qui était de 4 897 029 MWh (- 3,7% par rapport à 2018), cela représente un nombre de 450 526 CV, que l'ensemble des fournisseurs d'électricité devaient soumettre à BRUGEL pour annulation.

Les obligations de RQ ont été satisfaites à 100% pour la période RQ 2019. La Figure 25 illustre le nombre de CV qui devait être rendu à BRUGEL par fournisseur, et le nombre de CV qui a été effectivement annulé. En 2019, tous les fournisseurs sans exception ont rempli 100% de leur obligation de RQ. Ceci est représenté par la courbe verte (lecture sur l'axe vertical droit).

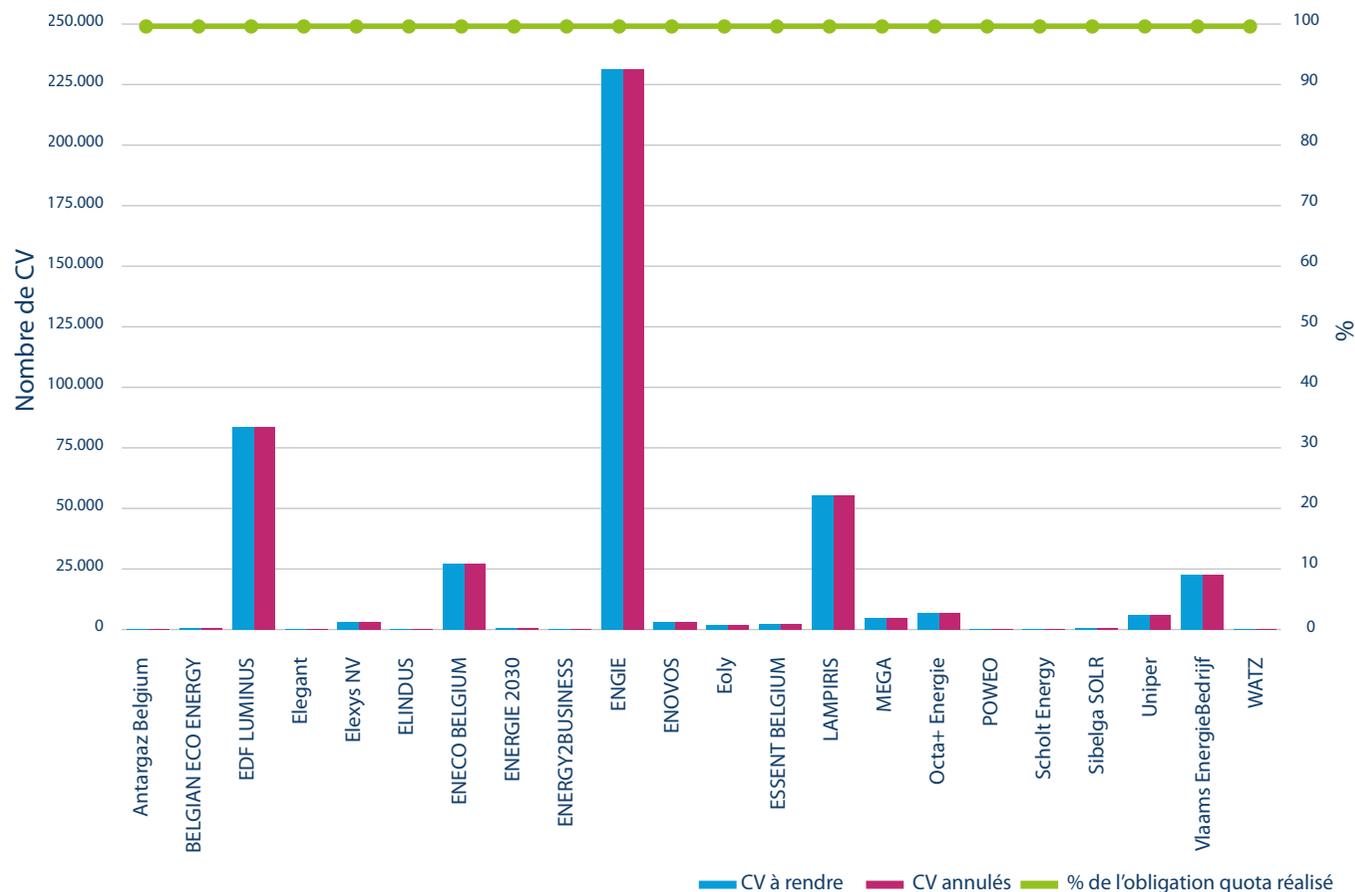
Les obligations quotas ont été réalisées en utilisant exclusivement des CV bruxellois étant donné que la possibilité d'importation de CV wallons a expiré en mai 2015.

La Figure 26 illustre pour les périodes RQ 2018 et 2019 l'évolution du volume de CV total présent dans le marché, par type d'acteur les ayant en portefeuille. Elle indique également le nombre total de CV à atteindre par l'ensemble des fournisseurs. Le volume total de CV augmente avec le temps, en fonction des octrois réalisés au fil des mois.

Les fournisseurs ont entamé la période de RQ 2019 en ayant déjà dans leurs portefeuilles 11% des CV à rendre pour satisfaire à l'obligation globale de RQ. C'est 3% de plus que lors de l'exercice précédent.

Au 1<sup>er</sup> novembre 2019, les fournisseurs dans leur ensemble avaient acquis 78% des CV à rendre. À la même date lors de l'exercice précédent, ce pourcentage n'était que de 60%. Cette progression de 18% confirme la volonté d'anticipation des fournisseurs ainsi que l'amélioration de la liquidité du marché.

Figure 25: Retour quota de CV 2019, par fournisseur



Au 1<sup>er</sup> mars 2020, le gisement total de CV sur le marché dépassait de 174 320 CV le nombre total de CV à rendre. L'ensemble des fournisseurs possédait un surplus de 82 171 CV par rapport à leurs obligations et avait déjà annulé 22 421 CV.

Il est à noter que le nombre de CV en possession des fournisseurs au lendemain de la clôture de la période RQ a connu une forte augmentation par rapport aux années précédentes, tant en valeur absolue qu'en pourcentage du nombre de CV à annuler (voir Tableau 3). On peut en déduire que le ratio offre/demande a été tel que les fournisseurs n'ont pas éprouvé de sérieuses difficultés à trouver suffisamment de CV sur le marché.

Le stock résiduel de CV sur le marché est passé de 69 591 à la clôture de la période 2017 à 120 148 à la clôture de la période 2018. En conséquence, à l'entame de la période de RQ 2019, le pourcentage de CV disponibles sur le marché par rapport au nombre de CV à rendre est passé à 27%, alors qu'il n'était que de 16% en 2018.

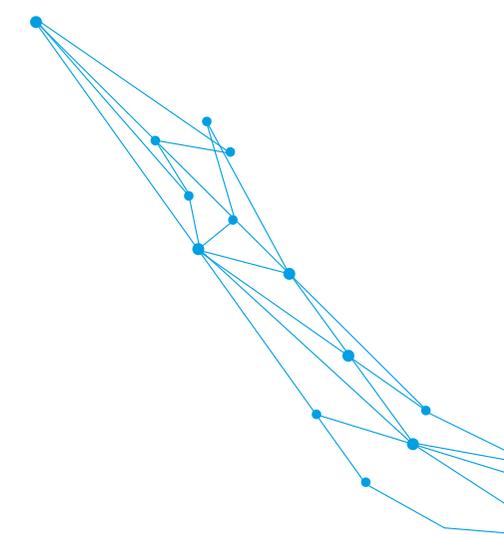
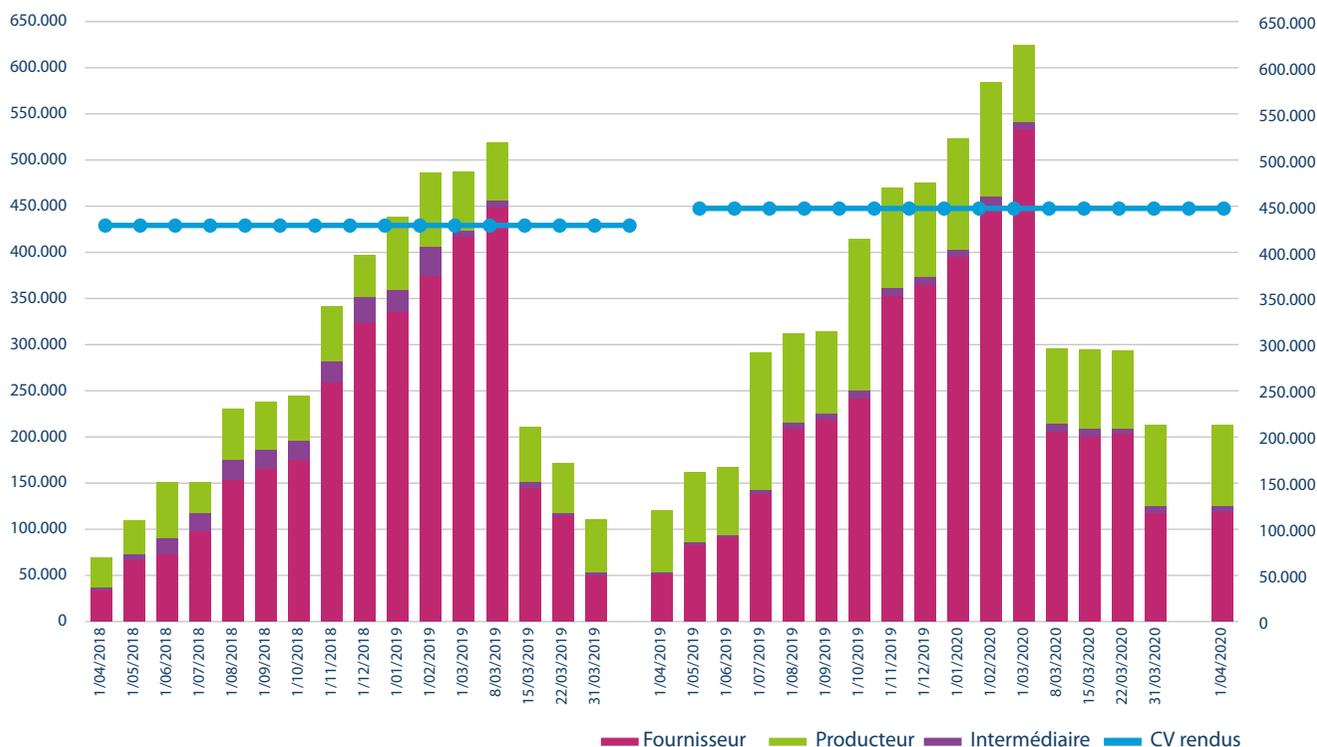
Dès le 1<sup>er</sup> novembre 2019, le marché contenait plus de CV que nécessaire pour que les fournisseurs puissent satisfaire à leurs obligations RQ de la période 2019. Pour la période 2018, ce seuil n'avait été franchi que le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

