



brugeloo

L'AUTORITÉ BRUXELLOISE DE RÉGULATION DANS LES DOMAINES
DE L'ÉLECTRICITÉ, DU GAZ ET DU CONTRÔLE DU PRIX DE L'EAU

CAHIER THÉMATIQUE 04

FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ
DES CERTIFICATS VERTS ET
DES GARANTIES D'ORIGINE EN 2020



brugel ●●

CAHIER THÉMATIQUE 04

FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ
DES CERTIFICATS VERTS ET
DES GARANTIES D'ORIGINE EN 2020



Consultez le rapport annuel en ligne
<http://annual-report-2020.brugel.brussels>

TABLE DES MATIÈRES

1	Résumé exécutif - faits marquants	6
2	Parc de production d'électricité verte	8
2.1	Bilan fin 2020	8
2.2	Évolution annuelle parc PV et Cogen	12
3	Production d'électricité verte certifiée	20
3.1	Contenu et méthodologie	20
3.2	Par source d'énergie	20
3.3	Par catégorie de puissance	22
3.4	Par type de titulaire	22
3.5	Par rapport à la consommation totale	23
4	Les certificats verts comme soutien à la production d'électricité verte	24
4.1	Fonctionnement du système	24
4.2	Octroi de certificats verts aux producteurs	24
4.3	Marché des certificats verts	29
4.4	Retour quota de certificats verts par les fournisseurs	34
4.5	Coût du système pour le consommateur	36
5	Les garanties d'origine comme outil de traçabilité de l'électricité verte	37
5.1	Contexte	37
5.2	Octroi de garanties d'origine	37
5.3	Fourniture d'électricité verte	37
5.4	Outil online Greencheck	42
6	Projections	44
7	Bibliographie	45
8	Annexe	46
8.1	Textes légaux et décisions	46
8.2	Tableaux chiffrés	48

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.

LISTE DES ILLUSTRATIONS

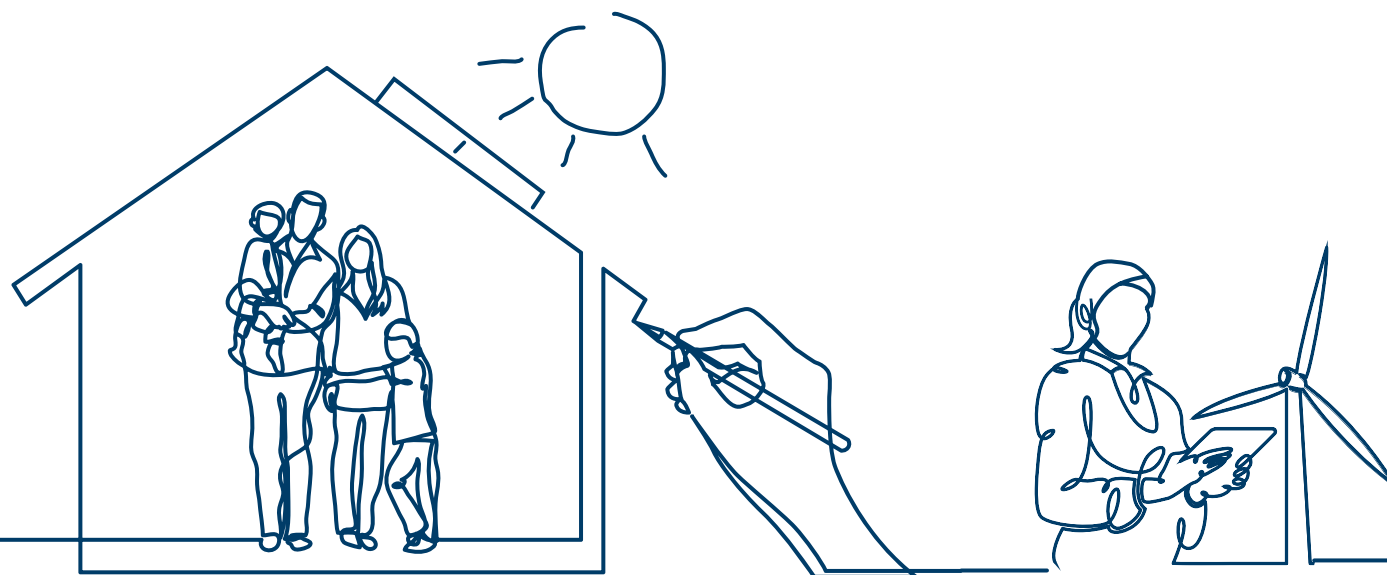
Figure 1 : Nombre d'installations et puissance installée fin 2020, ventilés par source d'énergie	9
Figure 2 : Parc PV actif fin 2020 selon la catégorie de puissance	9
Figure 3 : Ventilation du parc PV actif fin 2020 selon le type de titulaire	10
Figure 4 : Parc PV actif fin 2020 par type de titulaire et catégorie de puissance	10
Figure 5 : Parc Cogen actif fin 2020 par catégorie de puissance	11
Figure 6 : Parc Cogen actif fin 2020 par type de titulaire	11
Figure 7 : Parc Cogen actif fin 2020 par type de titulaire et catégorie de puissance	12
Figure 8 : Évolution des incitants financiers pour le PV	13
Figure 9 : Évolution des incitants financiers pour les installations de cogénération	14
Figure 10 : Évolution de la puissance en service PV et Cogen suivant la catégorie de puissance	16
Figure 11 : Évolution de la puissance en service suivant le type de technologie	17
Figure 12 : Évolution du nombre d'installations actives selon le type de titulaire	19
Figure 13 : Électricité verte produite durant la période 2010 - 2020	21
Figure 14 : Électricité verte produite par les filières PV et Cogen selon la catégorie de puissance	22
Figure 15 : Électricité verte produite selon le type de titulaire	22
Figure 16 : Évolution de la consommation d'électricité en RBC	23
Figure 17 : Couverture de la consommation totale d'électricité par la production d'électricité verte	23
Figure 18 : CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2020	25
Figure 19 : CV octroyés courant des périodes retour quota 2004-2020	25
Figure 20 : CV octroyés aux filières PV et Cogen selon la catégorie de puissance des installations	26
Figure 21 : Taux d'octroi moyen par technologie durant la période 2010-2020	26
Figure 22 : Taux d'octroi moyen par technologie et catégorie de puissance	27
Figure 23 : CV octroyés selon le type de titulaire	28
Figure 24 : Nombre de CV vendus et nombre de transactions par type de titulaire	30
Figure 25 : Évolution des volumes et des prix de marché durant les cinq dernières périodes RQ	30
Figure 26 : Évolution des volumes et des prix de marché durant la période RQ 2020	31
Figure 27 : Vente des CV en fonction du prix par CV (RQ 2020)	32
Figure 28 : Transactions en fonction du nombre de CV vendus (RQ 2020)	32
Figure 29 : Calendrier des transactions	33
Figure 30 : Retour quota de CV 2020, par fournisseur	34
Figure 31 : Évolution des portefeuilles CV durant la fin de la période retour quota	35
Figure 32 : Coût maximal du système des CV pour le consommateur	36
Figure 33 : Fourniture verte attestée par des GO	38
Figure 34 : Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC (2011-2020)	39
Figure 35 : Résultat d'une recherche sur l'outil Greencheck	42
Figure 36 : Visualisation de l'origine des GO sur l'outil Greencheck	43

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Parc de production d'électricité verte actif fin 2020	8
Tableau 2 : Analyse du volume et des prix des transactions	29
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 : Parc actif fin 2020 par type de titulaire et catégorie de puissance	48
Tableau 6 : Évolution de la puissance PV en service [kWc], selon la catégorie de puissance	49
Tableau 7 : Évolution de la puissance Cogen en service, selon la catégorie de puissance	51
Tableau 8 : Évolution de la puissance PV & Cogen en service, selon le type de technologie	53
Tableau 9 : Électricité verte produite durant la période 2010 – 2020	55
Tableau 10 : CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2020	55
Tableau 11 : Retours quotas de 2005 à 2020	56
Tableau 12 : Quota de CV par fournisseur (RQ 2020)	57
Tableau 13 : Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC	58

Abréviations

ACP	Association des CoPropriétaires
AIB	Association of Issuing Bodies
BIPV	Building Integrated Photovoltaics
CM	Coefficient Multiplicateur
Cogen	Cogénération
CV	Certificat Vert
DB	DataBase
GO	Garantie d'Origine
kW	Kilowatt
kWc	Kilowatt-crête
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
OCA	Organisme Certificateur Agréé
PV	Photovoltaïque
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
RQ	Retour Quota





RÉSUMÉ EXÉCUTIF - FAITS MARQUANTS

2020 a été une année record avec 3.521 installations photovoltaïques et 74 cogénérations mises en service, ce qui porte à 10.707 le nombre total d'installations de production d'électricité verte actives en RBC.

En matière de puissance, cela s'est traduit par un aménagement de **63 Mwc photovoltaïques**, ce qui a amené la puissance totale cumulée PV à 194 Mwc. En ce qui concerne la cogénération, la puissance cumulée n'a progressé que de **451 kWe** étant donné qu'aucune cogénération de puissance supérieure à 1.000 kWe n'a été installée en 2020 et que plusieurs installations ont été mises hors service¹. Par ailleurs, le coefficient multiplicateur pour les installations de cogénération au gaz naturel dans le logement collectif d'une puissance jusqu'à 15 kWe étant particulièrement élevé, ce segment a été spécifiquement convoité par les tiers-investisseurs privés. Parmi les 74 cogénérations mises en service en 2020, 50 ont une puissance électrique inférieure ou égale à 15 kWe, dont 37 sont la propriété de tiers-investisseurs privés.

Par conséquent, **la puissance totale des installations de production d'électricité verte** a progressé de 63,5 MW entre 2019 et 2020, atteignant 289 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 361.424 MWh (+3 %) en 2020, soit une couverture de 7,2 % de la consommation

totale dans la région. Étant donné que 35 % de cette production d'électricité verte (125.761 MWh) est issue de cogénérations alimentées en gaz naturel, cette couverture diminue à 4,7 % si seule l'électricité issue de sources purement renouvelables est prise en considération.

Conformément à ce qui est indiqué dans l'arrêté quotas², le quota de CV pour l'année 2020 s'élevait à 10 %. Il en a résulté un **nombre total de CV à rendre** par l'ensemble des fournisseurs de 454.892 CV. Les octrois et les obligations de retour quota ont engendré une activité record sur le marché. Près de 769.753 CV ont été vendus pour une valeur totale de plus de 73 millions d'euros.

Les fournisseurs n'ont pas connu de pression particulière pour arriver à atteindre leurs quotas, le **marché CV est stable depuis deux périodes retour quota**. La différence entre les trimestres à l'égard du nombre de CV vendus continue à s'amoinrir par rapport aux exercices précédents.

Le prix moyen simple est resté stable sur toute la durée de la période retour quota 2020, à un niveau autour de 94,4 €. Le niveau de prix de 100 € par CV a été atteint à quelques reprises tout au long de la période retour quota mais moins fréquemment que lors de l'exercice précédent. Le prix maximum observé est le prix de l'amende de 100 € par CV, ce qui constitue une diminution de 5,35 € par rapport au prix maximal atteint en 2019.

Tous les fournisseurs ont réussi à satisfaire à leur obligation de retour quota 2020 qui a représenté un coût dans son ensemble de 20,4 € pour le consommateur bruxellois médian.

Le stock restant dans le marché après le retour quota 2019 (c'est-à-dire avril 2020) s'élevait à 212.876 CV. Malgré la hausse du quota de CV en 2020, le stock a augmenté de 117 % pour atteindre 450.597 CV après le RQ 2020 (avril 2021).

Après analyse détaillée, BRUGEL estime qu'il n'y a pas eu de déficit structurel dans le marché pour la période retour quota 2020 mais qu'un **ajustement des quotas** doit être envisagé à court terme afin de maintenir un équilibre entre l'offre et la demande de CV. Un déséquilibre croissant entre l'offre et la demande de CV a en outre été mis en évidence dans une étude quantitative sur la dynamique actuelle et l'équilibre futur du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale réalisée par Climact pour le compte de BRUGEL³. Des quotas seront proposés par BRUGEL à l'horizon 2030 sur base de cette étude.

Le **niveau de soutien** en vigueur en 2020 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^{er} 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

1 Si aucune information n'a été communiquée à BRUGEL, une cogénération ayant atteint la fin de sa période d'éligibilité après 10 ans est considérée comme étant hors service par BRUGEL.

2 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

3 Étude publiée courant de l'été 2021 – voir site BRUGEL

donné que le prix moyen pondéré des CV pour l'ensemble de l'année 2020 a été de 94,79 €, ces taux d'octroi se sont traduits par des niveaux de soutien moyens de 284 € et 227 € par MWh produit.

En ce qui concerne la **fourniture d'électricité verte** attestée par des **garanties d'origine** (GO), elle s'est élevée à 56,91 % en 2020. Un peu moins de 2,6 millions de GO ont été remises à BRUGEL par les fournisseurs pour en attester, pour 75 % de type hydraulique et pour plus de 74 % en provenance de France, Norvège, Wallonie et Flandre.

L'année 2020 a été fort marquée par la crise sanitaire engendrée par la COVID-19. Pendant tout un moment, la filière photovoltaïque, aussi bien mondiale que locale, était fort ralentie, voire à l'arrêt. Afin de limiter l'impact financier pour le secteur et les (candidats-)prosumers, l'adoption de nouvelles catégories et de nouveaux taux d'octroi pour la filière PV qui était initialement prévue début juin 2020 a été reportée au 1^{er} janvier 2021. On observe également que les mesures sanitaires prises pour éviter la propagation de la COVID-19 ont vraisemblablement causé une diminution de la production de l'incinérateur de 19 % entre 2019 et 2020 ainsi qu'une chute de la consommation d'électricité de 6,4 %.

Par ailleurs, ce rapport inclut pour la première fois une analyse du **type de titulaire** en scindant les entreprises privées et publiques en deux sous-groupes, distinguant celles qui agissent comme tiers-investisseurs des autres. On constate ainsi qu'en l'espace de 2 ans, le développement de l'activité des tiers-investisseurs privés a été tel que la part des installations de production d'électricité verte qu'ils possèdent est passée de 8 % en 2018 à 35 % en 2020. Cette progression se répercute dans le pourcentage de CV octroyés que ceux-ci ont capté, +10 % par rapport à 2019 pour atteindre 49 % en 2020.



2.1 BILAN FIN 2020

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**⁴ à ce jour⁵ et opérationnelles fin 2020. Celles-ci sont dénommées dans la suite du rapport comme constituant le « parc actif fin 2020 ». Il est à noter que lorsqu'une installation atteint les 10 ans de sa période d'éligibilité, BRUGEL ne dispose plus d'aucune information la concernant. Les installations photovoltaïques sont alors supposées comme étant toujours actives (durée de vie estimée à 25 ans) tandis que les cogénérations sont traitées comme étant hors service.

Les trois technologies présentes en Région de Bruxelles-Capitale fin 2020 sont le photovoltaïque, la cogénération et les turbines à vapeur couplées à l'incinérateur⁶. 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.

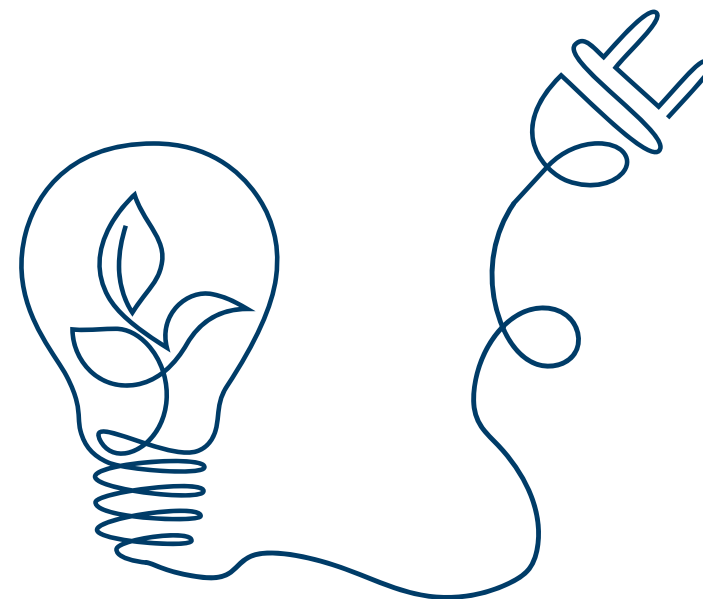
Comme repris dans le tableau 1 et illustré à la Figure 1⁷, la grande majorité des installations de production d'électricité verte installées en Région de Bruxelles-Capitale fin 2020 sont des installations PV (10.387 installations, soit 97 %). Le reste consiste en des installations de cogénération (319 installations, soit 3 %) ainsi que d'un incinérateur de déchets municipaux. La plupart des installations de cogénération

en service fin 2020 utilisent du gaz naturel comme source d'énergie primaire (310 sur 319), 6 fonctionnent avec de la biomasse liquide, et 3 avec du biogaz.

Tableau 1 : Parc de production d'électricité verte actif fin 2020

	2020			
	Nombre		Puissance	
	[-]	[%]	[kW]	[%] P
Photovoltaïque	10.387	97 %	193.648	67 %
Cogen	319	3 %	44.180	15,3 %
Cogen biogaz	3	0 %	3.739	1,3 %
Cogen biomasse liquide	6	0,1 %	1.307	0,5 %
Cogen gaz naturel	310	2,9 %	39.134	13,5 %
Incineration déchets municipaux	1	0 %	51.000	17,7%
Total	10.707	100 %	288.828	100 %

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 97 % du nombre total des installations, elles ne représentent que 67 % 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 56 % fin 2019.