Par ailleurs, le stock résiduel de CV sur le marché à la fin de la période RQ 2019 était de 212 876. Cela représente un surplus de 47% par rapport au nombre de CV à rendre. Ce pourcentage n'était que de 26% à la clôture de la période 2018.

Ces constatations traduisent une amélioration de la liquidité du marché des CV.

À la lumière de cette analyse, BRUGEL estime qu'il n'y a pas eu de déficit structurel dans le marché pour la période RQ 2019. En outre, l'augmentation de la liquidité du marché des CV s'est traduite par une stabilisation du prix moyen simple des CV et par des prix maximums moins élevés et moins fréquents. Par ailleurs, des mesures ayant pour objectif l'optimisation continue du fonctionnement du marché sont à considérer et sont à l'étude ou en cours d'adoption à l'heure actuelle. Ces mesures visent principalement à rendre le marché plus transparent pour faciliter la rencontre de l'offre et de la demande.

**Figure 26: Évolution des portefeuilles CV des acteurs de marché durant la fin de la période retour quota**



**Tableau 3: CV sur le marché et comptes fournisseurs après RQ**

Période retour quota	# CV à rendre	Taille du marché		Comptes fournisseurs après RQ	
		#	Excédent p/r au # CV à rendre	#	Excédent p/r au # CV à rendre
2016	429 256	480 225	11%	30 010	7%
2017	400 773	469 727	17%	33 194	8%
2018	432 099	542 944	26%	50 320	12%
2019	450 526	663 402	47%	117 757	26%

## 5.5 Coût du système pour le consommateur

Les fournisseurs répercutent le coût de leur obligation légale de RQ de CV sur l'ensemble de leurs clients finaux.

En tout état de cause, le coût maximal du système est bien connu et est établi par le produit du nombre de CV total que les fournisseurs doivent remettre pour satisfaire à leur obligation de quota et le coût maximal par CV. En développant cela en prenant comme hypothèse un coût maximal qui équivaut au prix de l'amende situé à 100 €, on déduit que le coût maximal du système pour le consommateur, exprimé en € par MWh prélevé, se résume au produit du quota par l'amende.

Les quotas étant connus jusque 2025, le coût maximal du système peut également en être déduit ; celui-ci est illustré dans la Figure 27. Pour 2019, le coût maximal était de 9,2 € par MWh consommé, ce qui revenait à 18,7 € par an pour un consommateur médian en Région de Bruxelles-Capitale consommant 2 036 kWh et à 32,2 € par an pour un consommateur standard européen de type DC1 consommant 3 500 kWh. En 2016, les quotas avaient été augmentés pour tenir compte de l'octroi de CV aux turbines vapeur couplées à l'incinérateur et pour absorber une partie du stock CV 2015, ce qui explique le bond du coût du système dans la figure ci-dessous. À partir de 2017, les quotas ont repris une trajectoire linéaire à la hausse jusqu'en 2025.

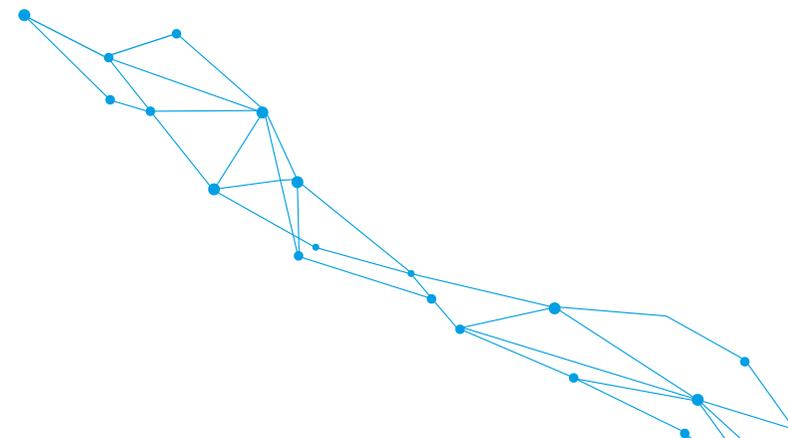
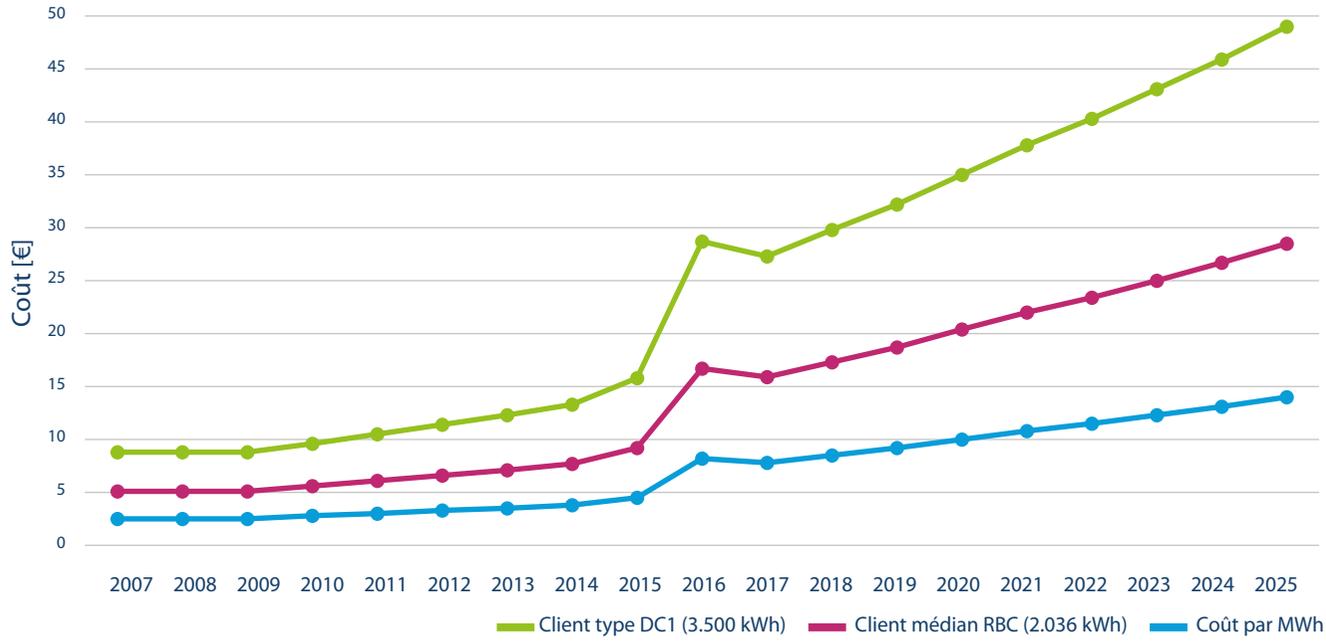


Figure 27: Coût maximal du système des CV pour le consommateur



# 6 Les garanties d'origine comme outil de traçabilité de l'électricité verte

## 6.1 Contexte

Une garantie d'origine (GO) est un outil de traçabilité mis en place au niveau européen visant à fournir au consommateur final des informations utiles sur l'origine de l'électricité consommée et, par ce biais, à promouvoir la consommation d'électricité verte.

Une garantie d'origine est émise par MWh d'électricité verte produite et contient toutes les caractéristiques (type de source, technologie, origine géographique, date de production) de cette unité d'électricité. Les GO peuvent être véhiculées indépendamment du flux physique et économique de l'électricité. Un système comptable de traçabilité a ainsi été instauré pour une période donnée au niveau européen. La quantité d'électricité verte fournie aux clients doit correspondre à la somme des GO octroyées ayant les mêmes caractéristiques.

En Région de Bruxelles-Capitale, c'est dans le cadre de la transposition des directives européennes sur l'énergie renouvelable qu'un marché de GO a été créé par l'arrêté du Gouvernement bruxellois du 19 juillet 2007, modifiant l'arrêté du 6 mai 2004. Au niveau de l'octroi, celui-ci prévoit que la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération à haut rendement soit prise en compte pour l'octroi des GO à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2007, à condition que l'installation soit certifiée à partir de cette date. La certification effectuée pour bénéficier des CV est valable également pour l'octroi de GO. Les fournisseurs sont tenus de remettre chaque année le nombre de GO correspondant à la part verte de l'électricité qu'ils ont fournie.