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

5 Situation au 18 mai 2021. Des installations mises en service avant fin 2020 sont susceptibles d'être encore enregistrées chez BRUGEL après la rédaction du présent rapport.

6 Les deux éoliennes certifiées par BRUGEL ne sont pas représentées en tant que telles, car leur puissance cumulée (12,4 kWe) et leur production (266 kWh en 2020) sont trop faibles pour être incluses de manière pertinente dans tous les graphiques et tableaux du présent rapport.

7 Les chiffres détaillés correspondants 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.

Figure 1 : Nombre d'installations et puissance installée fin 2020, ventilés par source d'énergie

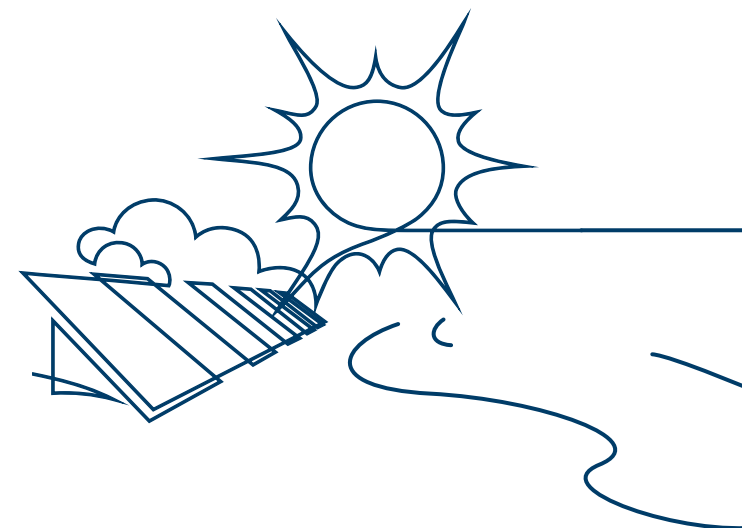
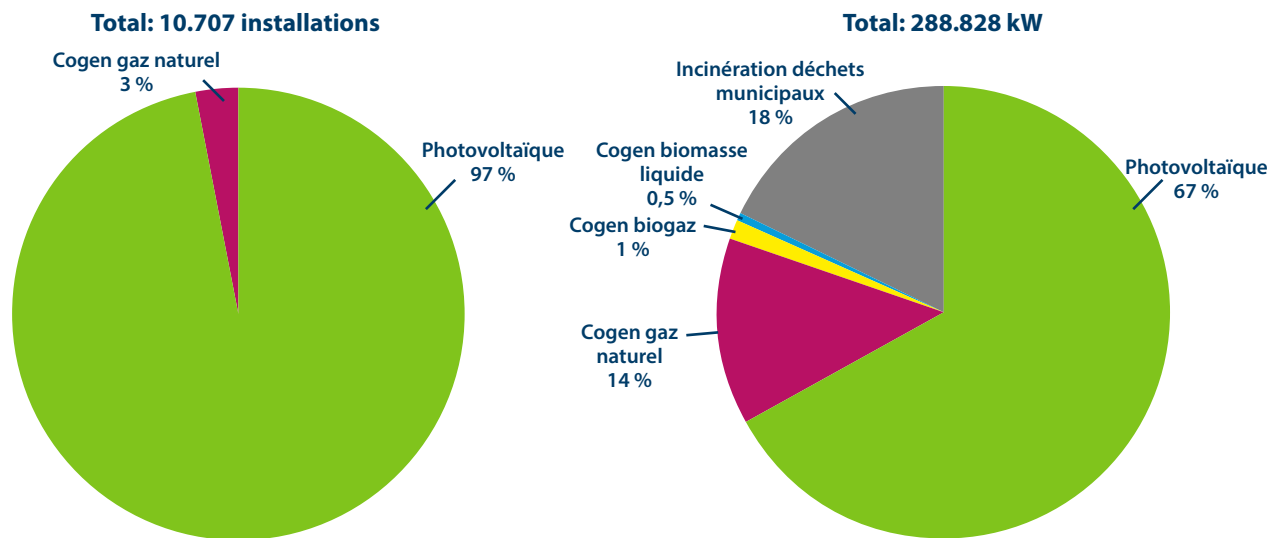
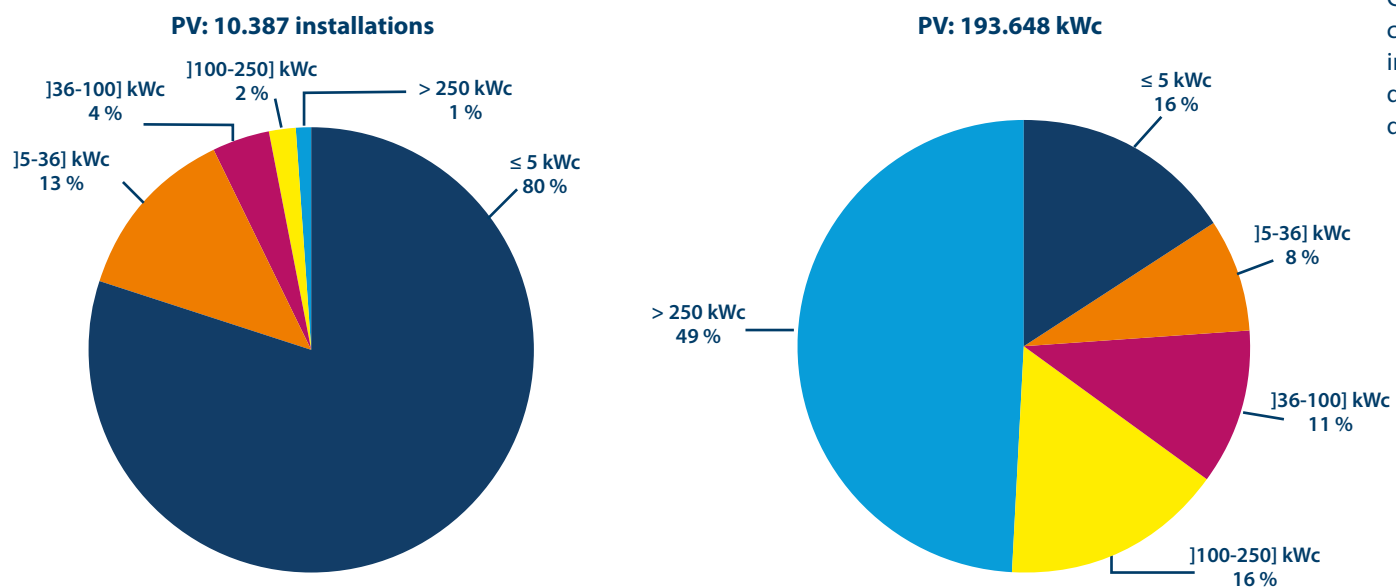


Figure 2 : Parc PV actif fin 2020 selon la catégorie de puissance



Comme le montre la Figure 2, le parc PV actif fin 2020 consiste en une multitude de petites installations (80 % des installations ont une puissance inférieure à 5 kWc) mais près de la moitié de la puissance installée est le fait d'installations dont la puissance est supérieure à 250 kWc.

La Figure 3 montre le parc photovoltaïque actif fin 2020, ventilé par type de titulaire (propriétaire de l'installation qui bénéficie de l'octroi de CV) et la catégorie de puissance⁸. Les entreprises privées et publiques ont chacune été scindées en deux sous-groupes, distinguant celles qui agissent comme tiers-investisseurs des autres. Seuls deux tiers-investisseurs publics sont actuellement recensés en RBC, Bruxelles Environnement pour son programme SolarClick et Sibelga pour ses cogénérations. On constate que 53 % des installations PV ont comme titulaire un particulier individuel (les copropriétés sont comptabilisées en tant qu'entreprises privées). En revanche, elles ne représentent que 10 % de la puissance cumulée installée. À l'inverse, les installations PV des entreprises privées de tiers-investissement qui constituent 34 % de l'ensemble des installations, représentent 60 % de la puissance installée.

Ceci s'explique par le fait que 89 % des installations situées chez des particuliers ont une puissance inférieure ou égale à 5 kWc (Figure 4). À trois exceptions près, toutes les installations d'une puissance supérieure à 36 kWc sont la propriété d'entreprises. Alors que la puissance moyenne des installations de particuliers n'est que de 3,6 kWc, celles des entreprises privées et publiques sont respectivement de 34,6 kWc et 53 kWc. On constate également que les tiers-investisseurs privés sont prédominants dans la catégorie de puissance supérieure à 250 kWc.

Figure 3 : Ventilation du parc PV actif fin 2020 selon le type de titulaire

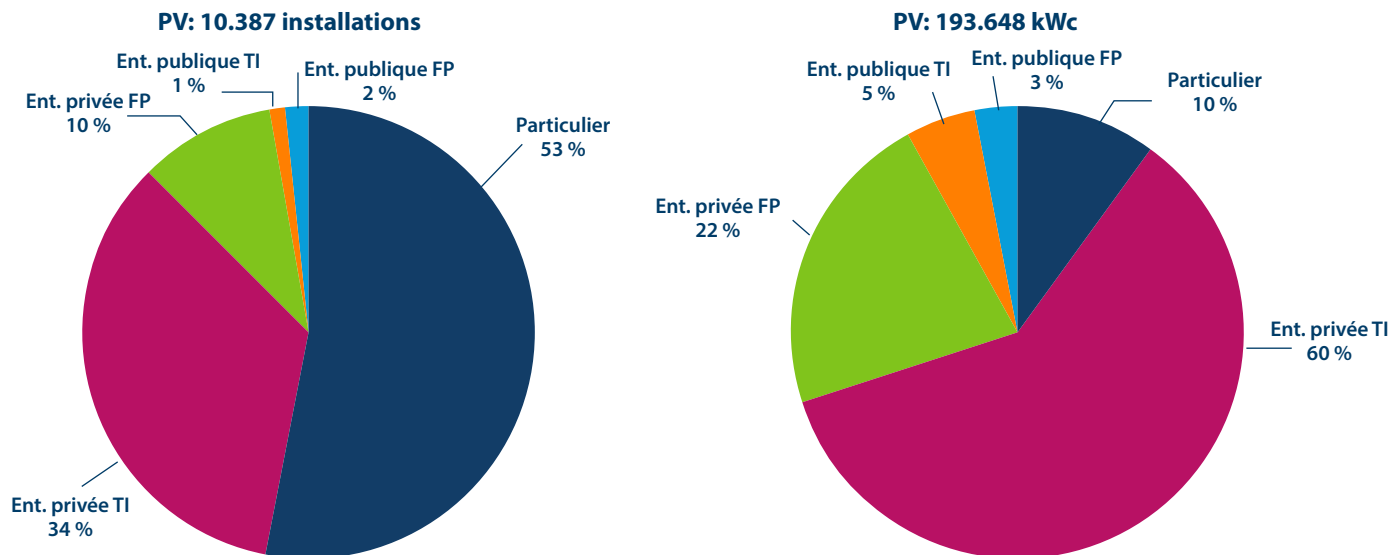
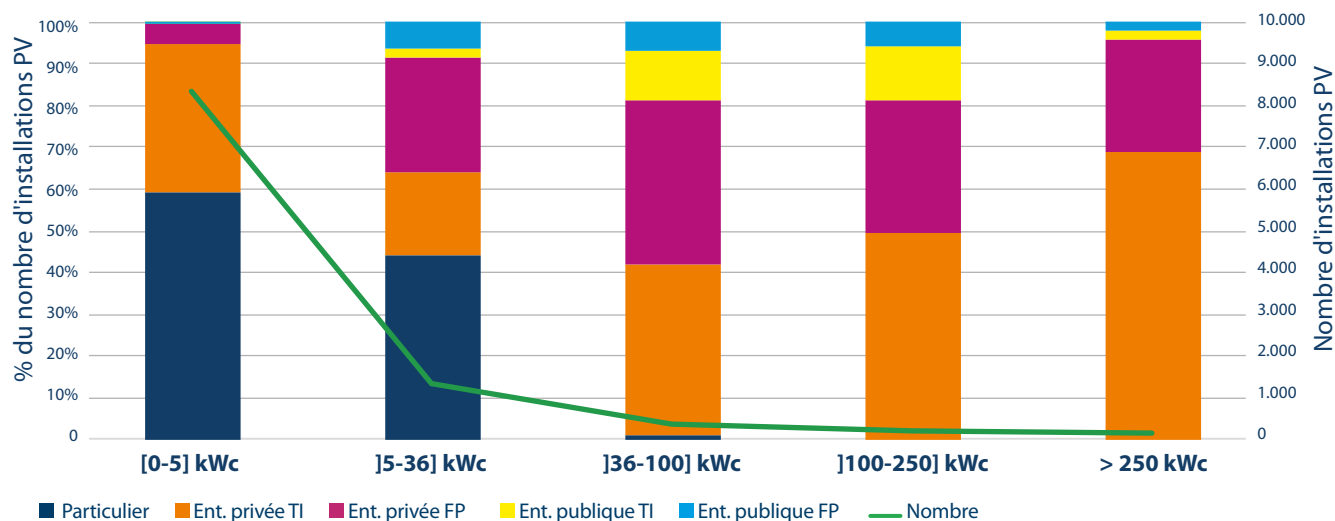
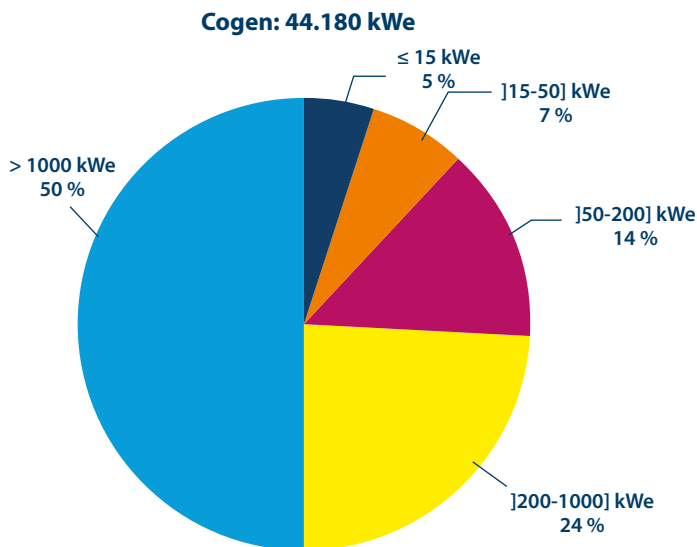
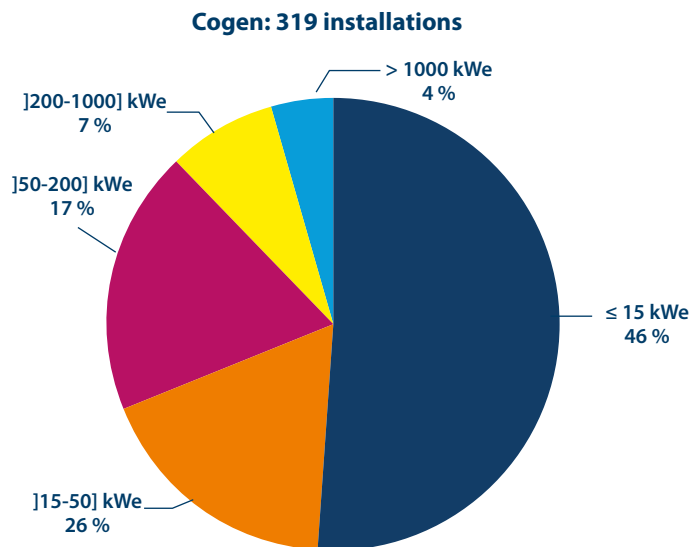


Figure 4 : Parc PV actif fin 2020 par type de titulaire et catégorie de puissance



⁸ Les catégories de puissance prises en compte sont celles entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2021.

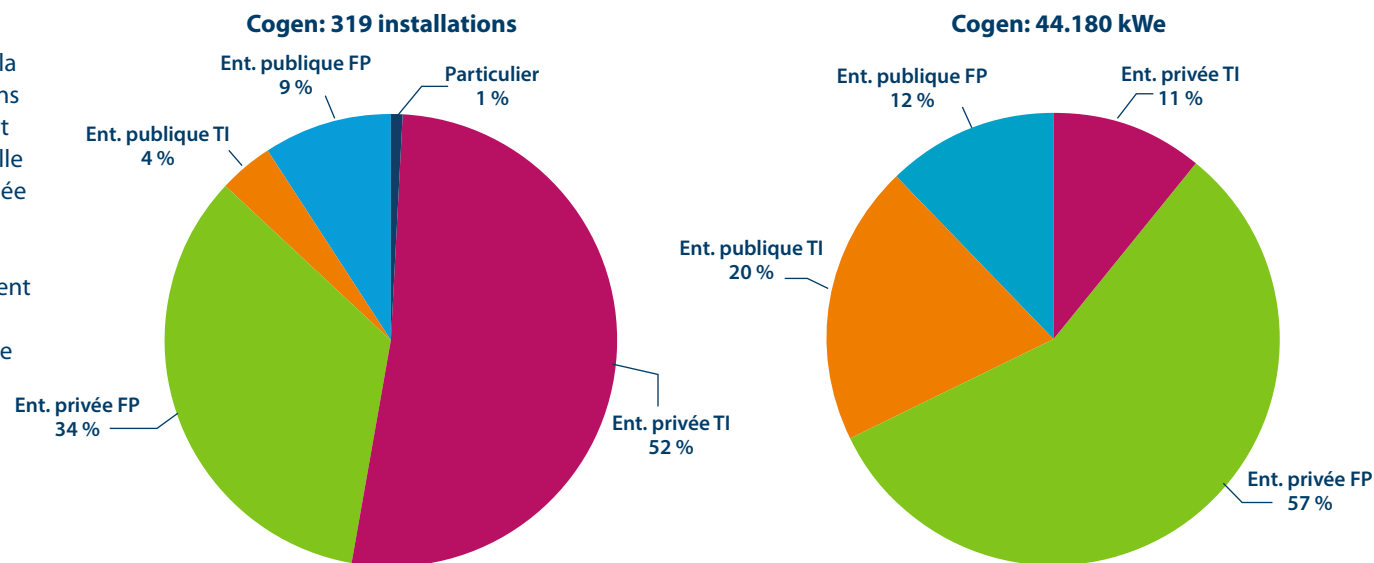
Figure 5 : Parc Cogen actif fin 2020 par catégorie de puissance

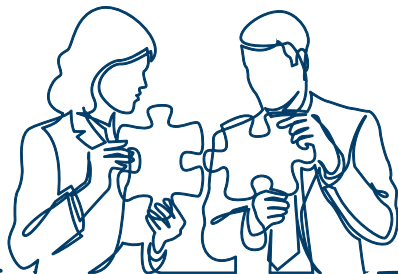


En ce qui concerne la cogénération, la Figure 5 indique que 46 % des installations de cogénération ont une puissance inférieure ou égale à 15 kWe, soit une augmentation de 7 % par rapport à fin 2019. En revanche, leur part de la puissance installée reste marginale (5 %). À l'inverse et de manière analogue au parc PV, les installations dont la puissance est supérieure à 1 MWe ne représentent que 4 % des installations mais génèrent la moitié de la puissance installée.