Il est important que BRUGEL s'assure que les GO octroyées ou importées aient été accordées, gérées et transférées selon des règles claires, transparentes et robustes. Pour ce faire, BRUGEL fait partie depuis 2008 de l'« Association of Issuing Bodies » (AIB : <http://www.aib-net.org>), une association européenne sans but lucratif qui a pour but d'établir des règles communes pour la certification et le contrôle des installations et pour l'octroi, la gestion et le transfert des GO mais aussi d'assurer l'interconnexion des bases de données gérant les GO via un HUB commun.



## 6.2 Octroi de garanties d'origine

En 2019, quasi toutes les installations de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale étaient auto consommatrices de leur électricité ou assimilées<sup>18</sup>. Dans ce cas, les GO octroyées sont automatiquement annulées et

sont en conséquence inutilisables (« non transférables »). Le nombre de GO ainsi octroyées et immédiatement annulées correspond donc à l'électricité produite hors incinérateur (voir la Figure 9 de ce rapport).

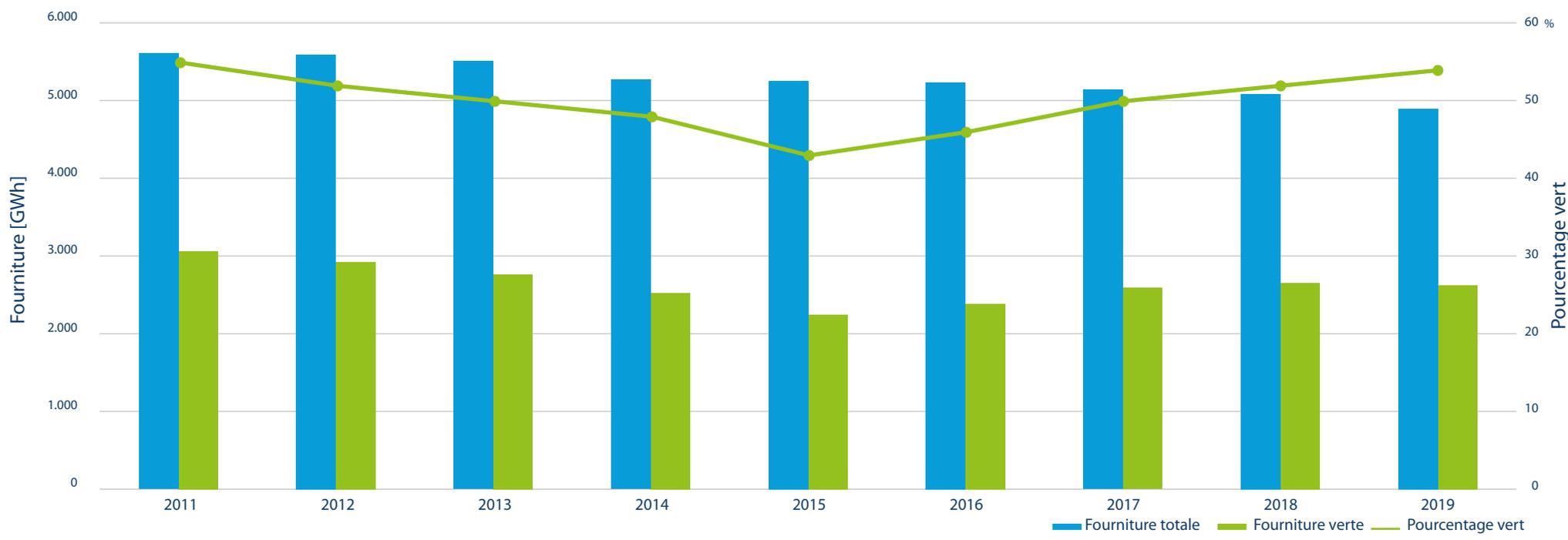
Par ailleurs, la fraction organique de l'électricité injectée sur le réseau produite par incinération de déchets municipaux est la seule à bénéficier de GO transférables en 2019. 117 566 GO ont ainsi été octroyées.

## 6.3 Fourniture d'électricité verte

La Figure 28 illustre l'évolution de la fourniture verte<sup>19</sup>, attestée par des GO soumises par les fournisseurs, par rapport à la fourniture totale en Région de Bruxelles-Capitale.

Le pourcentage de la fourniture verte est en progression depuis 2015 et a atteint 53,63% en 2019.

Figure 28: Fourniture verte attestée par des GO



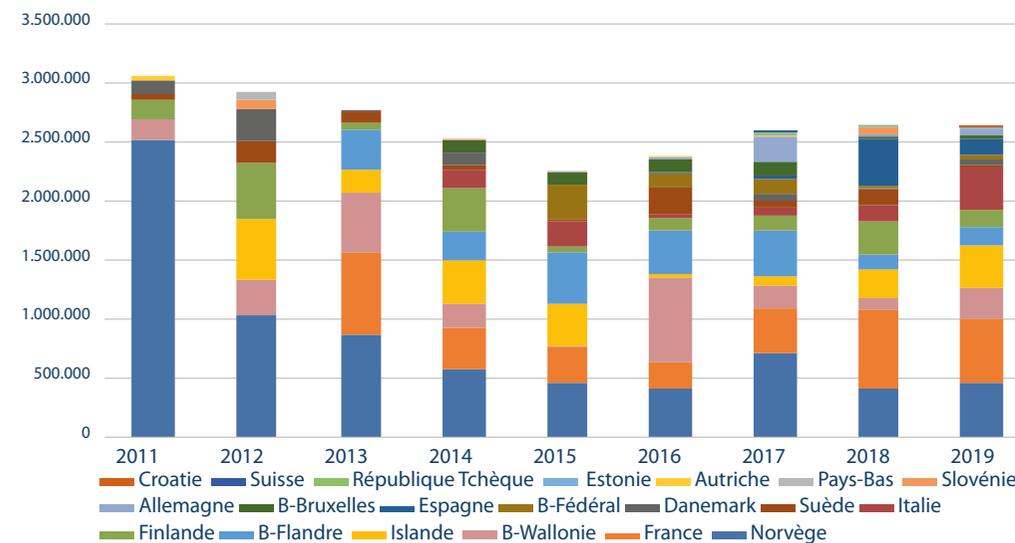
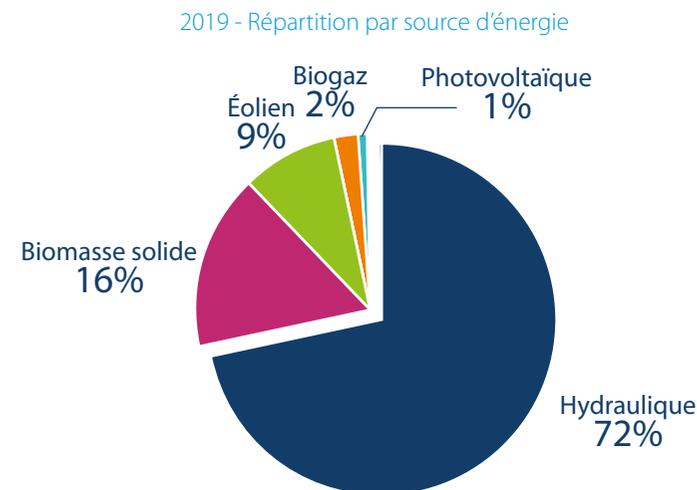
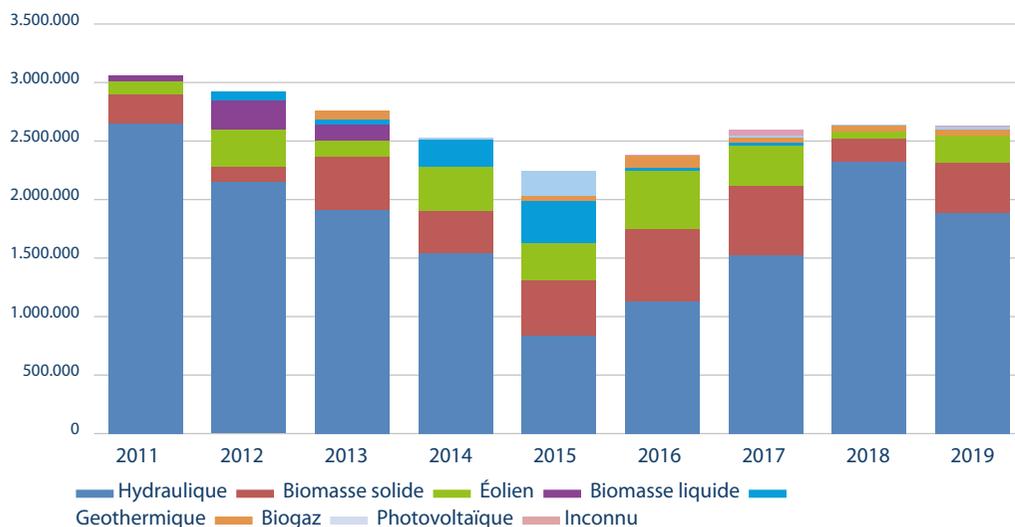
18 Une installation photovoltaïque bénéficiant du principe de compensation est assimilée à une installation autoconsommant toute son électricité.

19 Uniquement la fourniture purement renouvelable a été considérée dans le présent graphique, donc pas les GO issus de la cogénération fossile.

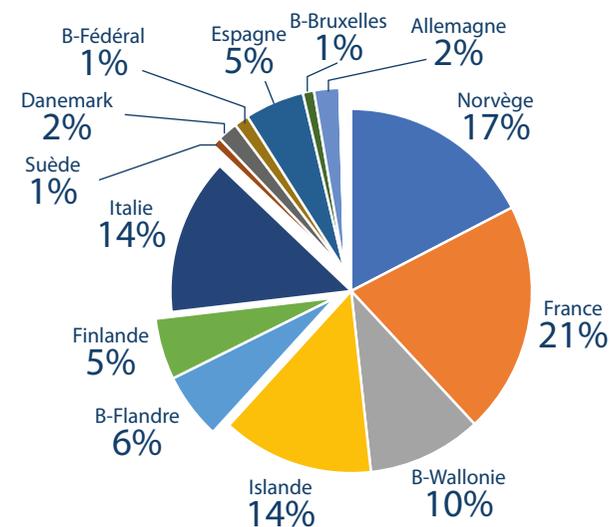
Comme il n'y a, tel que mentionné plus haut, qu'une seule installation bruxelloise qui a bénéficié de GO utilisables pour sa production en 2019, les fournisseurs sont donc principalement amenés à importer des GO venant de

l'extérieur de la Région de Bruxelles-Capitale pour attester de l'origine de leur fourniture d'électricité verte. La Figure 29 illustre la source énergétique ainsi que l'origine géographique des GO soumises pour la période 2011-2019.

**Figure 29: Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC durant la période 2011-2019**



2019 - Répartition par origine géographique



2 626 354 GO ont été soumises en 2019. Ce chiffre est en très léger recul par rapport à 2018 mais la fourniture totale diminue davantage. C'est pourquoi le pourcentage de la fourniture verte est en hausse.

Après avoir augmenté de 2015 à 2018, la part des GO de type hydraulique a reculé de 88% à 72% en 2019. Cette diminution se fait au profit des GO de type biomasse solide et éolien dont la part a augmenté respectivement de 9% et 7%. Au niveau de l'origine géographique, la France occupe la première place devant la Norvège, l'Italie et l'Islande, avec respectivement 21%, 17%, 14% et 14% des GO utilisées en 2019. Il est à noter que le nombre de GO d'origine bruxelloise soumis en 2019 est nettement inférieur au nombre de GO octroyés pour la même année. La différence a été stockée ou exportée par les fournisseurs. En 2011, les GO provenaient d'à peine 7 origines différentes et la Norvège représentait à elle seule 82,3% des GO utilisées en Belgique. En 2019, la situation a fortement évolué avec une diversification des origines géographiques, les GO sont originaires de 17 sources différentes. Cela peut être mis sur le compte d'une maturation du marché des GO, de nouveaux membres adhérents à l'AIB et à une meilleure information des parties prenantes.

Le Tableau 4 contient, pour les différents fournisseurs d'électricité, les pourcentages verts déclarés et attestés par des GO, pour les fournitures de 2011 à 2019<sup>20</sup>. En 2019, les fournisseurs Energie 2030, Eoly, Lampiris, MEGA, Vlaams Energiebedrijf et Watz étaient les seuls à avoir une fourniture entièrement couverte par des GO attestant que l'électricité a été produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

**Tableau 4: Pourcentage vert déclaré par les différents fournisseurs et attesté par des GO**

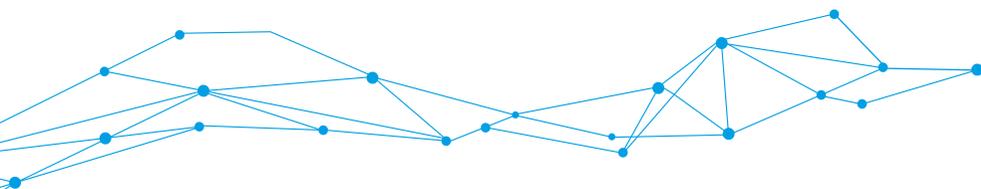
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ANTARGAZ BELGIUM								0%	49,82%
ASPIRAVI ENERGY									
BELGIAN ECO ENERGY (BEE)			100%	100%	100%	100%	100%	14,68%	35,49%
BELPOWER INTERNATIONAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75,82%		
DIRECT ENERGIE BELGIUM (POWEO)					100%	100%	100%	100%	
Electrabel (ENGIE)	49,00%	42,90%	48,30%	50,80%	57,50%	29,90%	31,23%	35,91%	36,89%
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	38,60%	42,00%	42,00%	41,20%	30,70%				
ELEGANT							0%	0%	0%
ELEXYS	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	24,87%	19,77%
ELINDUS							0%	0%	34,08%
ENECO BELGIUM	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	39,38%	88,71%
ENERGIE 2030 AGENCE		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
ENERGY2BUSINESS								0%	0%
ENI GAS & POWER		79,00%	75,20%	73,50%	71,40%	59,90%	64,32%	38,33%	
ENOVOS Luxembourg				100%	41%	75,20%	63,08%	25,43%	16,40%
EOLY			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
ESSENT BELGIUM	100%	100%	52,30%	37,10%	22,70%	35,90%	33,31%	30,42%	30,78%
LAMPIRIS	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LUMINUS	100%	47,90%	26,40%	26,10%	23,20%	53,40%	59,16%	60,26%	44,69%
NUON	73,50%								
OCTA+ ENERGIE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	70,46%
POWER ONLINE (MEGA)				100%	100%	100%	100%	86,48%	100%
POWERHOUSE			100%	35,00%	35,20%				
SCHOLT ENERGY CONTROL			0%	0%	55,40%	0,10%	0%	0%	0%
SIBELGA SOLR	100%	52%	9,00%	5,80%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL GAS & POWER BELGIUM					0%	0%	0%	0%	0%
UNIPER BELGIUM	98,00%	79,10%	47,60%	28,90%	42,80%	36,80%	31,23%	32,68%	37,10%
VLAAMS ENERGIEBEDRIJF					0%	100%	100%	100%	100%
WATZ							100%	100%	100%
<b>Fourniture verte totale en RBC</b>	<b>54,60%</b>	<b>52,30%</b>	<b>50,10%</b>	<b>47,90%</b>	<b>42,70%</b>	<b>45,50%</b>	<b>50,52%</b>	<b>52,02%</b>	<b>53,63%</b>

<sup>20</sup> Les cases grisées impliquent que ce fournisseur n'était pas encore ou plus actif durant cette année.

## 6.4 Outil online Greencheck

L'outil « Greencheck » (<http://greencheck.brugel.brussels>) permet à un consommateur bruxellois d'électricité, via l'encodage de son code EAN électricité, de vérifier pour son EAN spécifique le pourcentage d'électricité verte de sa fourniture déclaré par son fournisseur. À cette fin, chaque fournisseur transmet trimestriellement à BRUGEL sa fourniture d'électricité verte et annule le nombre de GO correspondant, en sachant que chaque GO correspond à 1 MWh d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable. BRUGEL vérifie que le nombre suffisant de GO a été annulé et que celles-ci respectent bien les exigences légales et les normes en vigueur. Ces informations sont visualisées pour les derniers mois validés, au travers de deux colonnes : % vert « déclaré par le fournisseur » et % vert « validé par BRUGEL » :