Figure 6 : Parc Cogen actif fin 2020 par type de titulaire

L'analyse de la Figure 6 montre que les tiers-investisseurs privés détiennent la majorité des cogénérations mais que la puissance est majoritairement fournie par les cogénérations des entreprises privées financées sur fonds propres. La part des installations situées chez des particuliers est quant à elle insignifiante (1 %), par conséquent celle-ci n'est pas analysée en détails dans la suite de ce rapport. Ceci est dû au fait que la base de données de BRUGEL telle qu'elle existe ne permet pas d'isoler les ACP et celles-ci sont donc erronément assimilées à des sociétés privées. BRUGEL procède à une mise jour de sa DB pour que cette information réapparaisse dans les rapports futurs.

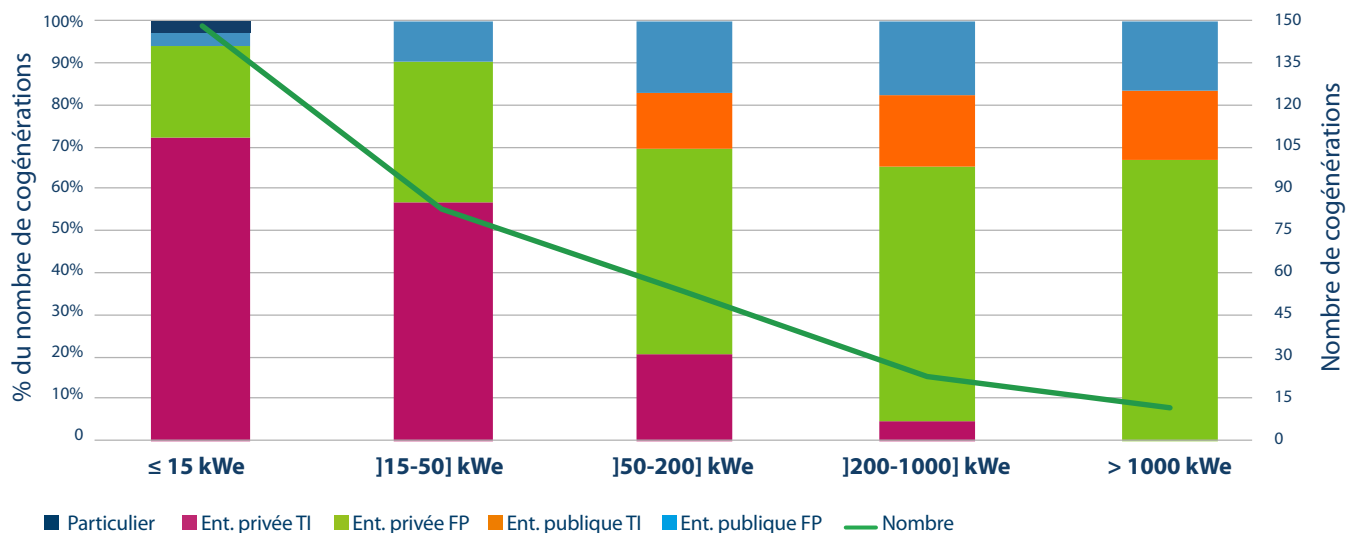




On observe à la Figure 7 que le pourcentage de cogénérations financées par des entreprises privées de type tiers-investisseurs décroît de la plus petite à la plus grande catégorie de puissance, parallèlement au nombre d'installations. Le pourcentage d'UC détenues par des tiers-

investisseurs privés est ainsi de 72 % pour la catégorie de puissance inférieure ou égale à 15 kWe mais est nul pour les UC de plus de 1 MWe. La tendance suivie par les entreprises privées agissant sur fonds propres est inverse, ce qui explique les constats faits à la Figure 6.

Figure 7 : Parc Cogen actif fin 2020 par type de titulaire et catégorie de puissance

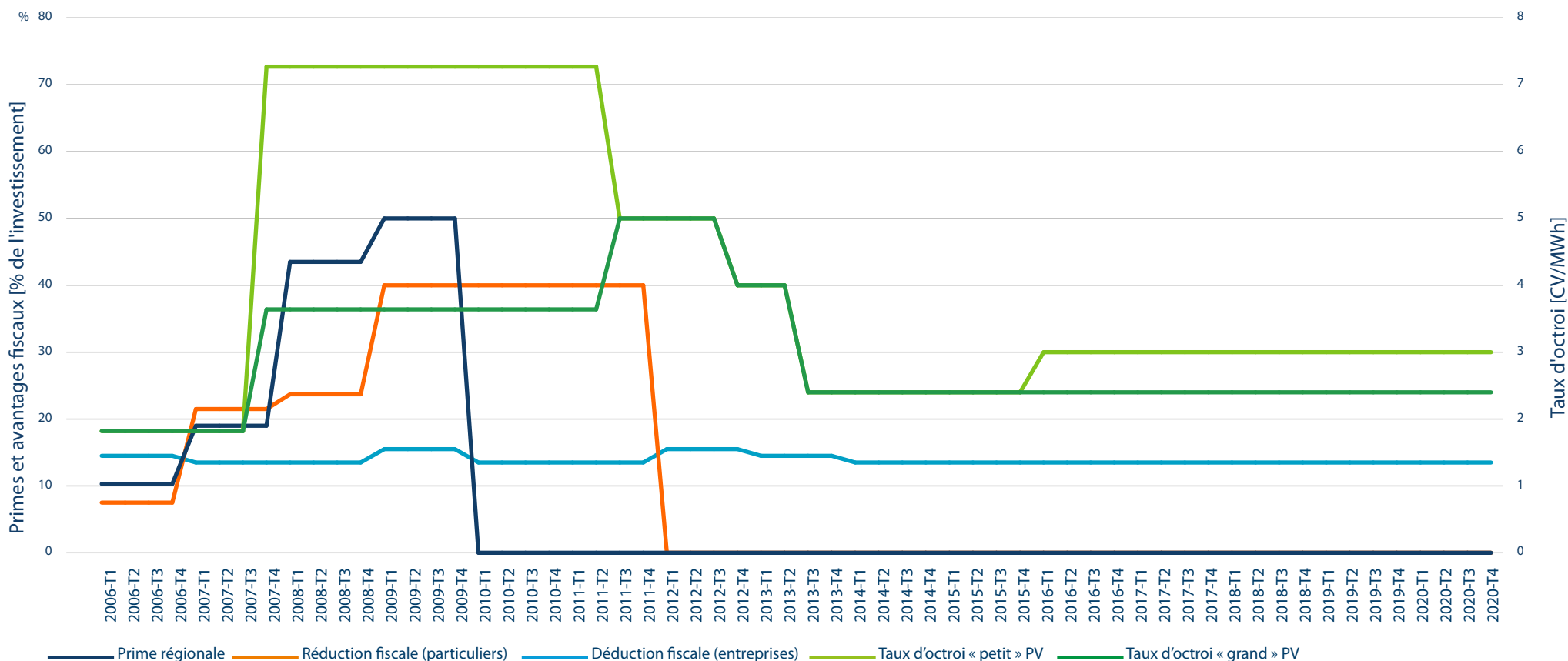


2.2 ÉVOLUTION ANNUELLE PARC PV ET COGEN

Les deux graphiques de gauche de la Figure 10 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 2020. Celles-ci sont liées de manière directe à la variation des divers incitants financiers (primes, avantages fiscaux et taux d'octroi des CV) telle qu'illustrée à la Figure 8⁹. L'analyse contextuelle de l'historique jusqu'à la fin 2019 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 2020. Pour rappel, l'adoption de nouvelles catégories et de nouveaux taux d'octroi pour la filière PV était initialement prévue début juin 2020 mais a été reportée au 1^{er} janvier 2021 en raison des circonstances exceptionnelles engendrées par la crise liée à la COVID-19.

⁹ Le « petit » PV est assimilé aux installations de moins de 20m² qui bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM de 4. Le « grand » PV est assimilé aux installations de plus de 1000m² qui bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM de 2. Les installations d'une surface intermédiaire bénéficient, dans le régime en vigueur avant juillet 2011, d'un CM entre 4 et 2.

Figure 8 : Évolution des incitants financiers pour le PV



Après l'atteinte du dernier pic record de puissance mise en service durant le troisième trimestre 2013 (près de 17 Mwc installés), le taux de nouvelles installations a drastiquement chuté en 2014. Entre 2015 et 2017, la puissance nouvellement installée a ensuite augmenté en moyenne de 62 % chaque année, passant de 4 Mwc à 9 Mwc. Elle s'est ensuite envolée en 2018 avec plus de 24 Mwc installés soit une augmentation de près de 160 % par rapport à l'année 2017. Par après, le rythme de mises en service s'est encore accentué, au point d'établir un nouveau record deux années de suite avec plus de 39 Mwc installés en 2019 et 63 Mwc

en 2020. Ainsi, 57 % du parc PV actif fin 2020 a été mis en service durant les deux dernières années et constitue 53 % de la puissance installée.

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 ;

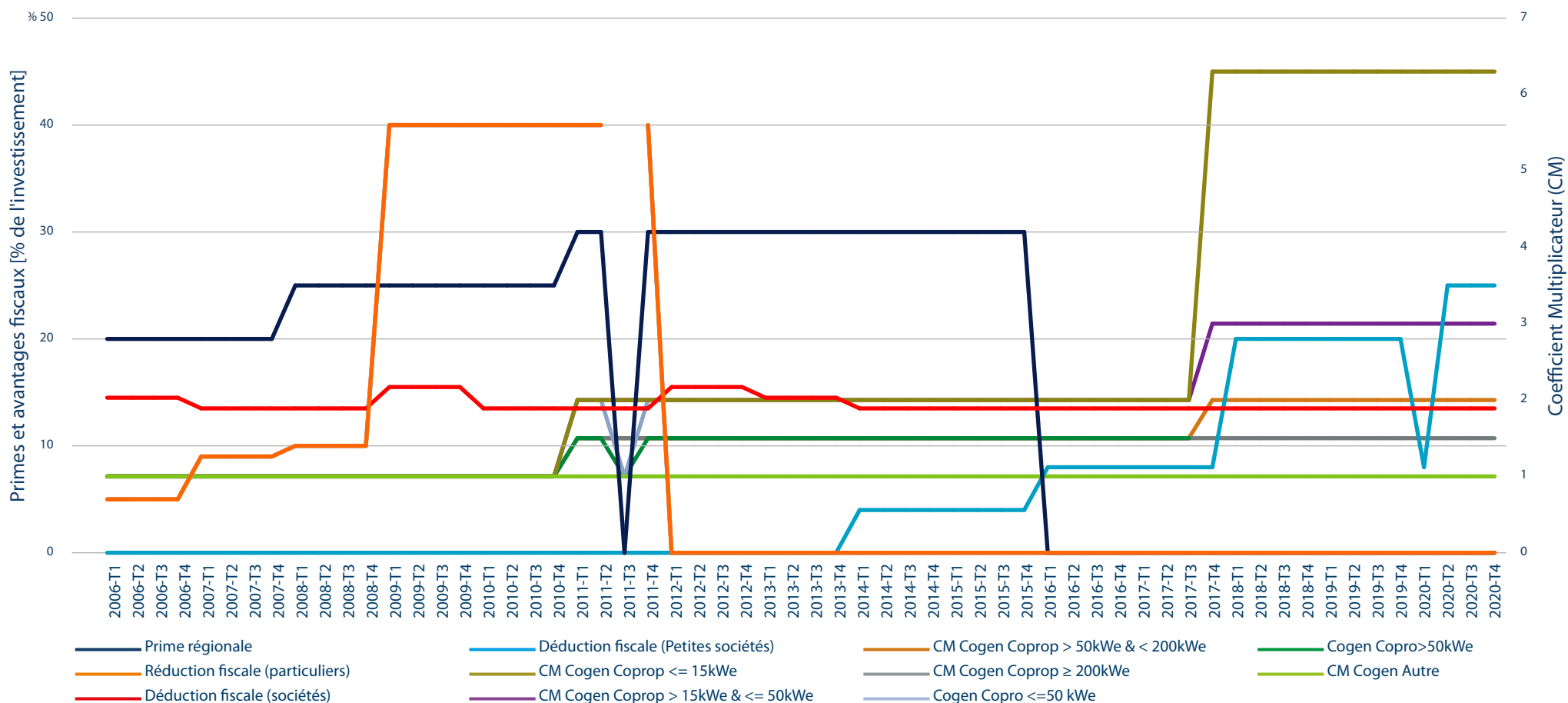
- La diminution du taux d'octroi de CV annoncée pour le 1^{er} janvier 2021 ;
- Le hausse du prix unitaire du CV.

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 2020, 90 % des 3.521

installations PV mises en service en 2020 ont une puissance inférieure à 5 kWc et ce marché a atteint 12 MWc installés, soit une augmentation de 47 % par rapport à 2019 et de 588 % par rapport à 2018. Comme en 2019, le segment sous 5 kWc a contribué de manière non négligeable (19 %) 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 (61 %).

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 10. L'évolution des divers incitatifs financiers est quant à elle illustrée à la Figure 9.

Figure 9 : Évolution des incitatifs financiers pour les installations de cogénération