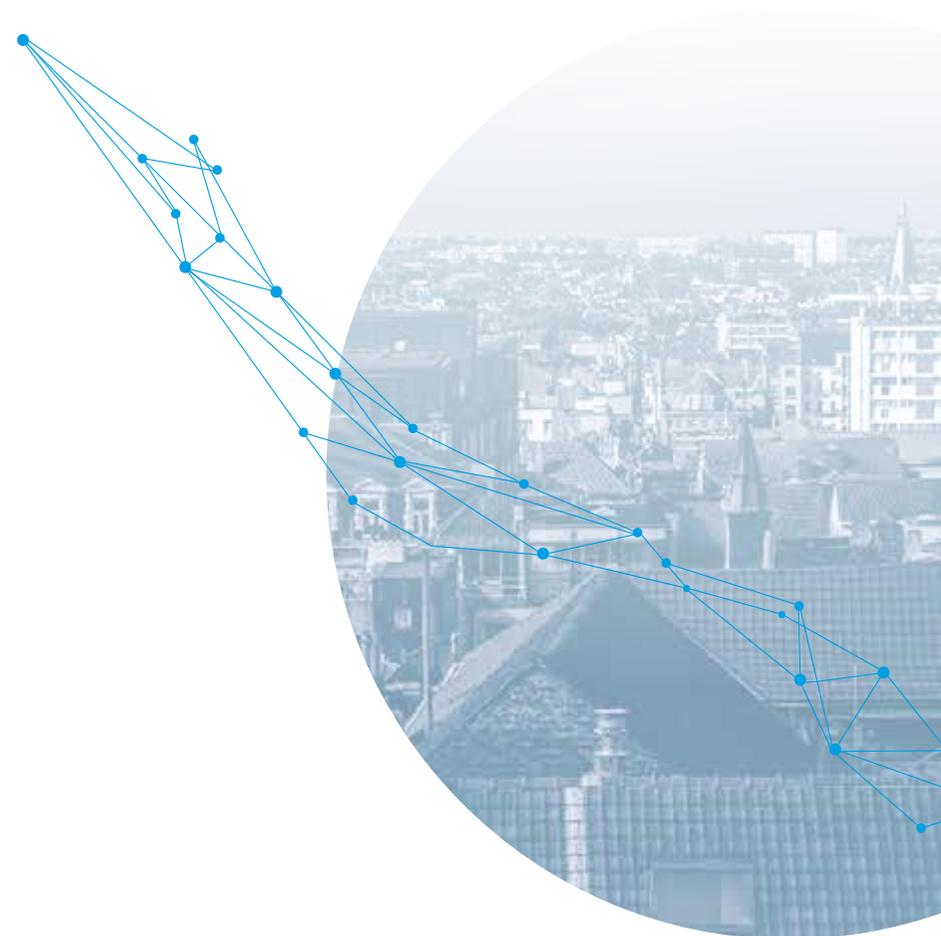
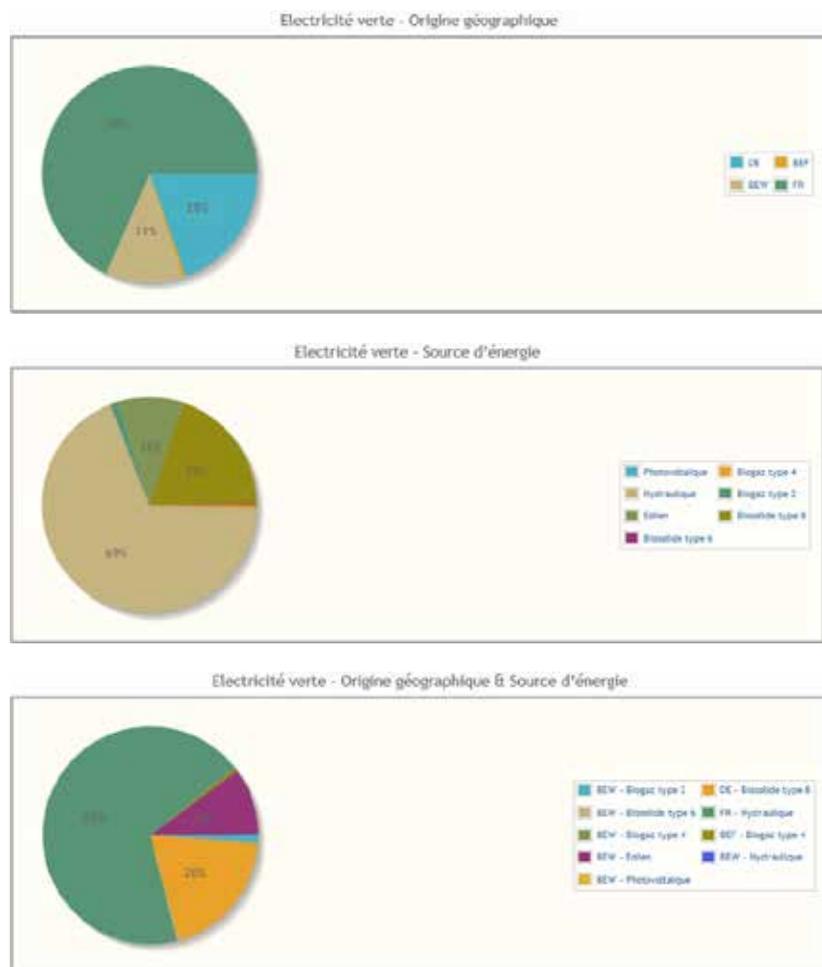
Figure 30: Résultat d'une recherche sur l'outil Greencheck



En cliquant sur une des colonnes, le consommateur peut visualiser l'origine géographique et la source énergétique des GO utilisées par son fournisseur pour l'entièreté de son portefeuille client :

Tous les consommateurs auxquels un fournisseur fournit contractuellement une part d'électricité verte, doivent se trouver dans le rapportage qui sert de base au Greencheck et donc obtenir un résultat en encodant leur code EAN.

**Figure 31: Visualisation de l'origine des GO sur l'outil Greencheck**





# 7 Projections

L'année 2020 a été fortement impactée par la crise sanitaire engendrée par la COVID-19. Pour lutter contre la propagation de ce virus, la Belgique est entrée en confinement généralisée à partir du 18 mars, avec une reprise progressive des activités dès la fin du mois de mai.

## 7.1 Offre de CV

À ce stade, les données disponibles ne permettent pas d'analyser quantitativement l'impact de la crise sur l'évolution du nombre d'unités certifiées enregistrées. Néanmoins, certaines observations et des retours de particuliers, syndics, porteurs de projets, tiers-investisseurs et installateurs permettent d'ores et déjà de dresser une analyse qualitative.

Pour pouvoir bénéficier de CV, une installation de production d'électricité verte doit faire l'objet d'une certification préalable. Le nombre de dossiers complets de demande de certification introduits chez BRUGEL pour des installations PV et Cogen mises en service entre mars et juillet est attendu à la baisse en raison des constats suivants :

1. Les mesures sanitaires, notamment de distanciation sociale, ont débouché sur une réduction des effectifs sur les chantiers, engendrant un retard, voire l'arrêt pour bon nombre d'entre eux, et/ou sur une inaccessibilité du chantier ;
2. Les délais de livraison de matériel ont été allongés ;
3. De nombreux contrôles RGIE ont été reportés, reportant de facto l'obtention de l'attestation de conformité de l'installation ;

4. La suspension par Sibelga de la pose de compteur A+/A- et des relais de découplage implique l'impossibilité de faire attester des installations pour les travaux de raccordement.

Cette diminution sera peut-être compensée en partie par une hausse des dossiers étalée sur les mois suivant la levée progressive des mesures de confinement, mais se traduira principalement par un report dans le temps des mises en service. Par ailleurs, l'incidence de la crise sur le pouvoir d'achat des particuliers ou sociétés bruxellois pourrait conduire à l'abandon définitif d'un certain nombre de projets. Ainsi, la puissance totale mise en service en 2020 sera moindre que ce qu'elle aurait été sans la crise sanitaire.

Certains acteurs du marché des CV pourraient également disparaître, freinant ainsi le développement des installations de production d'électricité verte à court, moyen et long terme.

En ce qui concerne l'incinérateur, la fermeture de l'Horeca, des commerces et des hôtels a inévitablement engendré une réduction du tonnage de déchets. Celle-ci devrait se répercuter en cascade sur la production nette d'électricité à partir de la fraction biodégradable des déchets, et donc sur le nombre de CV octroyés. Selon les estimations, le delta pourrait être de l'ordre de 8000 CV.

## 7.2 Consommation

L'arrêt de la vie économique a engendré une diminution de la consommation d'électricité. Les fournitures d'électricité des mois de mars et avril ont été respectivement 7% et 17% inférieures en 2020 par rapport à 2019<sup>21</sup>.

Les données pour les mois de mai et juin n'étaient pas encore disponibles au moment de la rédaction du présent rapport. Par conséquent, une baisse identique à celle enregistrée en avril est prise en compte pour le mois de mai.

Une diminution de 6% est supposée pour le mois de juin, étant donné la reprise partielle des activités (réouverture des commerces, de l'Horeca et des écoles). Un retour à la normale est considéré à partir du mois de juillet.

## 7.3 Équilibre du marché

Le nombre total de CV que les fournisseurs d'électricité sont obligés d'annuler annuellement est obtenu en multipliant la fourniture totale par le quota. Les quotas ont été fixés jusqu'en 2025 et ils s'élèvent à 10% pour la période RQ 2020.

En considérant une fourniture d'électricité 2020 identique à 2019, mais impactée par la crise sanitaire selon les éléments exposés ci-dessus, le nombre de CV à rendre pour la période RQ 2019 est donnée dans le Tableau 5.

La crise COVID-19 engendrerait une diminution du nombre de CV à rendre légèrement inférieure à 4%, correspondant à

18 683 CV. Un tel nombre de CV correspond environ à 8 à 10 MWc de PV installés.

Sachant que le quota est passé de 9,2 à 10% entre 2019 et 2020, le nombre de CV à annuler aurait dû augmenter approximativement de 39 000 CV si la crise n'avait pas eu lieu et à consommation électrique égale.

La diminution du nombre de CV à annuler sera en partie contrebalancée par la baisse de l'offre de CV détaillée ci-dessus. Par ailleurs, il est à noter que des installations arrivent également à la fin de leur période d'éligibilité de

10 ans. S'il est à ce stade prématuré de quantifier cette baisse, elle ne devrait pas impacter de manière significative l'équilibre du marché.

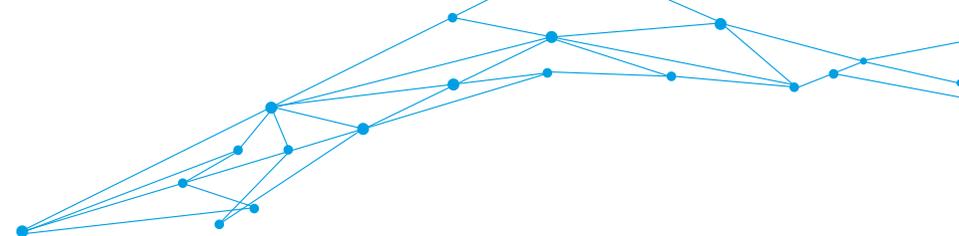
Dans le cas où le recul de l'offre de CV serait supérieur à la diminution du nombre de CV à annuler, le stock de CV (qui est pour rappel de 212 876 CV) devrait compenser et diminuer en conséquence à la fin de la période RQ 2020. Les répercussions sur le prix des CV devraient donc être limitées. À l'inverse, si le recul de l'offre de CV est inférieur à la diminution du nombre de CV à annuler, le stock de CV pourrait augmenter et le prix des CV descendre.