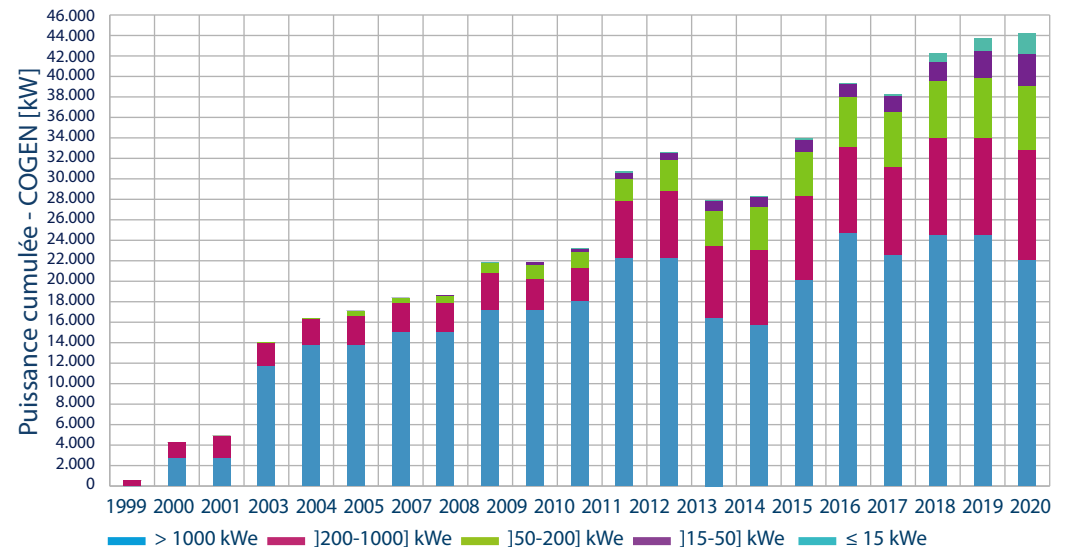
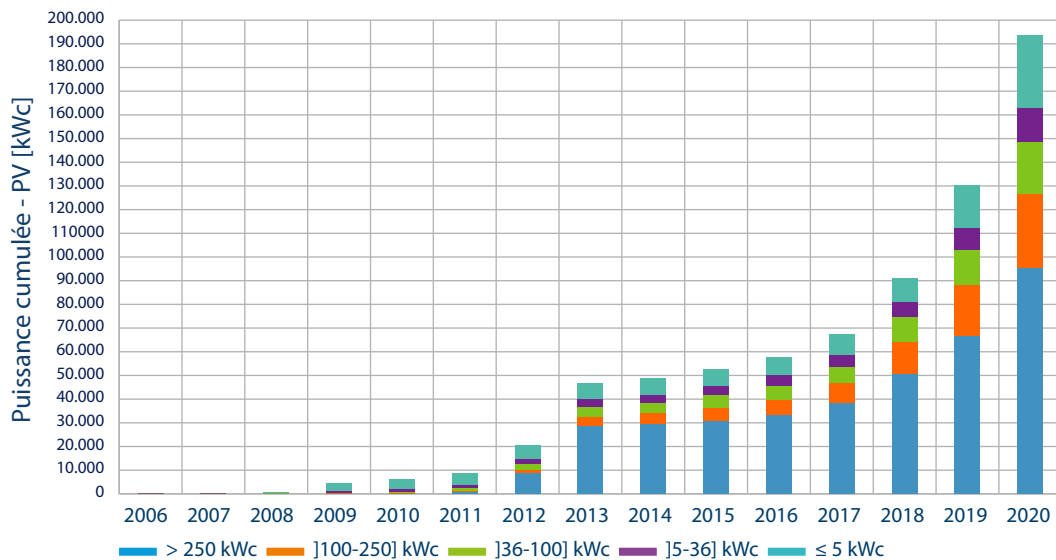
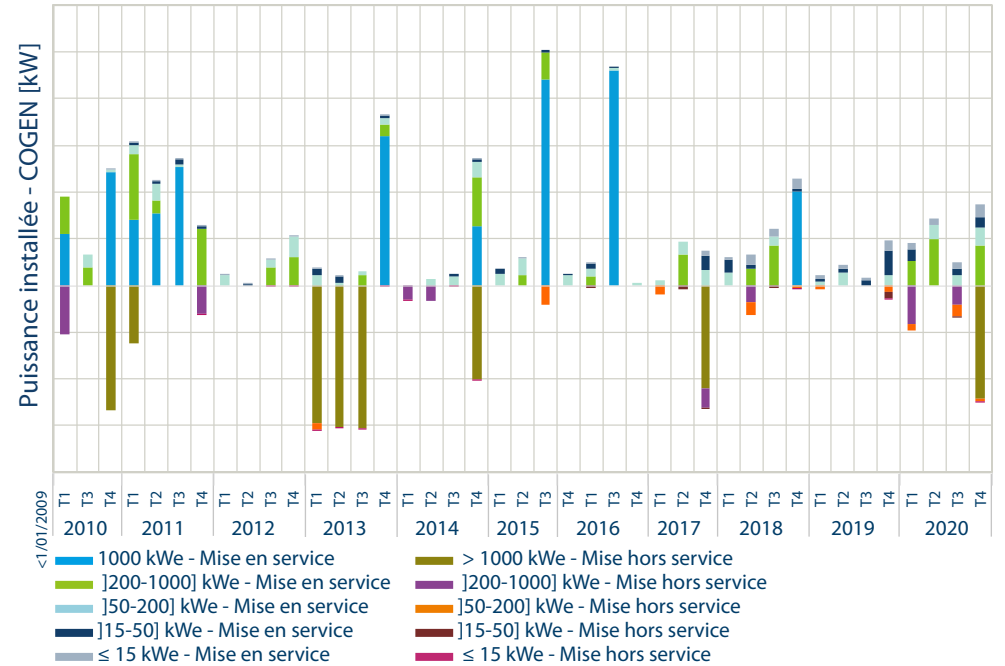
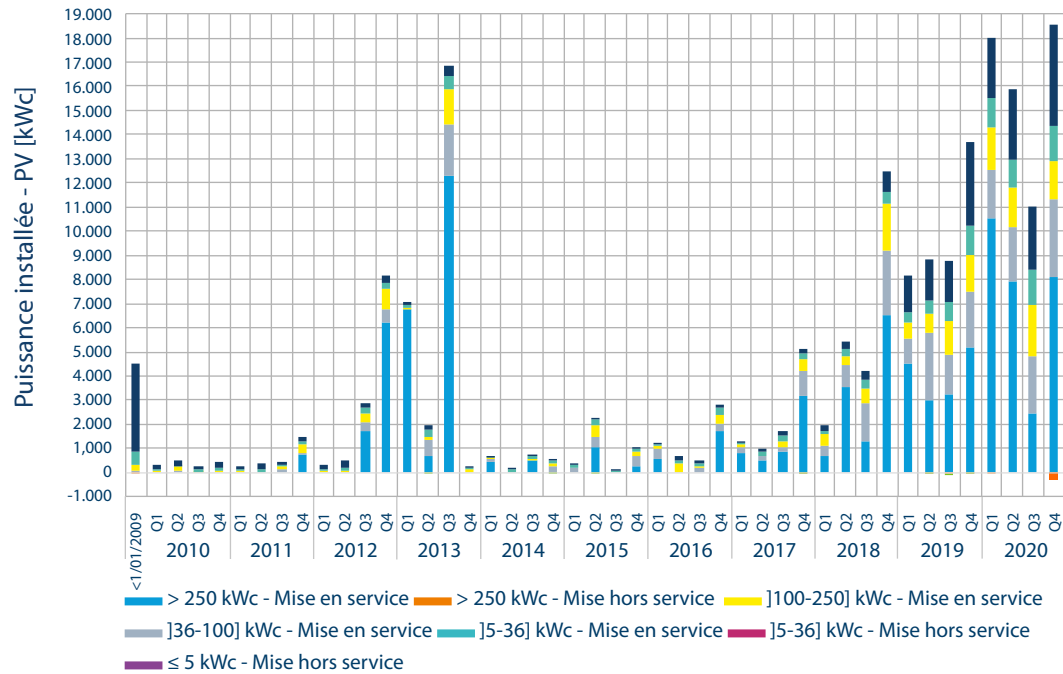
Dans le cas de la cogénération, il est moins évident d'établir une corrélation entre les incitants financiers et les puissances mises en service. Cela étant dû, entre autres, au fait que le marché de la cogénération est relativement peu fluide et possède une inertie assez importante.

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 74 cogénérations mises en service en 2020, 50 ont une puissance électrique inférieure ou égale à 15 kWe. Dans le même temps, seule 1 des 11 cogénérations mises hors service durant cette même année appartient à cette catégorie de puissance. Par conséquent, le pourcentage que représentent ces petites installations progresse et atteint 46 % de l'ensemble du parc de cogénérations actif fin 2020.

En ce qui concerne la puissance mise en service en 2020, celle-ci s'élève à 4.586 kWe, portant ainsi à 44.180 kWe la puissance totale installée. Cette dernière a faiblement augmenté par rapport à l'année précédente car une puissance quasiment équivalente a aussi été mise hors service (4.135 kWe). Aucune installation de puissance supérieure à 1000 kWe n'a été installée en 2020, la moitié de la puissance nouvellement installée est le fait d'installations dont la puissance est comprise entre 200 et 1000 kWe. Cependant, si on analyse l'augmentation nette de 451 kWe de la puissance cumulée en cogénération, celle-ci est plus partagée entre les 4 catégories de puissance inférieures.



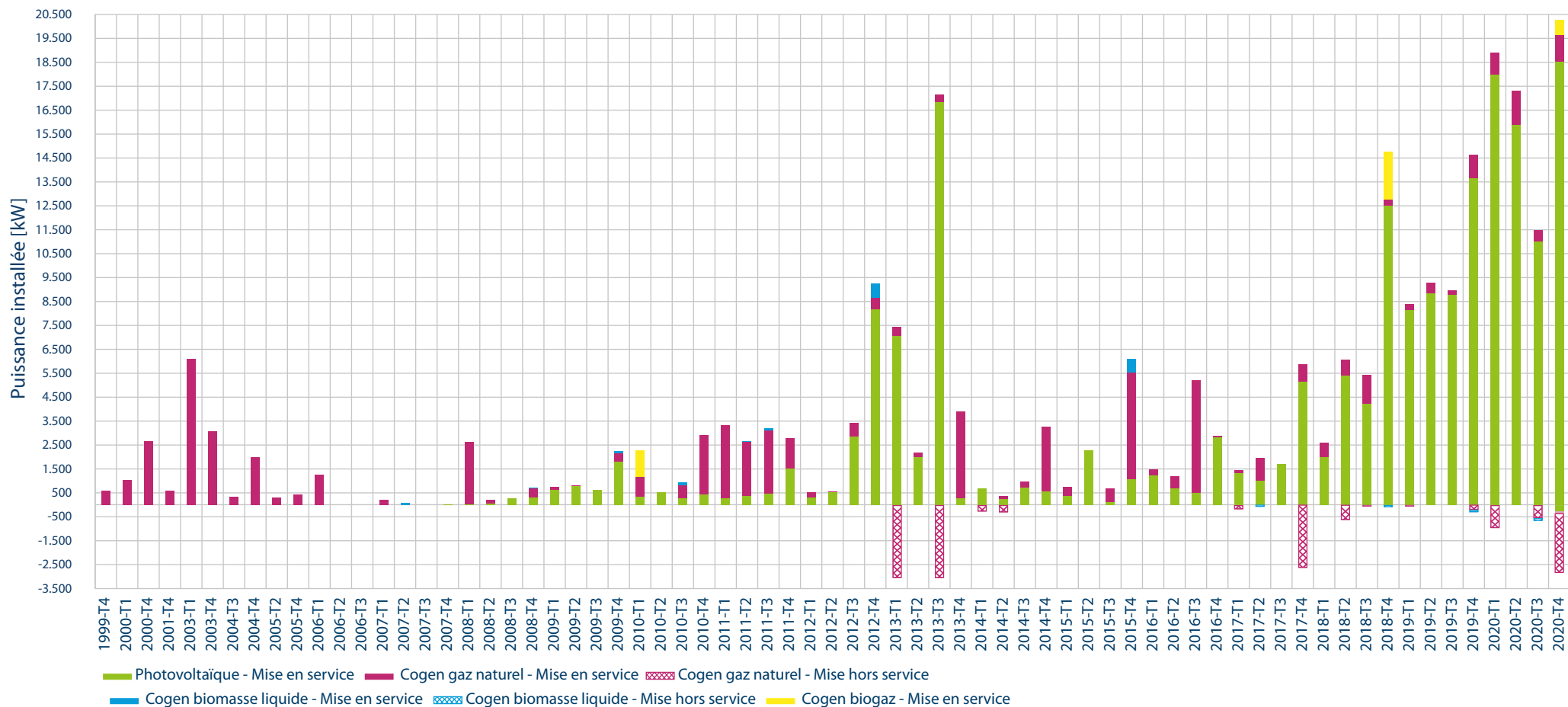
Figure 10 : Évolution de la puissance en service PV et Cogen suivant la catégorie de puissance

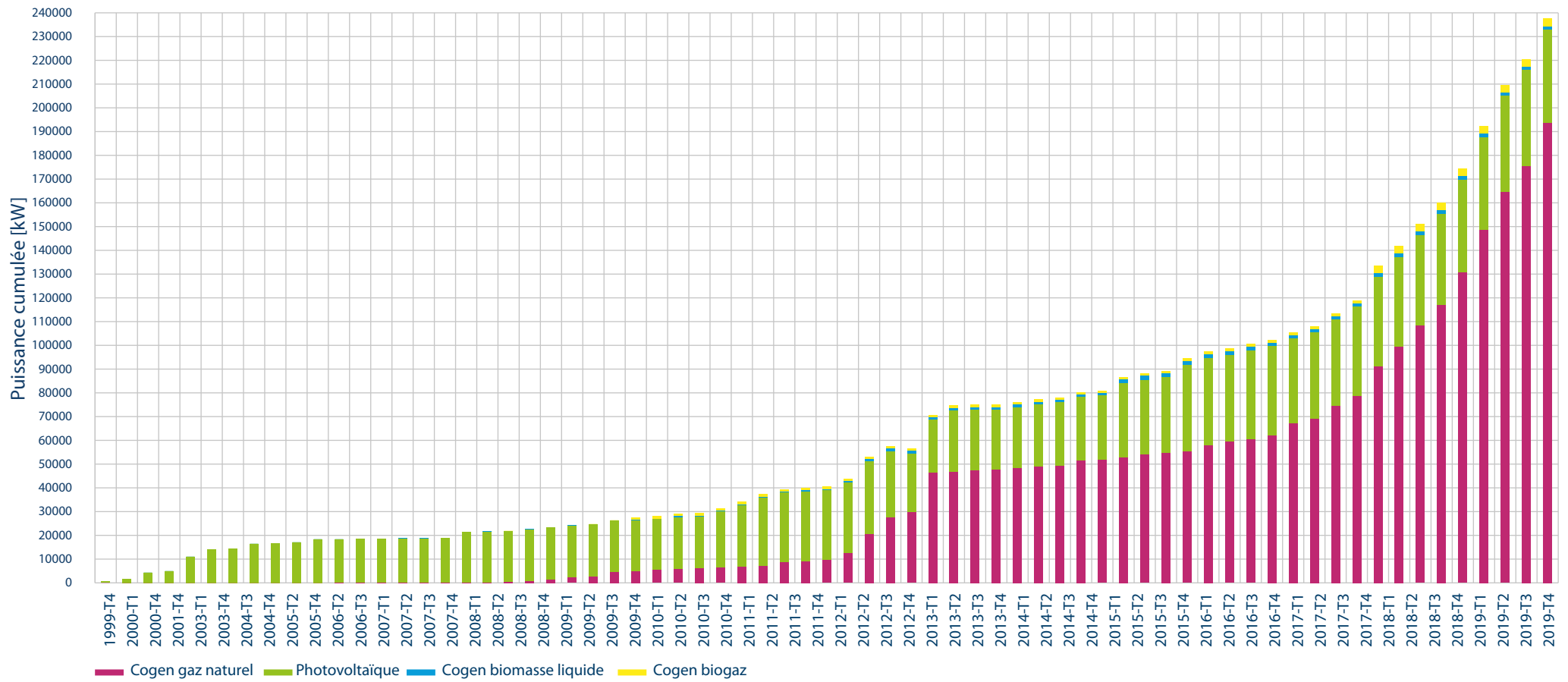
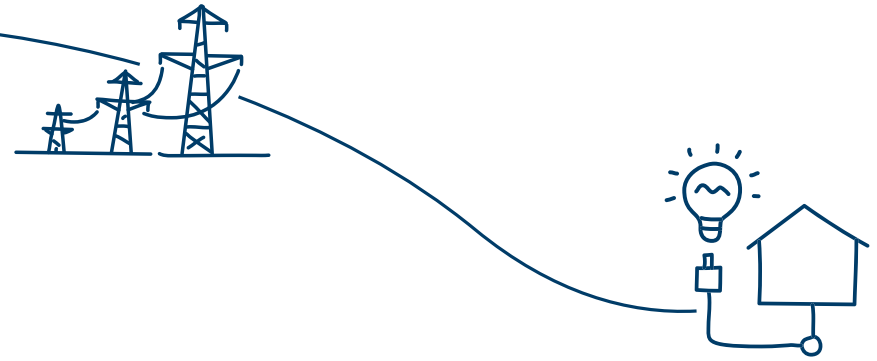


Les évolutions de la puissance mise en et hors service ainsi que de la puissance cumulée des technologies PV et cogénération, sont repris sur les deux graphiques de la Figure 11. Celles-ci regroupent les informations contenues dans les différents graphiques de la Figure 10. Elles

permettent, entre autres, de bien identifier les différentes vagues d'installations PV et Cogen ainsi que de comparer les différentes filières. Entre 2019 et 2020, la puissance installée a augmenté de 63,5 MW, presque exclusivement grâce aux installations PV (99 %).

Figure 11 : Évolution de la puissance en service suivant le type de technologie



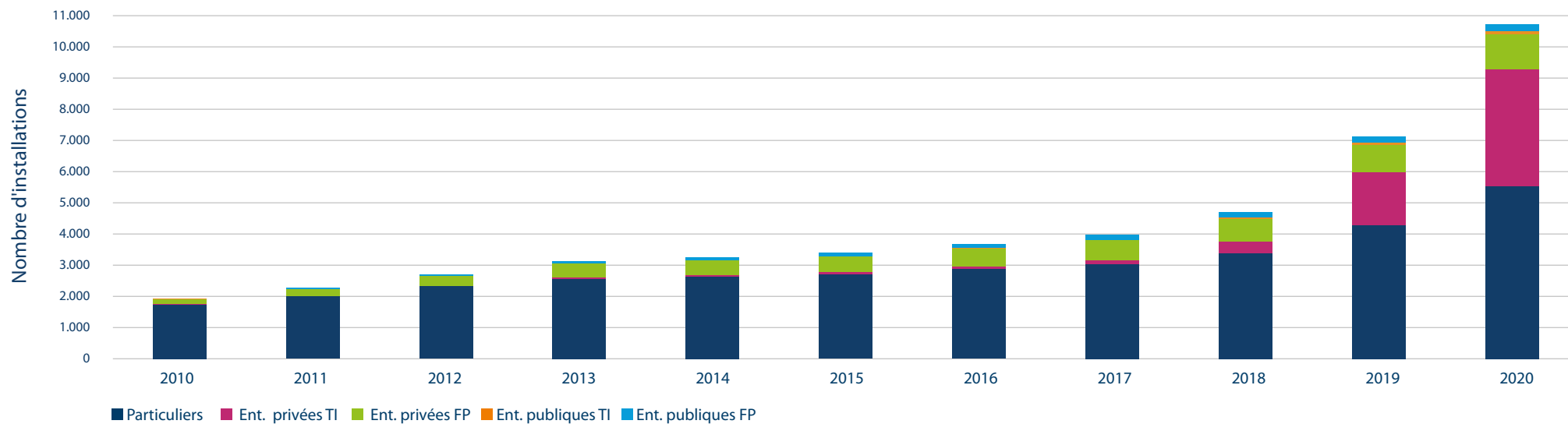


La Figure 12 indique l'évolution du nombre d'installations de production d'électricité verte actives selon le type de titulaire de 2010 à 2020. En 2020, pour la deuxième année

consécutive, le parc a augmenté de 50 % soit +3.582 unités. On constate aussi qu'en l'espace de deux ans, le

développement de l'activité des tiers-investisseurs privés a été tel que leur part est passé de 8 % en 2018 à 35 % en 2020.

Figure 12 : Évolution du nombre d'installations actives selon le type de titulaire



3.1 CONTENU ET MÉTHODOLOGIE

Cette section analyse la production d'électricité verte en fonction de la source d'énergie, de la catégorie de puissance et du type de titulaire.

Pour rappel, la définition « d'électricité verte » reprise dans l'ordonnance¹⁰ inclut également la cogénération non-renouvelable à haut rendement, en l'occurrence la cogénération au gaz naturel.

Les index de production utilisés sont ceux encodés par les producteurs sur le portail Green Meter de Sibelga. En effet, durant le dernier mois de chaque trimestre (mars, juin, septembre et décembre), chaque producteur a la possibilité de transmettre ses données de production d'électricité et de chaleur ainsi que la consommation de carburant à Sibelga qui les valide puis les transfère à BRUGEL.

Les données proviennent exclusivement d'installations certifiées, éligibles aux CV et ayant communiqué leurs index de production à Sibelga. À l'heure de la rédaction de ce rapport, ces trois conditions ne sont pas toujours remplies pour les installations ayant produit en 2020 pour les raisons suivantes présentées par ordre d'importance :

- Les titulaires d'installations de production d'électricité verte ont la possibilité de communiquer leur index à Sibelga au cours du dernier mois de chaque trimestre de l'année civile. Cependant, certains producteurs ne le transmettent pas à cette fréquence et une partie de la production de 2020 est déclarée avec un certain retard ;

- Au-delà de la période de 10 ans, les installations de production d'électricité verte ne sont plus éligibles aux CV. Par conséquent, leur production n'est plus comptabilisée alors qu'elles sont susceptibles de continuer à fonctionner (durée de vie d'une installation PV estimée à 25 ans) ;
- Les installations PV de puissance supérieure à 10 kWc et les cogénérations font l'objet d'une visite de certifications par BRUGEL après la constatation du caractère complet de la demande. L'index de début de comptage de l'électricité verte est relevé lors de cette visite de certification. L'électricité verte produite entre la date de mise en service et la visite de certification n'étant pas éligible aux CV, elle n'est donc pas comptabilisée.

Par conséquent, la production d'énergie reprise dans ce rapport est une limite inférieure. Ces chiffres sont amenés à encore évoluer au gré des déclarations de production qui parviendront à BRUGEL.

Les périodes de production à cheval sur plusieurs trimestres ont été réparties en appliquant une règle de 3.

Exemple :

Début de la période de production : 05/09/2019
 Fin de la période de production : 23/06/2020
 Durée de la période de production : 292 jours
 % de la production en 2019 : 40 %
 % de la production en 2020 : 60 %

Il est à noter que cette hypothèse ne tient pas compte d'une pondération suivant les différents mois de l'année alors que la production varie. Il s'agit ici d'une approximation dont l'impact est limité.

Par ailleurs, certaines données de production s'écartent fortement de la médiane de la distribution. Ces valeurs extrêmes n'ont pas été écartées pour le calcul du total de la production.

3.2 PAR SOURCE D'ÉNERGIE

La Figure 13 illustre l'évolution de la production d'électricité verte de 2010 à 2020, ainsi qu'un détail pour l'année 2020.

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 diminué de près de 22 GWh entre 2019 et 2020 en tombant à 96 GWh. Cette baisse a vraisemblablement été engendrée par la crise sanitaire causée par la COVID-19. En effet, la fermeture de l'Horeca, des commerces et des hôtels a eu pour effet de réduire le tonnage des déchets alimentaires qui s'est répercuté en cascade sur la production nette d'électricité à partir de la fraction biodégradable des déchets.

Par conséquent, sa part dans la production totale d'électricité verte a reculé de plus de 7 % et ne représente plus que 27 %.

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

La cogénération au gaz naturel a quant à elle enregistré une régression de 4,7 GWh en 2020 après avoir progressé de 24 GWh en 2019. Néanmoins, elle continue d'être la première source de production d'électricité verte avec 125,8 GWh.

Quant à la quantité d'électricité produite par les installations photovoltaïques, celle-ci a connu sa plus forte augmentation avec 37 GWh de plus qu'en 2019 (+ 42 %). Elle passe ainsi de 25 % à 35 % de la production totale d'électricité verte.

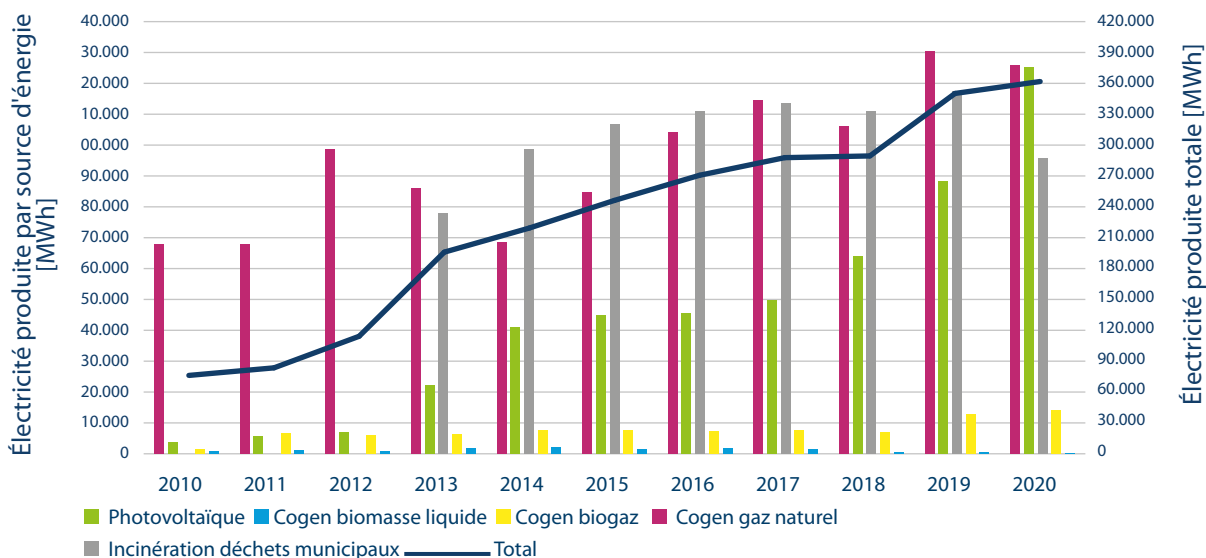
La production des installations de cogénération au biogaz présentait un profil de production assez stable jusqu'en 2018 car il n'y en avait qu'une en service en RBC. Fin 2018, une deuxième cogénération au biogaz a été mise en service

engendrant une augmentation de plus de 87 % de la production d'électricité verte pour cette filière. En 2020, la production a encore augmenté de 11% (année complète de production).

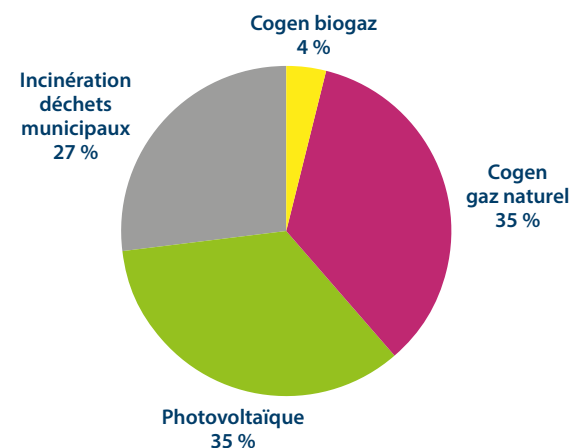
Enfin, la production des installations de cogénération à la biomasse liquide affiche une baisse de 52 % en 2020. Cette baisse s'explique en partie par la mise hors service de 80 kWe fin 2019 et de 120 kWe lors du troisième trimestre 2020 mais surtout par le fait que certaines données de production n'ont toujours pas été encodées pour 2020. En effet, le nombre de cogénérations alimentées en huile de colza étant limité (6), l'impact est directement observable.

Les évolutions combinées des différentes filières se traduisent par un accroissement de 3 % de la production d'électricité verte entre 2019 et 2020. Au total, 361.424 MWh d'électricité verte certifiée, dont 235.662 MWh (65 %) issus de sources purement renouvelables, ont été produits en 2020. 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 177.517 ménages.

Figure 13 : Électricité verte produite durant la période 2010 - 2020



361.424 MWh produits en 2020



3.3 PAR CATÉGORIE DE PUISSANCE

Comme indiqué à la Figure 14, les installations photovoltaïques ont produit 125.359 MWh en 2020. Les installations de plus de 100 kWc qui ne représentent que 3 % des installations ont fourni 73 % de cette production. Le constat est similaire pour les installations de cogénérations. 62 % de la production d'électricité verte qui s'est élevée à 140.251 MWh en 2020, a été fournie par les installations de plus de 1000 kWe alors qu'elles ne constituent que 4 % des installations.

3.4 PAR TYPE DE TITULAIRE

La Figure 15 montre la répartition de l'électricité verte produite selon le type de titulaire. On constate que 83 % de l'électricité verte produite est le fait d'entreprises privées. Ce pourcentage augmente depuis 2017 grâce au développement de l'activité des tiers-investisseurs privés (+18 % en 4 ans).

Figure 14 : Électricité verte produite par les filières PV et Cogen selon la catégorie de puissance

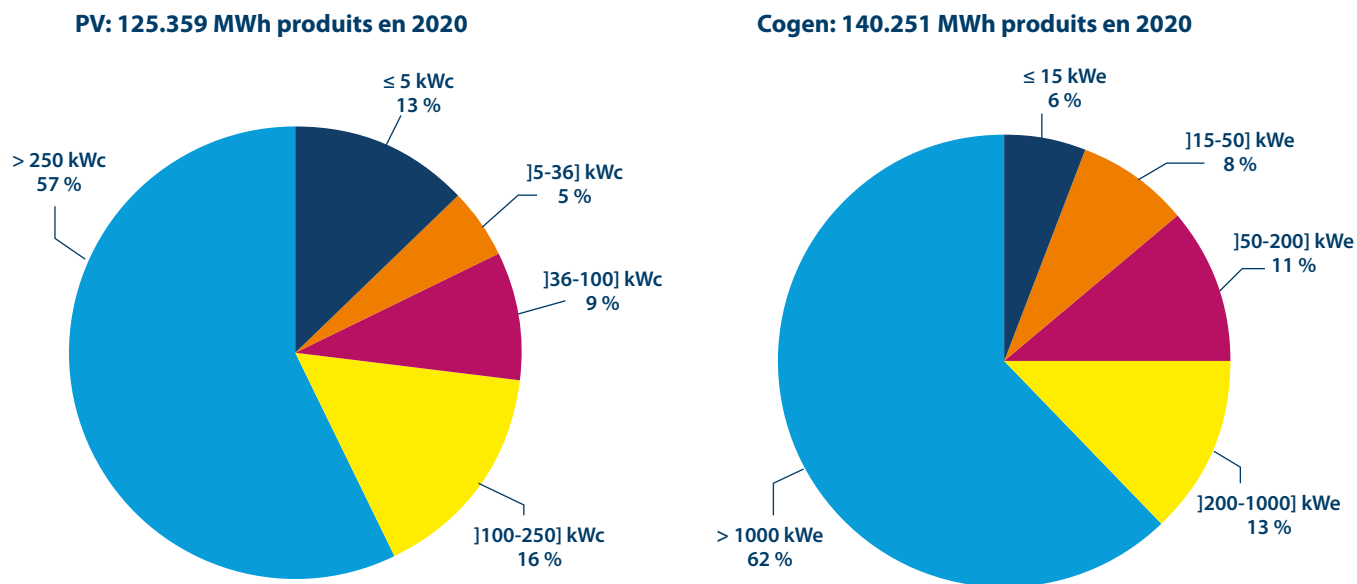
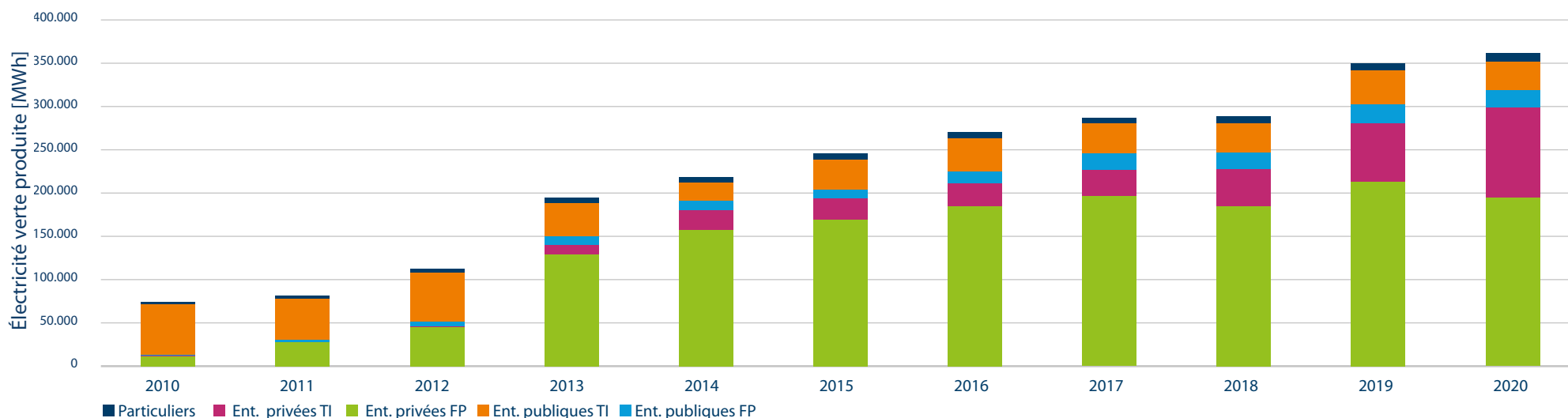


Figure 15 : Électricité verte produite selon le type de titulaire



3.5 PAR RAPPORT À LA CONSOMMATION TOTALE

La consommation d'électricité a diminué de 6,4 % entre 2019 et 2020 en RBC (Figure 16). Celle-ci équivaut à la somme de la fourniture totale d'électricité assurée par les fournisseurs¹¹ (4.677.240 MWh, -7 %) et de la production locale (361.424 MWh, +3 %). Si une diminution de la consommation d'électricité avait déjà été observée depuis 2011, celle mesurée en 2020 est exceptionnelle et est liée aux mesures sanitaires prises pour éviter la propagation de la COVID-19.

Par conséquent, la part de la consommation d'électricité couverte par l'électricité verte produite en RBC a progressé de 0,7 % passant de 6,5 à 7,2 % (Figure 17). Ce pourcentage est de 4,7 % si seule l'électricité verte issue de sources purement renouvelables est considérée. Il est à souligner que la hausse de la couverture photovoltaïque (+0,9 %) est la plus élevée jamais relevée.

Figure 16 : Évolution de la consommation d'électricité en RBC

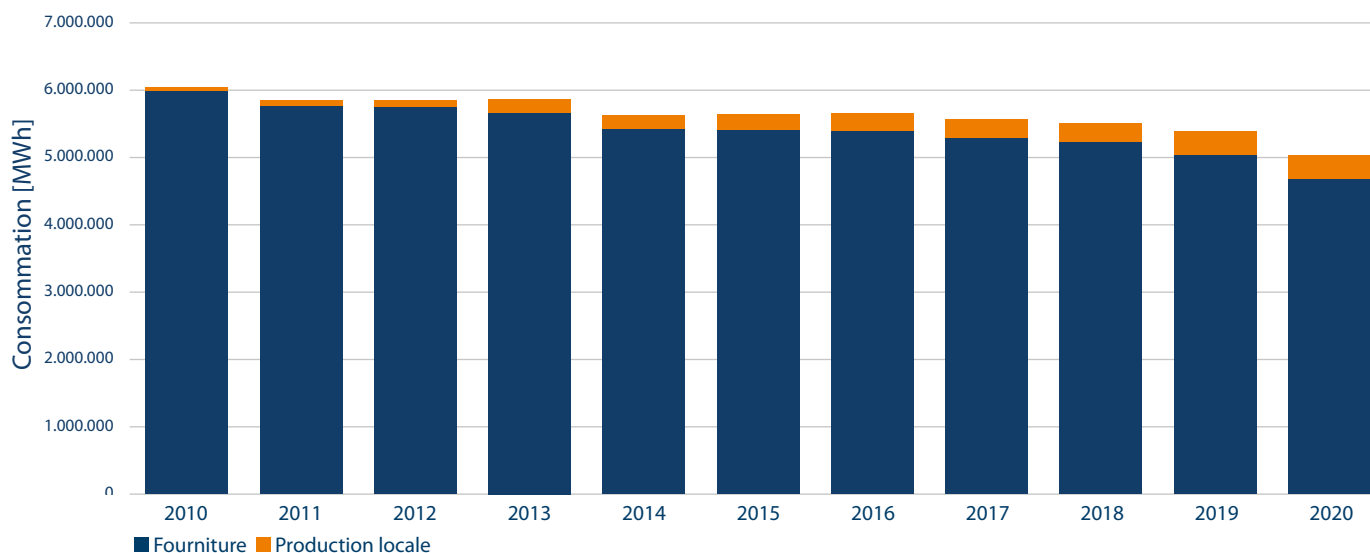
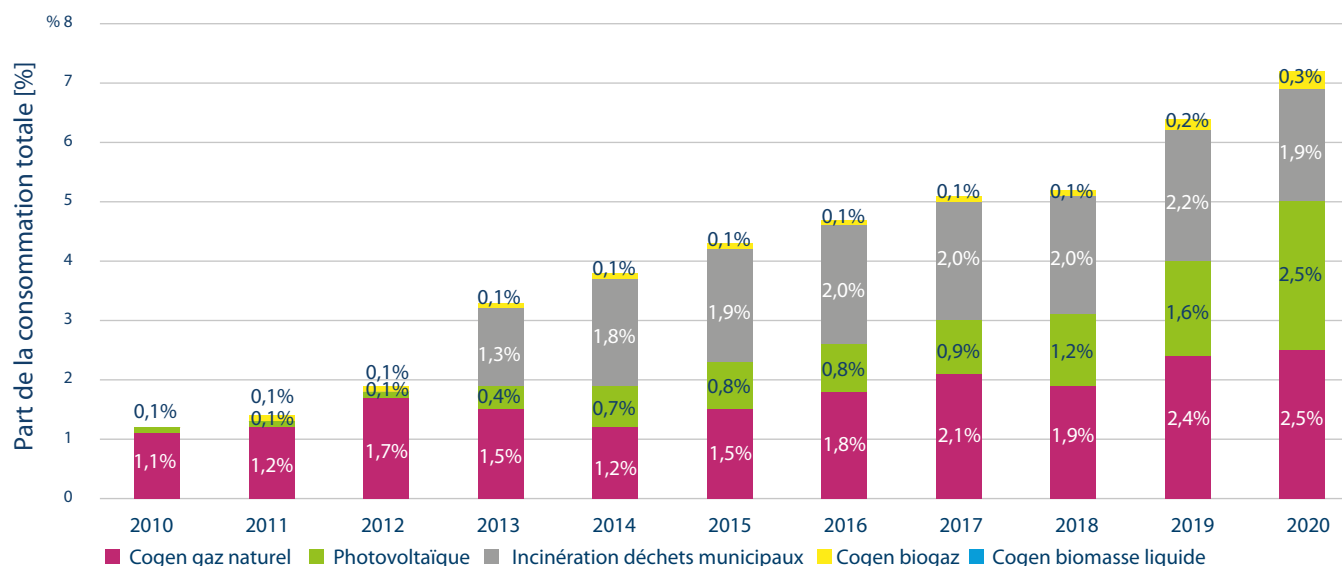


Figure 17 : Couverture de la consommation totale d'électricité par la production d'électricité verte



11 La fourniture totale d'électricité inclut les pertes réseaux (3 %)

4 LES CERTIFICATS VERTS COMME SOUTIEN À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ VERTE

4.1 FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME

4.1.1 Principe général

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 certificats verts auprès de BRUGEL. Finalement, les fournisseurs répercutent le coût de l'obligation de retour quota sur l'ensemble de leurs clients finaux.