**Tableau 5: Impact de la crise sanitaire sur le nombre de CV à rendre**

	Mars	Avril	Mai	Juin	Période mars-juin	Période RQ
Fourniture 2019 (MWh)	423 993	386 848	394 545	386 460	1 591 846	4 897 029
Baisse	7%	17%	17%	6%	12%	3,8%
Fourniture 2020 (MWh)	394 363	319 918	327 472	363 272	1 405 025	4 710 204
# CV à rendre	39 436	31 992	32 747	36 327	140 502	471 021
Baisse # CV à rendre	2 963	6 693	6 708	2 319	18 683	18 683

<sup>21</sup> Suivant les données fournies par Sibelga et Elia et disponibles sur [datastore.brussels](https://datastore.brussels).

# 8 Annexes



## 8.1 Textes légaux et décisions

Les textes législatifs et les décisions régissant le mécanisme des certificats verts et des garanties d'origine sont listés ci-dessous :

### 1. Ordonnance du 19 juillet 2001

En ses articles 27 et 28, l'« Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » définit les bases des systèmes des garanties d'origine et des certificats verts, et établit les quotas de certificats verts pour les années 2004 à 2006.

### 2. Arrêté du Gouvernement du 6 mai 2004 (abrogé et remplacé par l'arrêté du Gouvernement du 17 décembre 2015)

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 » met en place les procédures de certification, de calcul, d'octroi et de vente des certificats verts et des GO.

### 3. Arrêté ministériel du 12 octobre 2004

L'« Arrêté ministériel du 12 octobre 2004 établissant le code de comptage visé à l'article 2 de 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 » fixe les règles et obligations à respecter quant aux dispositifs de comptage des énergies liés aux installations de production d'électricité verte.

### 4. Arrêté ministériel du 12 octobre 2004

L'« Arrêté ministériel du 12 octobre 2004 établissant le modèle de rapport de visite d'une installation de production d'électricité verte ou de cogénération, visé à l'article 5 de 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 » établit le modèle de rapport de visite à utiliser lors de la visite de certification d'une installation de production d'électricité verte.

### 5. Arrêté ministériel du 3 mai 2005

L'« Arrêté ministériel du 3 mai 2005 portant reconnaissance des certificats verts wallons aux fins de permettre leur comptabilisation pour le respect de l'obligation mise à charge des fournisseurs en Région de Bruxelles-Capitale par l'article 28, § 2, de l'ordonnance électricité » permet aux fournisseurs d'électricité de remettre des certificats verts wallons pour satisfaire à leur obligation de quota en Région de Bruxelles-Capitale.

### 6. Arrêté du Gouvernement du 21 décembre 2006

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 21 décembre 2006 fixant les quotas de certificats verts pour l'année 2007 et suivantes pris en application de l'article 28, § 2, troisième alinéa, de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » fixe le quota pour l'année 2007.

### 7. Arrêté du Gouvernement du 29 mars 2007

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 mars 2007 fixant les quotas de certificats verts pour l'année 2008 et suivantes pris en application de l'article 28 §2, troisième alinéa de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » fixe les quotas pour les années 2008 à 2012.

### 8. Arrêté du Gouvernement du 19 juillet 2007

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2007 déterminant les modalités d'octroi des labels de garantie d'origine, précisant les obligations incombant aux fournisseurs, et modifiant l'arrêté du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité » spécifie les modalités concernant l'octroi et l'utilisation des GO et introduit les coefficients multiplicateurs appliqués aux certificats verts octroyés.

### 9. Décision de BRUGEL du 28 janvier 2008

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2007 » (BRUGEL-DEC-20080128-01).

### 10. Décision de BRUGEL du 6 février 2009

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2008, modifiant la décision 20080128-01 » (BRUGEL-DEC-20090206-04).



### **11. Décision de BRUGEL du 30 mars 2009**

Décision de BRUGEL relative à « l'ouverture du marché wallon des certificats verts pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2008, faisant suite à la décision 20080128-01 » (BRUGEL-DEC-20090330-05).

### **12. Décision de BRUGEL du 26 mars 2010**

Décision de BRUGEL relative à « l'ouverture du marché wallon des certificats verts pour le retour des certificats verts pour le respect du quota 2009, faisant suite à la décision 20080128-01 » (BRUGEL-DEC-20100326-07).

### **13. Arrêté du Gouvernement du 26 mai 2011**

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 26 mai 2011 modifiant 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 » introduit, entre autres, des modifications concernant les procédures de certification, une formule pour la révision annuelle du coefficient multiplicateur appliqué aux certificats verts octroyés aux installations photovoltaïques et un coefficient multiplicateur pour les certificats verts octroyés aux installations de cogénération au gaz dans les logements collectifs.

### **14. Arrêté ministériel du 12 juillet 2012**

L'« Arrêté ministériel du 12 juillet 2012 portant adaptation du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations photovoltaïques » fixe le coefficient multiplicateur à une valeur de 2,2 pour les installations photovoltaïques mises en service après le 20 octobre 2012.

### **15. Arrêté du Gouvernement du 29 novembre 2012**

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes » fixe les quotas pour les années 2013 à 2025 et introduit une possibilité d'augmentation du quota en cas de constat d'écart important entre certificats verts octroyés et certificats verts exigés des fournisseurs.

### **16. Décision de BRUGEL du 11 janvier 2013**

Décision de BRUGEL relative à « l'interprétation de la définition du titulaire d'une installation de production décentralisée » (BRUGEL-DEC-20130111-11).

### **17. Décision de BRUGEL du 8 février 2013**

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques pour le retour quota 2012 » (BRUGEL-DEC-20130208-12).

### **18. Arrêté ministériel du 23 avril 2013**

L'« Arrêté ministériel du 23 avril 2013 portant adaptation du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations photovoltaïques » fixe le coefficient multiplicateur à une valeur de 1,32 pour les installations photovoltaïques mises en service à partir du 2 août 2013.

### **19. Décision de BRUGEL du 16 juillet 2014**

Décision de BRUGEL relative aux « modalités pratiques concernant l'annulation de garanties d'origine dans le cadre du fuel mix » (BRUGEL-DECISION-20140716-15).

### **20. Arrêté du Gouvernement du 17 décembre 2015**

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte » abroge et remplace l'arrêté du 6 mai 2004.

### **21. Arrêté du Gouvernement du 18 décembre 2015**

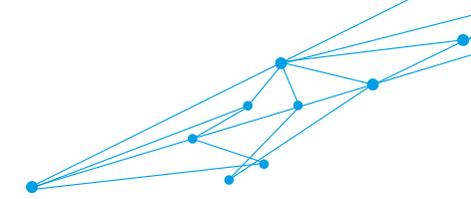
L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes » modifie les quotas de 2016 à 2025.

### **22. Arrêté ministériel du 2 juin 2017**

L'« Arrêté ministériel portant sur l'adaptation des gammes de puissance et des valeurs du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations de cogénération éligibles ».

### **23. Arrêté du Gouvernement du 21 décembre 2017**

L'« Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 21 décembre 2017 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte ».



## 8.2 Tableaux chiffrés

Tableau 6 : Ventilation du parc de production PV et Cogen fin 2019 suivant le type de titulaire et la catégorie de puissance de l'installation

	Parc de production fin 2019							Nombre total	Puissance totale [kW]
	Nombre			Puissance [kW]					
	Sociétés Privées	Sociétés Publiques	Particuliers	Sociétés Privées	Sociétés Publiques	Particuliers			
<b>Photovoltaïque</b>	<b>1.978</b>	<b>203</b>	<b>3.972</b>	<b>96.820</b>	<b>9.694</b>	<b>13.380</b>	<b>6.153</b>	<b>119.894</b>	
0 - 5 kW	1.293	50	3.581	5.478	153	10.800	4.924	16.431	
5 - 36 kW	335	82	390	3.792	1.274	2.538	807	7.604	
36 - 100 kW	161	40	1	10.472	2.303	42	202	12.817	
100 - 250 kW	105	27		15.990	4.054		132	20.043	
> 250 kW	84	4		61.089	1.910		88	62.999	
<b>Cogen biogaz</b>	<b>2</b>			<b>3.104</b>			<b>2</b>	<b>3.104</b>	
> 1000 kW	2			3.104			2	3.104	
<b>Cogen biomasse liquide</b>	<b>6</b>	<b>1</b>		<b>815</b>	<b>12</b>		<b>7</b>	<b>827</b>	
5 - 15 kW	2	1		20	12		3	32	
15 - 50 kW	0	0		0	0		0	0	
50 - 200 kW	3			195			3	195	
200 - 1000 kW	1			600			1	600	
<b>Cogen gaz naturel</b>	<b>189</b>	<b>36</b>	<b>1</b>	<b>22.799</b>	<b>15.166</b>	<b>5</b>	<b>226</b>	<b>37.970</b>	
0 - 5 kW	2	3	1	10	15	5	6	30	
5 - 15 kW	80	1		1.139	6		81	1.145	
15 - 50 kW	58	4		2.168	135		62	2.303	
50 - 200 kW	32	15		3.608	1.832		47	5.440	
200 - 1000 kW	11	8		4.081	3.596		19	7.677	
> 1000 kW	6	5		11.793	9.583		11	21.376	
<b>Incinération déchets municipaux</b>	<b>1</b>			<b>51.000</b>			<b>1</b>	<b>51.000</b>	
> 250 kW	1			51.000			1	51.000	
<b>Total</b>	<b>2.176</b>	<b>240</b>	<b>3.973</b>	<b>174.538</b>	<b>24.872</b>	<b>13.385</b>	<b>6.389</b>	<b>212.795</b>	