Des informations plus détaillées concernant le fonctionnement du système de certificats verts en ce compris la certification des installations, sont disponibles sur le site internet de BRUGEL [1].

4.1.2 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 2020, aucune plainte n'a été traitée.

4.2 OCTROI DE CERTIFICATS VERTS AUX PRODUCTEURS

Les CV octroyés sont directement liés à la production de l'installation, en fonction de la quantité de CO₂ 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 8 (PV) et Figure 9 (Cogen).

La Figure 18 illustre l'évolution du nombre de CV octroyés par technologie pour les périodes de production 2010-2020. Le nombre de CV octroyés par BRUGEL pour l'électricité verte produite en 2020 a été de 648.656, soit une majoration de 89.405 CV (+ 16 %) par rapport à 2019.

L'incinérateur de déchets a bénéficié de l'octroi de 95.813 CV, un nombre au plus bas depuis l'entrée en vigueur du nouvel arrêté électricité verte en février 2016. À la suite de cette baisse de 19 % par rapport à 2019, la part des CV octroyés captée par l'incinérateur de déchets CV diminue de 6 %.

Les installations de cogénération au gaz naturel ont reçu 21.408 CV supplémentaires par rapport à 2019 soit

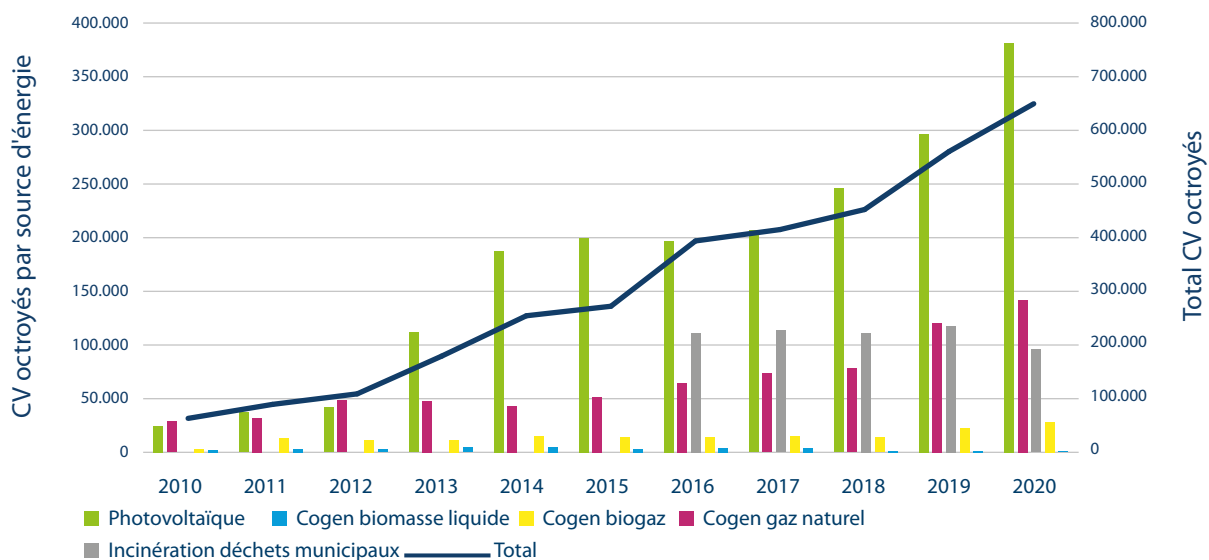
une augmentation de 18 %. En revanche, cette hausse est proportionnellement moins importante que celle comptabilisée par la filière photovoltaïque. Par conséquent, la part de la cogénération au gaz naturel dans le nombre total de CV octroyés stagne à 22 %.

En ce qui concerne les installations PV, la hausse du nombre de CV octroyés poursuit sur sa lancée. Après avoir augmenté de 21 % en 2019, elle enregistre une hausse de 29 % en 2020. Celle-ci accompagne le développement de la puissance installée (+43 % en 2019 et +48 % en 2020). Par conséquent, les installations PV continuent de capter la majorité des CV octroyés (59 %).

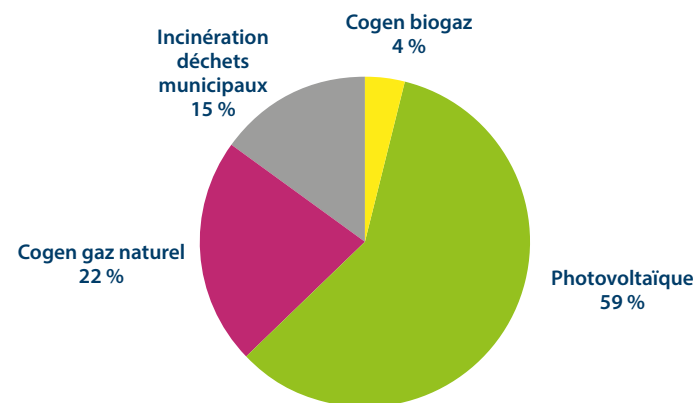
La cogénération au biogaz a reçu 25 % de CV en plus, ce qui explique un accroissement de 0,3 % dans l'octroi total.

Enfin, l'octroi de CV à la cogénération à la biomasse liquide a diminué de 48 % mais cette technologie ne représente pas un pourcentage significatif du nombre de CV octroyés.

Figure 18 : CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2020

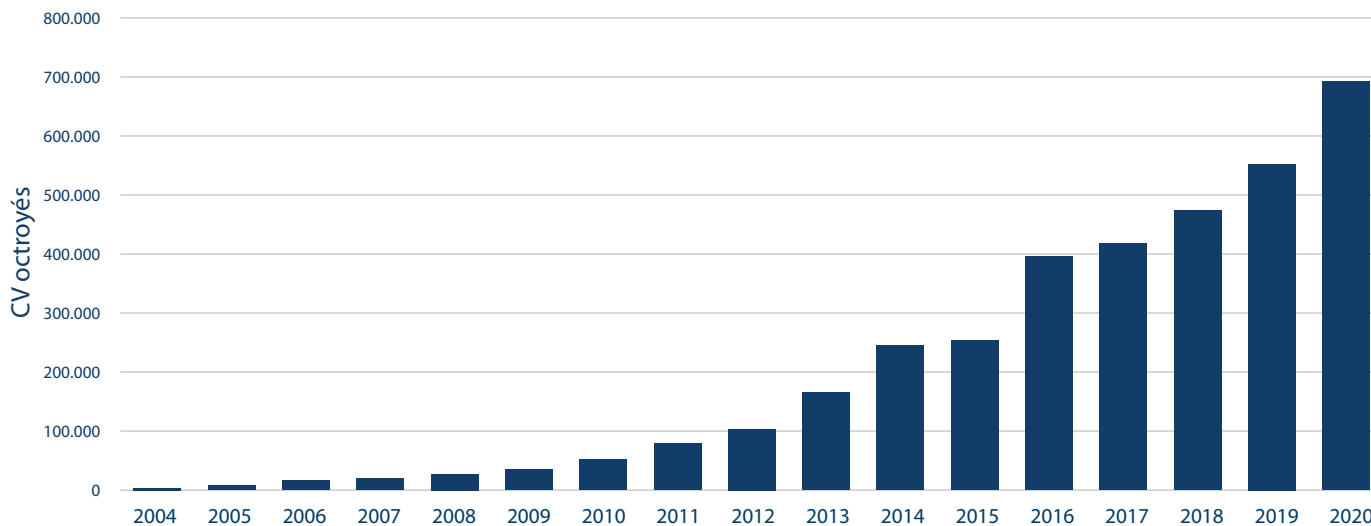


648.656 CV octroyés relatifs à la production 2020



La Figure 19 montre le nombre de CV octroyés courant des périodes retour quota 2004-2020. Ce nombre diffère du nombre de CV octroyés pour les périodes de productions car les périodes retour quota (1^{er} avril-31 mars) ne coïncident pas avec les années civiles et une partie des CV est octroyée avec un certain retard par rapport au moment de la production. On observe un accroissement de 25 % entre 2019 et 2020, le plus important depuis 2016.

Figure 19 : CV octroyés courant des périodes retour quota 2004-2020



Comme illustré à la Figure 20, les installations PV de puissance inférieure ou égale à 5 kWc ont capté 14 % des 381.299 CV octroyés à la filière PV. Ce pourcentage est 1 % supérieur à la part de la production PV d'électricité verte fournie par ce segment (voir Figure 14) 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 (1 % des installations) ont quant à elles capté 58 % des CV octroyés à la filière PV.

En ce qui concerne la cogénération, la répartition des CV octroyés selon les catégories de puissance diffère fortement de la distribution de la production d'électricité verte selon ces mêmes catégories (Figure 14). Les installations dont la puissance est inférieure ou égale à 15 kWe qui ne fournissent que 6 % de la production d'électricité verte issue de la cogénération, captent 26 % des CV octroyés à cette filière. À l'opposé, les installations de plus de 1 MWe produisent 62 % de l'électricité verte issue de la cogénération mais ne bénéficient que de 41 % des CV octroyés à cette filière. Cet écart s'explique par l'existence d'un coefficient multiplicateur pour les petites installations situés dans des logements collectifs plus de quatre fois supérieur à celui des grandes installations.

La combinaison des données de la Figure 13 et de la Figure 18 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 21.

Figure 20 : CV octroyés aux filières PV et Cogen selon la catégorie de puissance des installations

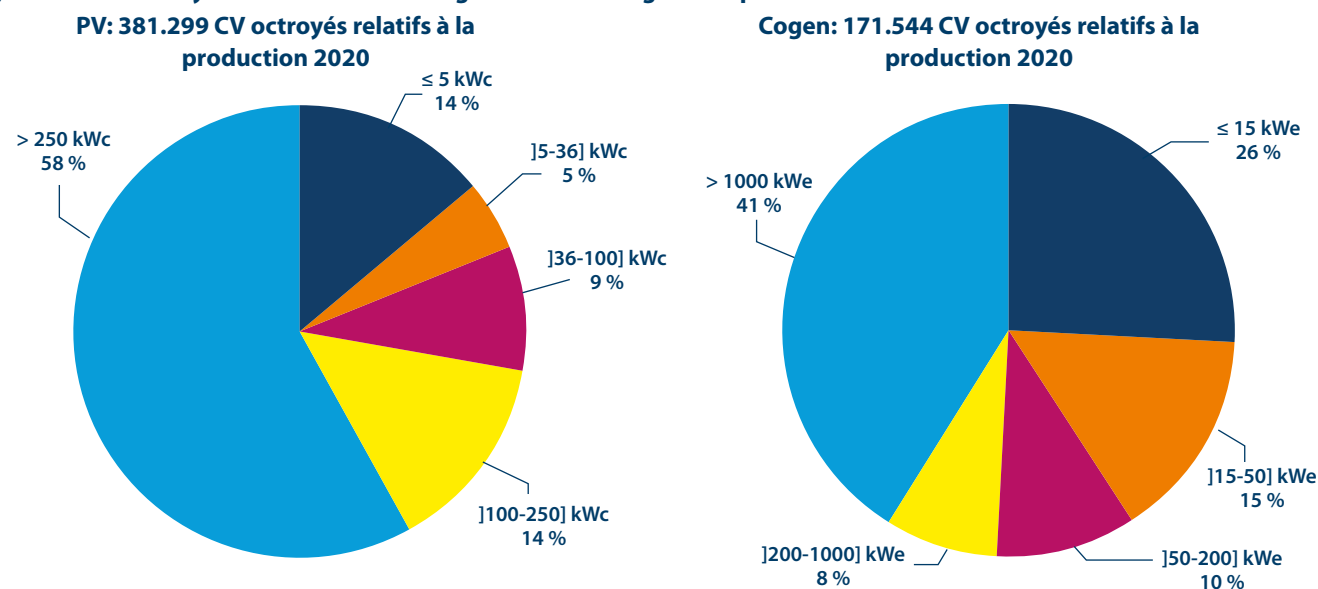
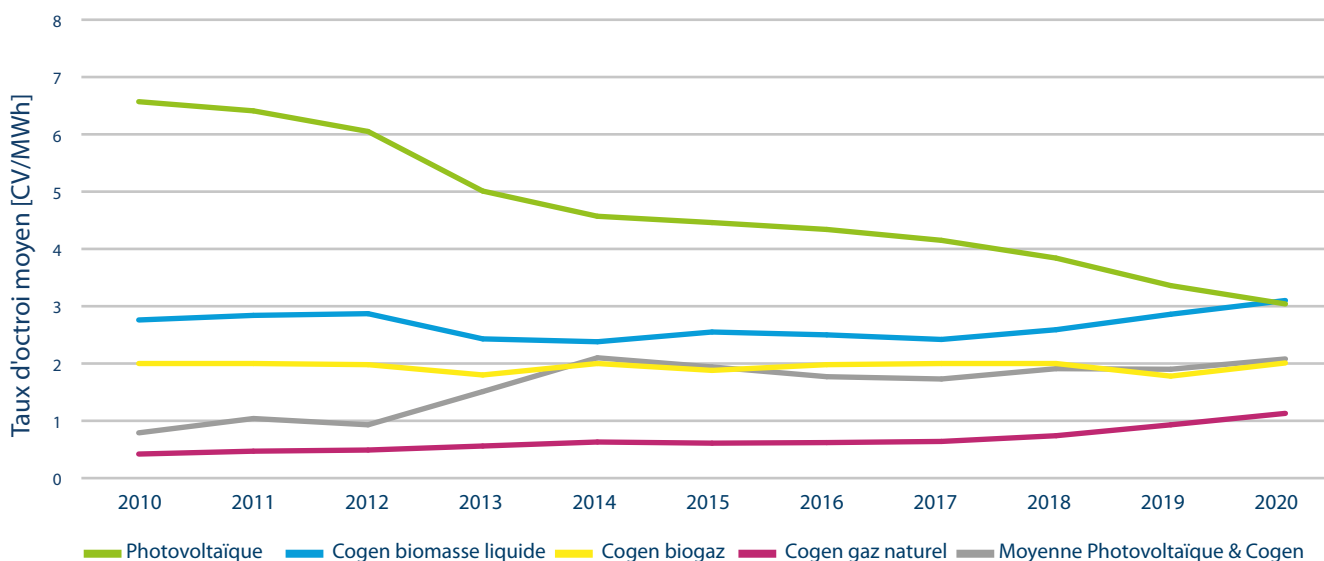


Figure 21 : Taux d'octroi moyen par technologie durant la période 2010-2020



Le taux d'octroi moyen des installations PV a continué à évoluer à la baisse, passant de 3,4 CV par MWh en 2019 à 3 en 2020. 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 1,1 CV par MWh en 2020. 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 reste quasi constante autour d'un niveau de 2 CV par MWh.

Par ailleurs, le taux d'octroi est supérieur à celui des installations de cogénération au gaz naturel car la

combustion du biogaz est CO₂-neutre, l'économie en CO₂ 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 3,1 CV par MWh en 2020.

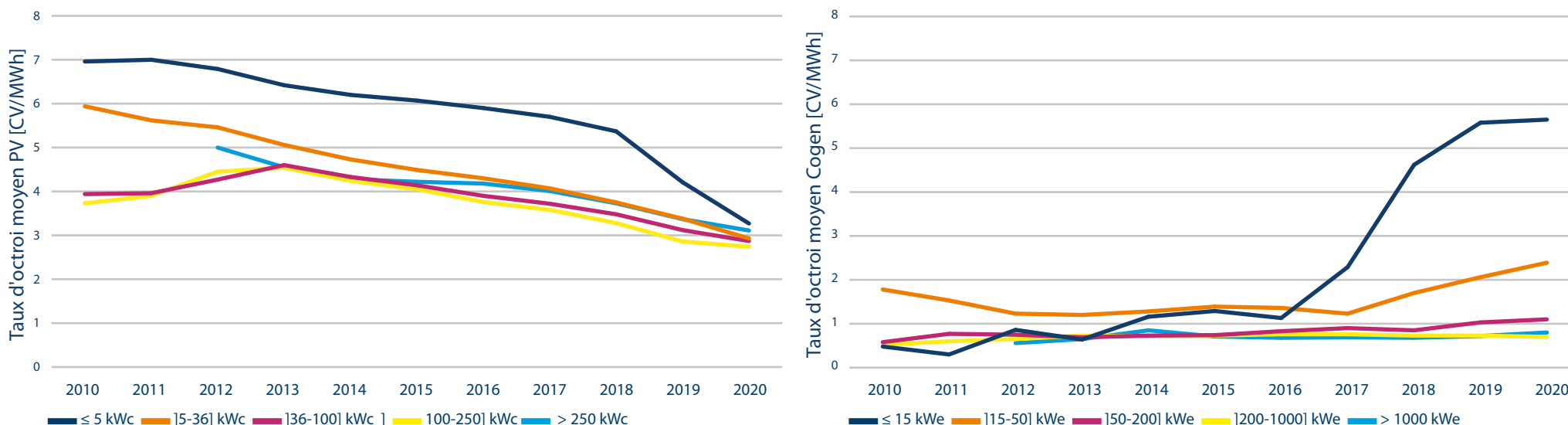
Les évolutions combinées des différents taux d'octroi pour les technologies PV et COGEN résultent en un taux d'octroi global moyen tiré légèrement à la hausse, de 1,9 CV/MWh en 2019 à 2,1 CV/MWh en 2020.

La Figure 22 analyse l'évolution du niveau de soutien par technologie et catégorie de puissance. Celle-ci révèle qu'en 2020, le niveau de soutien de la catégorie de puissance PV inférieure a été divisé de moitié. Celui-ci reste le plus

avantageux (+0,15 à 0,53 CV/MWh par rapport à celui des autres catégories de puissance) mais en 2010 cette différence atteignait 3,24 CV/MWh. Comme montré à la Figure 8, cette tendance suit l'évolution du taux d'octroi pour le petit PV et le grand PV.

En ce qui concerne le niveau de soutien pour les cogénérations, celui-ci est de l'ordre de 5,65 CV/MWh d'électricité produite pour la plus petite catégorie de puissance, de 2,39 CV/MWh pour les installations dont la puissance est comprise entre 15 et 50 kWe et aux alentours de 1 pour les trois catégories de puissance supérieures. Cet écart s'est fortement creusé depuis le troisième trimestre 2017. En effet, comme indiqué à la Figure 9, depuis le 14 octobre 2017, 4 catégories de puissance sont en vigueur pour le calcul du coefficient multiplicateur au lieu de 2. Par conséquent, les cogénérations de puissance inférieure ou égale à 50 kWe, mises en service après le 14 octobre 2017 et bénéficiant d'un coefficient multiplicateur, ont un taux d'octroi plus avantageux.

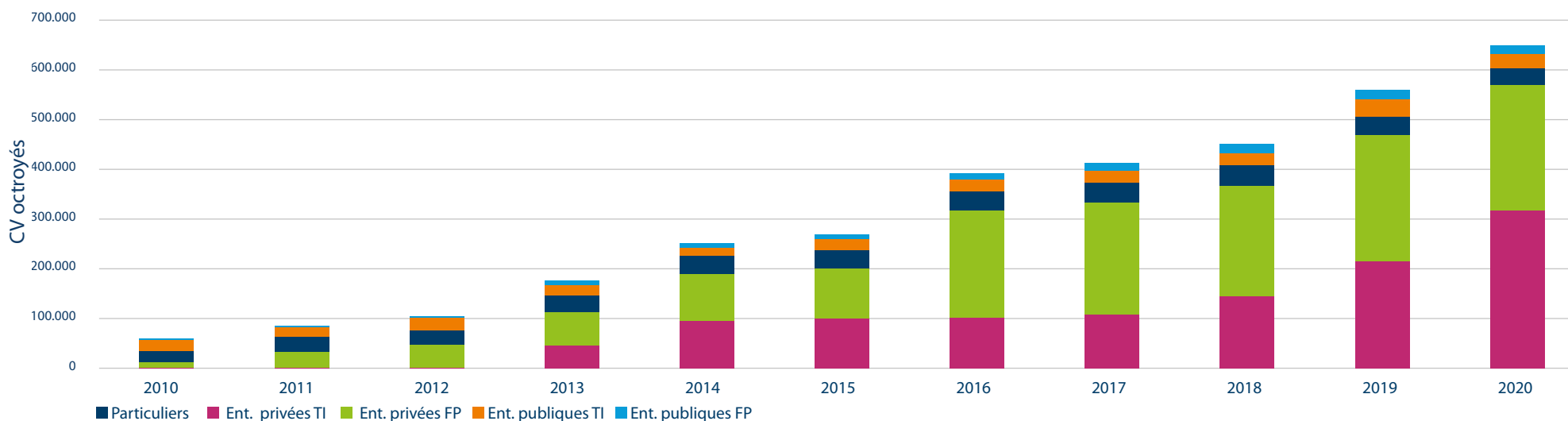
Figure 22 : Taux d'octroi moyen par technologie et catégorie de puissance



La Figure 23 montre la répartition des CV octroyés selon le type de titulaire par année de production. Les entreprises privées, qu'elles agissent en tant que tiers-investisseurs ou en fonds propres, ont accaparé 88 % des CV octroyés relatifs à la production de 2020. À elles seules, les entreprises privées de tiers-investissement ont capté près de 49 % des CV octroyés pour la production de 2020 (+10 % par rapport à 2019) alors qu'elles n'ont fourni que 29 % de la production d'électricité verte. La part des CV concédée à des particuliers se réduit pour la dixième année consécutive. En 2020, elle n'a été que de 5 % tandis qu'elle était de 7 % en 2019. 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. En revanche, les particuliers affichent toujours du niveau de soutien le plus élevé (3,4 CV/MWh) mais l'écart avec les autres types de titulaires s'estompe d'année en année.



Figure 23 : CV octroyés selon le type de titulaire



4.3 MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS

4.3.1 Évolution globale de l'activité du marché

Le tableau suivant contient les données chiffrées des transactions de CV des périodes retour quota 2018, 2019 et 2020¹² :

Tableau 2 : Analyse du volume et des prix des transactions

Trimestre	Nombre de transactions		Nombre de CV vendus		Prix / CV ; Moyenne simple ¹³		Prix / CV ; Moyenne pondérée ¹⁴		Valeur des transactions [€]	
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	
2020-T2	916	4.875	120.576	769.753	94,51	94,36	94,80	94,79	11.431.069	72.963.932
2020-T3	1.309		194.350		94,55		93,64		18.198.650	
2020-T4	1.387		238.658		94,22		95,28		22.738.694	
2021-T1	1.263		216.169		94,19		95,28		20.595.519	

Après avoir connu une croissance significative de 18 % lors de la période RQ 2018, le nombre de CV vendus a ensuite connu une hausse plus modérée de 4 % lors de la période RQ 2019 avant d'enregistrer à nouveau un taux de croissance élevé lors de la période RQ 2020 (+25 %). Dans le même temps, le nombre de transactions a progressé de 20 % cette année.

Le nombre moyen de CV par transaction a légèrement augmenté, passant de 151 CV en 2019 à 158 CV en 2020. Comme on peut le voir à la Figure 24, cela découle du fait que le pourcentage de CV vendus par les entreprises privées de tiers-investissement a fortement augmenté entre 2019 et 2020, passant de 29 à 41 %. Dans le même temps, les tiers-investisseurs ont réalisé 66 % de transactions de plus qu'en

2019 alors que ce nombre n'a progressé que de 18% pour les particuliers. Ces chiffres traduisent le fait qu'un nombre croissant de CV est entre les mains d'un petit nombre d'acteurs ce qui a pour effet de multiplier les transactions volumineuses. En effet, le nombre de CV par transaction pour les tiers-investisseurs privés est de 634 contre 13 pour les particuliers.

¹² Une période retour quota X court du 1^{er} avril de l'année X au 31 mars de l'année X+1

¹³ Ce prix correspond au prix moyen par transaction, chaque transaction ayant le même poids

¹⁴ Ce prix correspond au prix moyen par transaction, pondéré par le nombre de CV par transaction

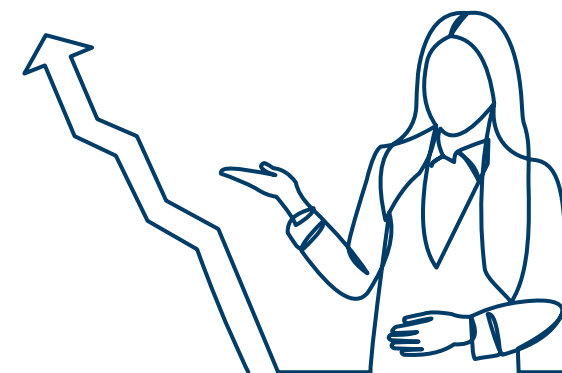


Figure 24 : Nombre de CV vendus et nombre de transactions par type de titulaire

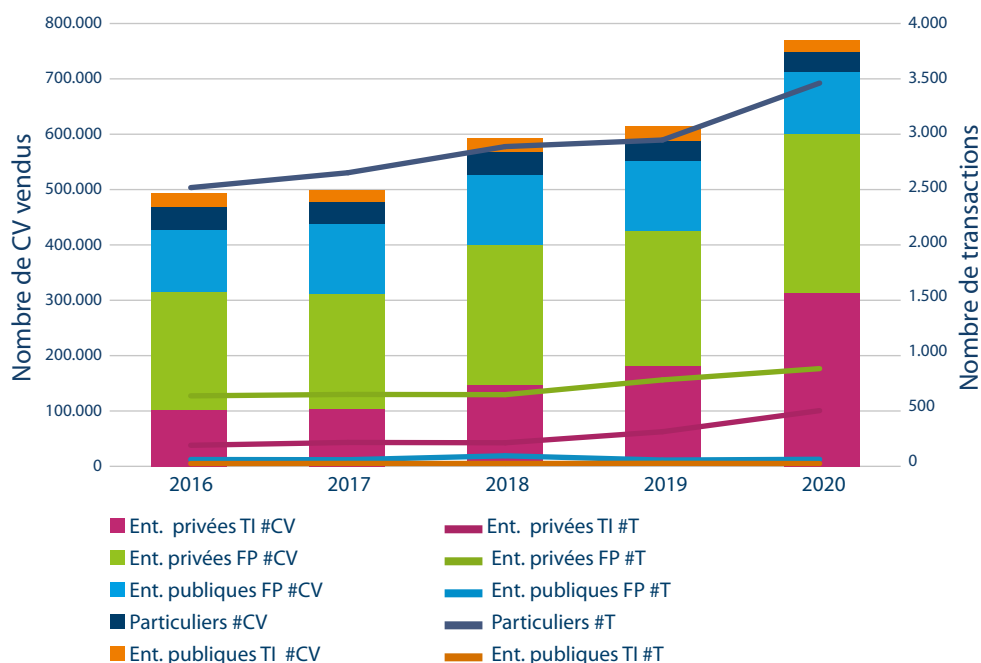
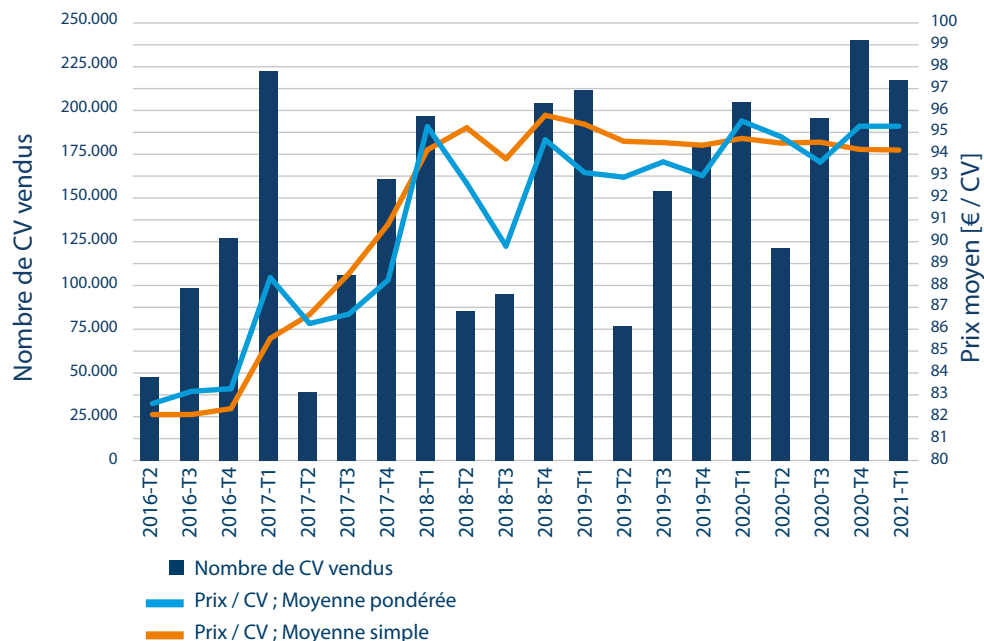


Figure 25 : Évolution des volumes et des prix de marché durant les cinq dernières périodes RQ

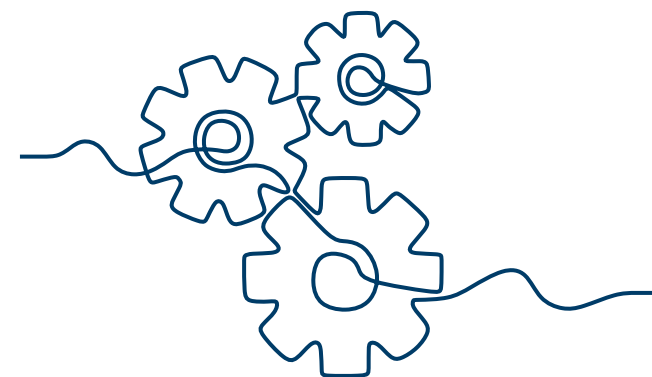


L'évolution du nombre de CV vendus, ainsi que celle de la moyenne des prix simple et pondéré, sont illustrées à la Figure 25¹⁵.

Durant la période RQ 2020, contrairement à ce qui avait été observé les années précédentes, le nombre de CV vendus a augmenté au cours des 3 premiers trimestres avant de diminuer lors du quatrième trimestre. Depuis la période RQ 2017, le pourcentage de CV vendus lors du premier semestre n'a cessé d'augmenter, passant de 29 % à 41 % en 4 ans. 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.

Pour la première fois depuis 2016, le prix moyen pondéré des CV a été supérieur au prix moyen simple des CV. Cette différence indique que les transactions volumineuses ont tiré les prix vers le haut. L'écart de prix est toutefois relativement faible.

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 26 % entre les exercices 2019 et 2020, avoisinant ainsi le seuil de 73 millions d'euros.



¹⁵ Notons que les prix sont basés sur l'information qui nous est communiquée par le vendeur lors de l'encodage de la transaction.

4.3.2 Évolution détaillée de l'activité du marché durant le retour quota 2020

La Figure 26 illustre l'activité du marché durant la période RQ 2020 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 94,4 €. Le niveau de prix de 100 € par CV a été atteint à 5 reprises tout au long de la période RQ contre 32 lors de l'exercice précédent. En revanche, celui-ci n'a pas été dépassé, contrairement aux périodes retour quota précédentes.