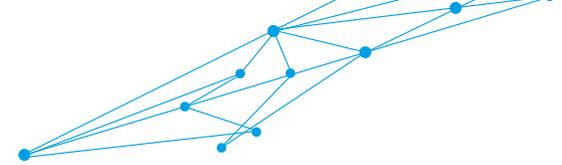
**Tableau 7 : Évolution de la puissance PV en service [kWc], ventilée selon la catégorie de puissance**

Puissance mise en service [kWc]							Puissance mise en service [kWc]						
PV	0 - 5 kW	5 - 36 kW	36 -100 kW	100 - 250 kW	> 250 kW	Total	PV	0 - 5 kW	5 - 36 kW	36 -100 kW	100 - 250 kW	> 250 kW	Total
2006-T2	3					3	2013-T3	403	565	1.426	2.160	12.278	16.832
2006-T3	7	34				41	2013-T4	67	52	138			257
2007-T1	2					2	2014-T1	52	16	64	104	435	670
2007-T2		8				8	2014-T2	60	135				195
2007-T3	4					4	2014-T3	55	85	62		527	729
2007-T4	28					28	2014-T4	85	93	151	236		564
2008-T1	31					31	2015-T1	74	82		212		367
2008-T2	56					56	2015-T2	51	211	464	443	1.056	2.225
2008-T3	190		91			282	2015-T3	49	55				104
2008-T4	282	22				303	2015-T4	95	79	219	421	251	1.065
2009-T1	505	60	55			620	2016-T1	69	49	84	473	549	1.223
2009-T2	593	79	96			768	2016-T2	204	110	376			690
2009-T3	558	50				608	2016-T3	136	92	67	201		495
2009-T4	1.400	280		102		1.783	2016-T4	114	256	359	301	1.708	2.737
2010-T1	203	50	96			349	2017-T1	63	86	107	245	822	1.323
2010-T2	216	57	137	102		511	2017-T2	151	188		148	519	1.007
2010-T3	136	102	40			278	2017-T3	160	222	280	165	870	1.697
2010-T4	196	158	65			419	2017-T4	173	241	482	1.040	3.180	5.115
2011-T1	119	57	83			259	2018-T1	254	99	492	443	681	1.969
2011-T2	261	114				375	2018-T2	260	278	350	906	3.541	5.335
2011-T3	124	96	105	145		470	2018-T3	367	328	577	1.558	1.313	4.142
2011-T4	193	158	323	113	723	1.509	2018-T4	807	411	1.796	2.664	6.551	12.230
2012-T1	179	55	60			293	2019-T1	1.380	356	671	1.087	4.488	7.982
2012-T2	302	166	55			523	2019-T2	1.542	393	543	2.667	2.996	8.141
2012-T3	183	235	327	370	1.737	2.853	2019-T3	1.431	468	1.298	1.678	1.931	6.806
2012-T4	304	266	858	525	6.227	8.180	2019-T4	1.907	238	197	895	3.152	6.389
2013-T1	121	120	59		6.765	7.066							
2013-T2	226	250	165	641	700	1.982							
<b>Total</b>	<b>16.431</b>	<b>7.604</b>	<b>12.817</b>	<b>20.043</b>	<b>62.999</b>	<b>119.894</b>							

**Tableau 8 : Évolution de la puissance Cogen en service [kW], ventilée selon la catégorie de puissance**

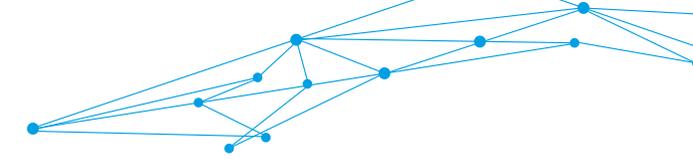
Puissance mise en service [kW]

COGEN	0 - 5 kW		5 - 15 kW		15 - 50 kW		50 - 200 kW		200 - 1000 kW		> 1000 kW		Total
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	
1999-T4									574				574
2000-T1									1.046				1.046
2000-T4											2.668		2.668
2001-T4									605				605
2003-T1							122				5.983		6.105
2003-T4											3.062		3.062
2004-T3									341				341
2004-T4											2.000		2.000
2005-T2									302				302
2005-T4							416						416
2006-T1											1.250		1.250
2007-T1							196						196
2007-T2					75								75
2008-T1									408		2.200		2.608
2008-T2							143						143
2008-T4			10				60		357				427
2009-T1					48		70						118
2009-T2					43								43
2009-T4			41		130		277			-574			-127
2010-T1									815	-1.046	1.100		869
2010-T3							260		398				658
2010-T4			12				70				2.416	-2.668	-171
2011-T1	4				60		200		1.411		1.400	-1.250	1.825
2011-T2	3		12		65		354		270		1.560		2.264
2011-T3	8		12		100		75				2.527		2.722
2011-T4	8	-2	8		50				1.212	-605			671
2012-T1	3						230						233
2012-T2	1				30								31



Puissance mise en service [kW]

COGEN	0 - 5 kW		5 - 15 kW		15 - 50 kW		50 - 200 kW		200 - 1000 kW		> 1000 kW		Total
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	
2012-T3	1	-1					140		401				541
2012-T4	1	-2	6	-6			463		600				1.062
2013-T1		-6	6		110		70	-122				-2.950	-2.893
2013-T2	6	-5			120		70					-3.033	-2.842
2013-T3		-4					85		229			-3.062	-2.752
2013-T4	5	-7			55		132		238		3.210		3.633
2014-T1		-1								-302			-303
2014-T2							140			-341			-201
2014-T3		-1					200						199
2014-T4	10	-1			50		340		1.037		1.270	-2.000	706
2015-T1					116		239						355
2015-T3	5						350		235				590
2015-T4					51			-416			4.400		4.035
2016-T1					50		213						263
2016-T2	5		15		86	-43	169		206				438
2016-T3					20		70				4.593		4.683
2017-T1							113	-196					-83
2017-T2						-75	285						210
2017-T4			75		311	-30	339			-408		-2.200	-1.913
2018-T1			50		270		268						588
2018-T2			206		83			-285	362	-357			9
2018-T3			158			-50	199		863				1.170
2018-T4			210	-10	33			-60			2.004		2.177
2019-T1			105		50		80	-70					165
2019-T2			99		83		273						455
2019-T3			60		116								176
2019-T4			150	-41	426	-130	210	-137					479
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>-30</b>	<b>1.233</b>	<b>-57</b>	<b>2.631</b>	<b>-328</b>	<b>6.921</b>	<b>-1.286</b>	<b>11.910</b>	<b>-3.633</b>	<b>41.643</b>	<b>-17.163</b>	<b>41.901</b>



**Tableau 9 : Évolution de la puissance PV & Cogen mise en service [kW], ventilée suivant le type de technologie**

Puissance mise en service [kW]

PV Cogen	Photovoltaïque		Cogen gaz naturel		Cogen biomasse liquide		Cogen biogaz	Total
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	
1999-T4			574					574
2000-T1			1.046					1.046
2000-T4			2.668					2.668
2001-T4			605					605
2003-T1			6.105					6.105
2003-T4			3.062					3.062
2004-T3			341					341
2004-T4			2.000					2.000
2005-T2			302					302
2005-T4			416					416
2006-T1			1.250					1.250
2006-T2	3							3
2006-T3	41							41
2007-T1	2		196					198
2007-T2	8				75			83
2007-T3	4							4
2007-T4	28							28
2008-T1	31		2.608					2.639
2008-T2	56		143					199
2008-T3	282							282
2008-T4	303		367		60			730
2009-T1	626	-6	118					738
2009-T2	768		43					811
2009-T3	608							608
2009-T4	1.783		368	-574	80			1.656
2010-T1	349		815	-1.046			1.100	1.218
2010-T2	511							511
2010-T3	278		538		120			936
2010-T4	419		2.498	-2.668				249
2011-T1	259		3.075	-1.250				2.084
2011-T2	375		2.252		12			2.639
2011-T3	470		2.635		87			3.192
2011-T4	1.509		1.270	-607	8			2.180



Puissance mise en service [kW]

PV Cogen	Photovoltaïque		Cogen gaz naturel		Cogen biomasse liquide		Cogen biogaz	Total
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	
2012-T1	293		233					526
2012-T2	523		31					554
2012-T3	2.853		542	-1				3.394
2012-T4	8.180		470	-8	600			9.242
2013-T1	7.066		186	-3.078				4.174
2013-T2	1.986	-4	196	-3.038				-860
2013-T3	16.832		314	-3.066				14.080
2013-T4	257		3.640	-7				3.890
2014-T1	670			-303				367
2014-T2	195		140	-341				-6
2014-T3	729		200	-1				928
2014-T4	564	0	2.707	-2.001				1.270
2015-T1	367		355					722
2015-T2	2.227	-2						2.225
2015-T3	104		590					694
2015-T4	1.065		4.451	-416				5.100
2016-T1	1.223		263					1.486
2016-T2	690		481	-43				1.128
2016-T3	495		4.683					5.178
2016-T4	2.737							2.737
2017-T1	1.323		113	-196				1.240
2017-T2	1.007		285			-75		1.217
2017-T3	1.697							1.697
2017-T4	5.134	-19	725	-2.638				3.202
2018-T1	1.969		588					2.557
2018-T2	5.335		651	-642				5.344
2018-T3	4.142		1.220	-50				5.312
2018-T4	12.230		243	-10		-60	2.004	14.407
2019-T1	7.982		235	-70				8.147
2019-T2	8.143	-2	455					8.596
2019-T3	6.817	-11	176					6.982
2019-T4	6.398	-9	786	-228		-80		6.868
<b>Total</b>	<b>119.946</b>	<b>-52</b>	<b>60.251</b>	<b>-22.282</b>	<b>1.042</b>	<b>-215</b>	<b>3.104</b>	<b>161.795</b>

**Tableau 10 : Électricité verte produite durant la période 2010 – 2019**

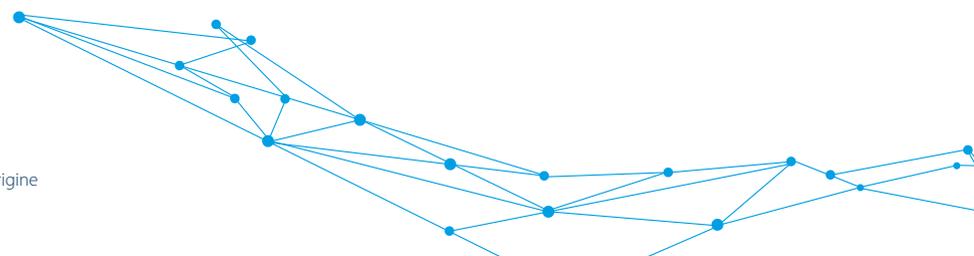
Électricité verte produite [MWh]

	Cogen gaz naturel	Photovoltaïque	Cogen biomasse liquide	Incineration déchets municipaux	Cogen biogaz	Total
2010	67.920	3.732	864		1.498	74.015
2011	67.941	5.760	1.028		6.680	81.409
2012	98.445	6.899	963		5.914	112.221
2013	86.086	22.237	1.878	78.010	6.298	194.508
2014	68.477	41.034	2.086	98.713	7.728	218.038
2015	84.548	44.749	1.337	106.818	7.642	245.094
2016	104.248	45.341	1.634	111.021	7.355	269.600
2017	114.307	49.682	1.601	113.530	7.534	286.653
2018	105.791	63.599	550	111.034	6.872	287.846
2019	127.843	83.510	520	117.566	12.884	342.322

**Tableau 11 : CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2019**

CV octroyés

	Cogen gaz naturel	Photovoltaïque	Cogen biogaz	Cogen biomasse liquide	Incineration déchets municipaux	Total
2010	28.780	24.510	2.996	2.382		58.668
2011	31.723	36.940	13.359	2.918		84.940
2012	48.395	41.741	11.686	2.761		104.584
2013	47.972	111.513	11.315	4.563		175.362
2014	42.951	187.473	15.455	4.957		250.837
2015	51.377	199.458	14.353	3.412		268.600
2016	64.491	196.707	14.584	4.092	111.021	390.895
2017	73.362	206.154	15.067	3.882	113.530	411.995
2018	77.901	244.112	13.744	1.426	111.034	448.216
2019	118.808	281.609	22.942	1.485	117.566	542.410



**Tableau 12 : Retours quotas de 2005 à 2019**

## Retours quotas: historique

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Octroi CV durant période RQ	7.980	16.519	20.039	27.149	34.691	51.315	78.413	103.377	165.041	245.253	252.869	396.027	417.385	473.428	552.402
Quota	2,25%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,75%	3,00%	3,25%	3,50%	3,80%	4,50%	8,20%	7,80%	8,50%	9,20%
CV à rendre	88.610	101.745	144.873	144.980	144.103	159.877	168.182	181.689	192.746	200.147	236.535	429.256	400.773	432.099	450.526
CV rendus - Bruxellois	7.468	2.244	31.664	27.076	30.196	51.177	63.162	103.034	169.222	200.147	236.535	427.982	400.136	431.944	450.526
CV rendus - Wallons	81.091	99.036	113.205	117.810	113.907	107.344	105.020	78.655	23.525	0	0	0	0	0	0
CV rendus - Total	88.559	101.280	144.869	144.887	144.103	158.521	168.182	181.689	192.747	200.147	236.535	427.982	400.136	431.944	450.526

**Tableau 13 : Quota de CV par fournisseur (RQ 2019)**

## Retour quota 2019

Fournisseur	Fourniture	Quota	CV à rendre	CV annulés
Unité	MWh	%	#	#
Antargaz Belgium	1.354,995	9,2%	125	125
BELGIAN ECO ENERGY (BEE)	5.708,934	9,2%	525	525
Direct Energie Belgium (POWEO)	3.360,136	9,2%	309	309
ELECTRABEL (ENGIE)	2.514.298,212	9,2%	231.315	231.315
Elegant	24,467	9,2%	2	2
Elexys	31.726,894	9,2%	2.919	2.919
ELINDUS	756,962	9,2%	70	70
ENECO BELGIUM	296.374,963	9,2%	27.266	27.266
ENERGIE 2030 AGENCE	4.555,257	9,2%	419	419
ENERGY2BUSINESS	677,087	9,2%	62	62
ENOVOS LUXEMBOURG	34.272,773	9,2%	3.153	3.153
Eoly	22.105,276	9,2%	2.034	2.034
ESSENT BELGIUM	26.736,715	9,2%	2.460	2.460
LAMPIRIS	599.902,900	9,2%	55.191	55.191
LUMINUS	910.552,589	9,2%	83.771	83.771
Octa+ Energie	74.015,304	9,2%	6.809	6.809
POWER ONLINE (MEGA)	49.788,253	9,2%	4.581	4.581
Scholt Energy Control	2.057,005	9,2%	189	189
Sibelga fournisseur social	6.454,137	9,2%	594	594
Uniper Belgium	66.542,377	9,2%	6.122	6.122
Vlaams EnergieBedrijf	243.711,885	9,2%	22.421	22.421
WATZ	2.051,829	9,2%	189	189
<b>Total</b>	<b>4.897.029</b>		<b>450.526</b>	<b>450.526</b>

**Tableau 14 : Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC durant la période 2011-2019**

Fourniture verte [MWh]									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fourniture totale	5.606.084	5.590.444	5.507.023	5.267.072	5.256.330	5.234.843	5.138.111	5.083.530	4.897.029
Fourniture verte	3.061.152	2.923.294	2.760.131	2.524.213	2.242.001	2.382.754	2.595.777	2.644.391	2.626.354
Pourcentage vert	54,6%	52,3%	50,1%	47,9%	42,7%	45,5%	50,5%	52,0%	53,6%

Source énergétique des GO importées									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016			
Hydraulique	2.653.387	2.146.764	1.910.528	1.539.674	836.098	1.128.938	1.521.838	2.326.652	1.885.485
Biomasse solide	241.509	135.104	453.159	362.809	467.349	614.556	597.205	195.200	420.895
Éolien	116.192	313.827	140.416	373.533	325.598	498.351	337.459	53.368	233.600
Biomasse liquide	45.055	245.061	135.847			103	1147	3820	2438
Géothermique		81.846	41.074	233.255	355.437	28.627	29.464	0	0
Biogaz	5.009	1	77.571	4.703	43.829	98.034	36.255	48.642	57.622
Photovoltaïque		392	1.536	10.239	213.690	5.627	20.525	16.709	20.822
Inconnu		299				8.518	51.884	0	5.492
<b>Total</b>	<b>3.061.152</b>	<b>2.923.294</b>	<b>2.760.131</b>	<b>2.524.213</b>	<b>2.242.001</b>	<b>2.382.754</b>	<b>2.595.777</b>	<b>2.644.391</b>	<b>2.626.354</b>

Origine géographique des GO importées									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016			
Norvège	2.520.657	1.025.965	862.325	569.907	461.089	410.666	709.228	406.186	457.794
France			700.478	356.486	294.742	222.369	382.520	670.919	541.186
B-Wallonie	170.885	310.034	507.673	202.190	14.843	720.878	191.784	102.254	268.295
Islande		516.100	195.268	368.502	361.296	30.227	79.464	235.635	356.098
B-Flandre	4		335.127	239.446	429.095	363.558	387.824	130.942	154.624
Finlande	168.641	469.154	67.184	370.184	56.127	105.839	124.219	286.586	143.334
Italie				159.326	209.246	32.612	69.636	131.208	365.008
Suède	42.539	185.114	89.484	39.699	18.953	233.392	55.238	134.726	21.183
Danemark	116.126	277.284	2.592	109.030		2.236	61.535	11.178	47.415
B-Fédéral					289.374	112.552	130.058	16.531	34.105
Espagne						7.347	27.141	401.147	139.724
B-Bruxelles				102.041	106.818	111.021	113.530	17.364	26.339
Allemagne						19.517	211.180	20.347	59.557
Slovénie		77.685		7.402				57.321	521
Pays-Bas		61.958			418			10.759	
Autriche	42.300					10.540	12.957		
Estonie							11.940	6.348	6.259
République Tchèque							13.193	4.940	4.263
Suisse							14.330		
Croatie									649
<b>Total</b>	<b>3.061.152</b>	<b>2.923.294</b>	<b>2.760.131</b>	<b>2.524.213</b>	<b>2.242.001</b>	<b>2.382.754</b>	<b>2.595.777</b>	<b>2.644.391</b>	<b>2.626.354</b>

**Éditeurs responsables**

T. Geogin - E. Mannès - BRUGEL, av. des Arts, 46 - 1000 Bruxelles.

**Concept et réalisation**

[www.inextremis.be](http://www.inextremis.be)

**Photos**

adobe.stock.com - BRUGEL

*Dit thematisch verslag is eveneens beschikbaar in het Nederlands.*

**brugel** ● ●

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE

Avenue des Arts, 46 bte 14  
1000 Bruxelles  
info@brugel.brussels

[www.brugel.brussels](http://www.brugel.brussels)