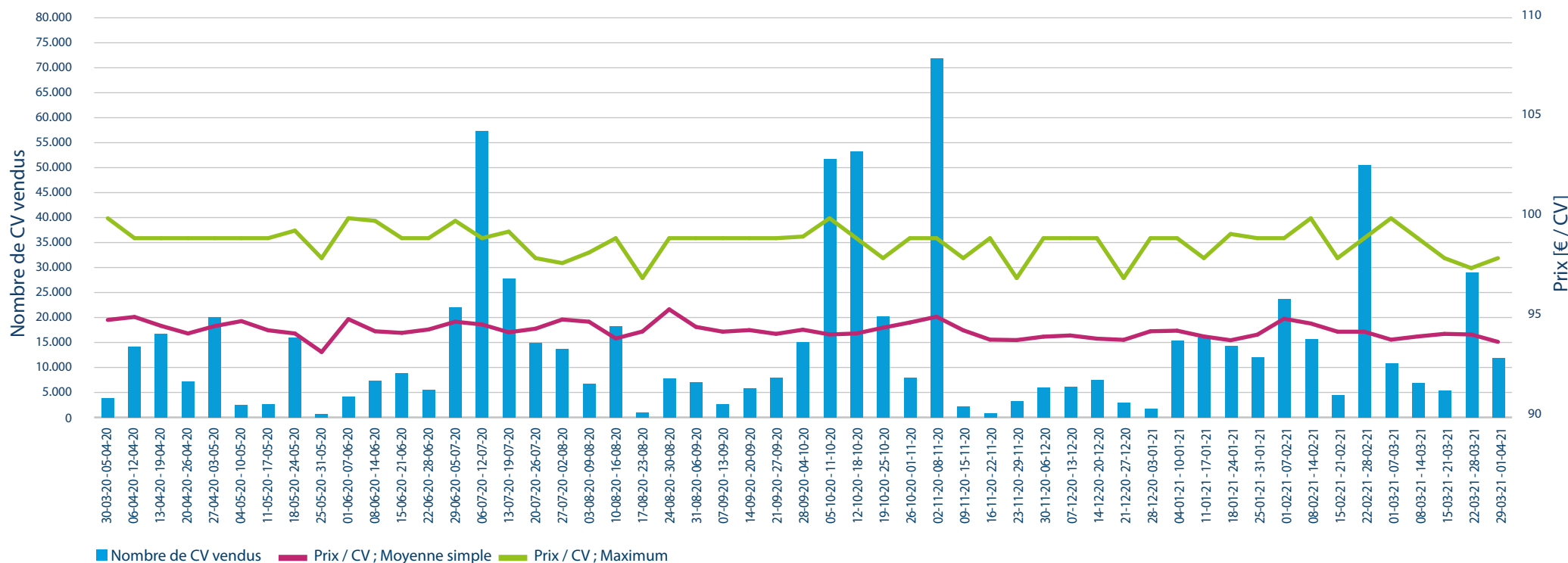
Même si cela n'a pas été le cas cette fois-ci, pour un fournisseur tenu par l'obligation de RQ, payer un prix par CV supérieur au montant de l'amende (100 €) reste jusqu'à un certain niveau plus intéressant que de payer cette dite amende. En effet, l'achat de CV sur le marché est fiscalement plus intéressant que le paiement d'une amende, qui constitue un coût non déductible.

Le pourcentage de CV vendus au cours du dernier trimestre de la période RQ 2020 a diminué de 5 % par rapport à 2019 alors que le nombre total de CV vendus sur la période a augmenté de 25 %. Cette observation ainsi que la stabilité du prix des CV confirment l'adoption d'un comportement prévoyant de la part des fournisseurs ainsi qu'une bonne

liquidité du marché. Les fournisseurs ne semblent 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 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.

Figure 26 : Évolution des volumes et des prix de marché durant la période RQ 2020



Comme illustré à la Figure 27, plus de 74 % des 4.875 transactions de la période RQ 2020 ont été conclues à un prix entre 92,5 et 95 € par CV et ont représenté 19 % du nombre total de CV vendus. 21 % des transactions ont été conclues à un prix supérieur compris entre 95 et 100 € par CV pour un volume total de 474.652 CV (62 %), tandis que 3 % des transactions se sont faites à un prix inférieur compris entre 87,5 et 92,5 € pour un volume total de 71.658 CV (9 %). On note par ailleurs que moins de 1 % des transactions ayant été achevées à un prix compris entre 80 et 85 € totalisent 9 % des CV vendus.

Étant donné que la base de données de BRUGEL ne distingue pas les transactions à terme¹⁶ de celles ayant eu lieu sur le marché spot¹⁷, il est difficile d'analyser une éventuelle corrélation entre le prix des CV et le volume des transactions. On peut toutefois supposer que les transactions volumineuses ayant été faites à un prix relativement bas concernent davantage des contrats de longue durée signés entre fournisseurs et propriétaires de grandes installations (marché à terme). À l'inverse, les transactions volumineuses conclues à un prix élevé devraient impliquer majoritairement des transactions sur le marché spot.

Comme mentionné ci-dessus, il faut souligner que le nombre de transactions conclues à un prix très élevé (supérieur à 100 €) a chuté depuis 2018 passant de 158 à 25 entre 2018 et 2019 avant d'être nul en 2020.

La Figure 28 indique le nombre de transactions en fonction de leur volume de CV. En 2020, 65 % des transactions ont concerné moins de 15 CV, représentant moins de 3 % du volume total des CV vendus. À l'autre extrémité, 6 % des transactions concernent plus de 500 CV, mais elles constituent à elles seules près de 80 % (+3 % par rapport à 2019) 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 2020, le nombre moyen de CV par transaction pour les transactions de moins de 15 CV est de 6,6 CV alors que les transactions de plus de 500 CV affichent une moyenne de 2.154 CV par transaction.

Figure 27 : Vente des CV en fonction du prix par CV (RQ 2020)

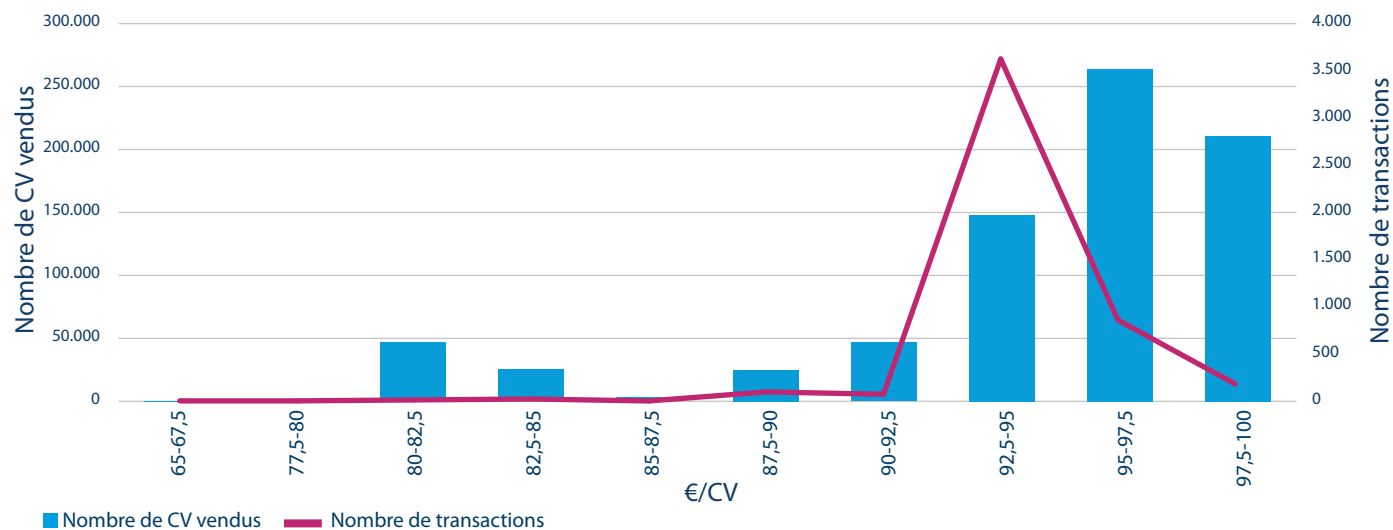
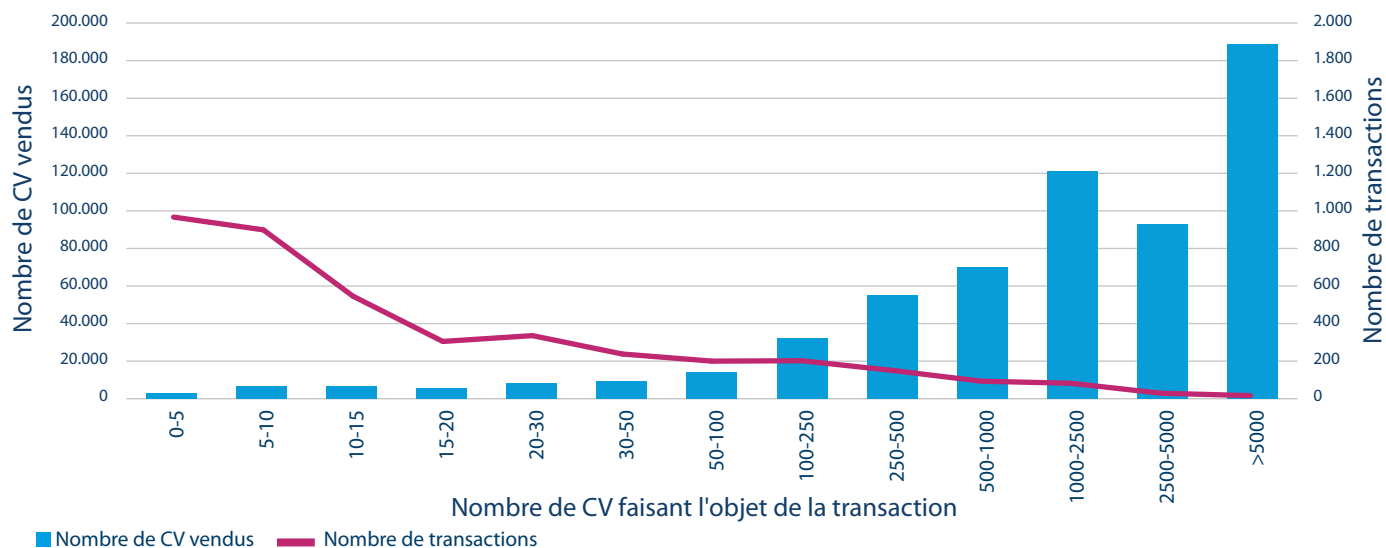


Figure 28 : Transactions en fonction du nombre de CV vendus (RQ 2020)



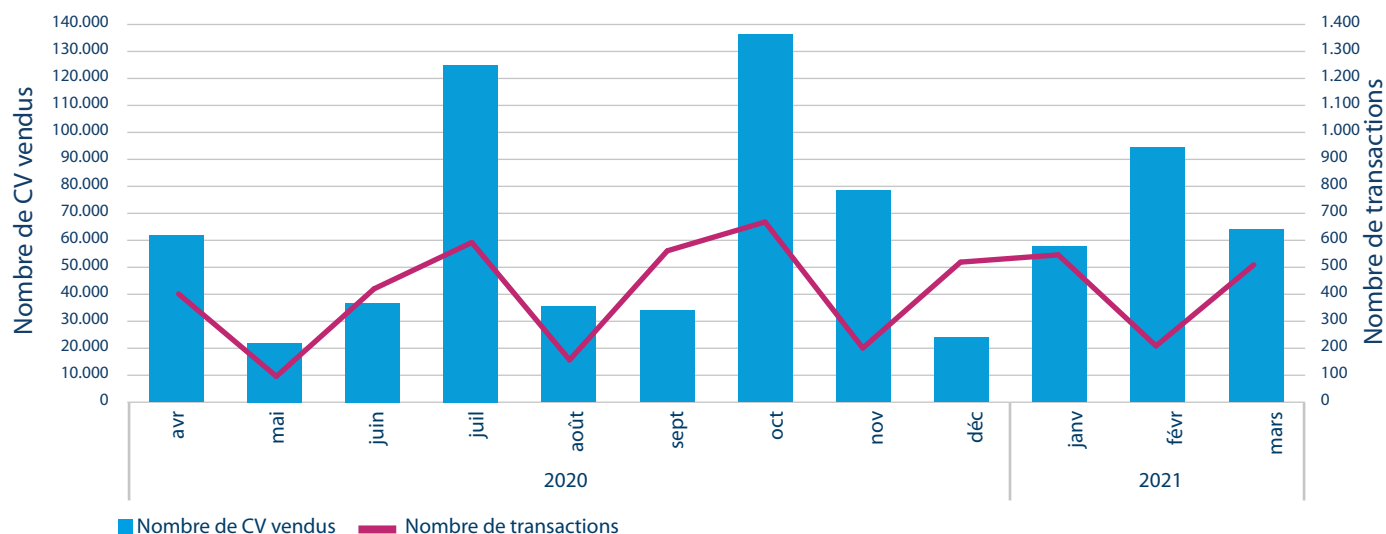
¹⁶ Le marché « à terme » fait référence aux ventes de CV avec livraison différée.

¹⁷ Le marché « spot » fait référence aux ventes de CV avec livraison immédiate et paiement au comptant.

La Figure 29 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 454 alors que la moyenne sur la période RQ n'est que de 158 comme mentionné à la section 5.3.1. Cette observation confirme le fait qu'en fin de période, davantage de transactions volumineuses ont été conclues.

Figure 29 : Calendrier des transactions



4.3.3 Dynamique et liquidité du système de CV

Une étude quantitative portant sur la dynamique et la liquidité du marché actuel des certificats verts a été réalisée par Climact pour le compte de BRUGEL¹⁸.

Une méthodologie a été développée permettant de distinguer trois types de vente différents sur le marché des CV. Les ventes avec livraison « immédiate » et paiement au comptant (spot), les ventes avec livraison différée (à terme) et celles qui reposent sur une mise aux enchères. Après analyse, il apparaît que le marché spot est le plus important (90 % des transactions et 41 % du volume de CV vendus). Les ventes aux enchères sont quant à elles concentrées en un nombre très limité de transactions qui représentent toutefois un quart du volume de CV vendus.

Il ressort notamment des nombreuses analyses effectuées sur base des périodes RQ 2016 à 2019 que :

- Le doublement du quota de certificats verts en 2016 a généré des problèmes de liquidité sur le marché. Ces problèmes de liquidité ont généré à leur tour des tensions sur les prix. Ces tensions ont pu être mesurées notamment en observant le différentiel de prix entre les ventes spot et les ventes à terme. Cette perturbation sur le marché a eu des effets sur une période transitoire de près de deux ans (de 2017 à 2019) et a résulté en une augmentation du prix moyen du certificat vert de près de 10 €.
- Depuis 2018, un déséquilibre grandissant s'installe sur le marché des CV. Compte tenu des perspectives d'accroissement de la production d'électricité verte et de la stabilisation de la fourniture d'électricité, ce déséquilibre ne pourra que s'aggraver à court terme sans une adaptation à la hausse des quotas de certificats verts.

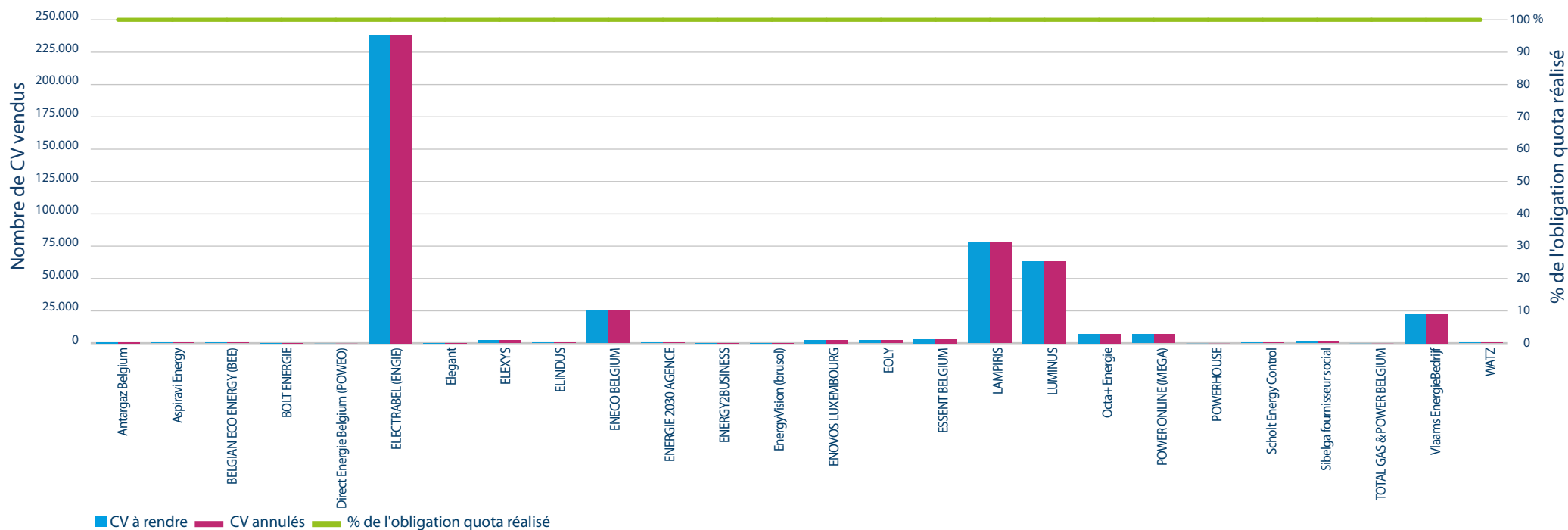
18 Étude publiée courant de l'été 2021 – voir site BRUGEL

4.4 RETOUR QUOTA DE CERTIFICATS VERTS PAR LES FOURNISSEURS

Le quota pour 2020 s'élevait à 10 % (+ 0,8 % par rapport à 2019). Appliqué à la fourniture soumise à quota (pertes réseaux non comptabilisées) en Région de Bruxelles-Capitale en 2020, qui était de 4.548.927 MWh (-7 % par rapport à 2019), cela représente un nombre de 454.892 CV, que l'ensemble des fournisseurs d'électricité devaient soumettre à BRUGEL pour annulation.

La Figure 30 illustre le nombre de CV qui devait être rendu à BRUGEL par fournisseur, et le nombre de CV qui a été effectivement annulé. En 2020, 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).

Figure 30 : Retour quota de CV 2020, par fournisseur



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 31 illustre pour les périodes RQ 2019 et 2020 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 2020 en ayant déjà dans leurs portefeuilles 26 % des CV à rendre pour satisfaire à l'obligation globale de RQ. C'est 15 % de plus que lors de l'exercice précédent.

Au 1^{er} septembre 2020, les fournisseurs dans leur ensemble avaient acquis 76 % des CV à rendre. À la même date lors de l'exercice précédent, ce pourcentage n'était que de 48 %. Cette progression de 28 % confirme la volonté d'anticipation des fournisseurs ainsi que la bonne liquidité du marché.

Au 1^{er} février 2020, le gisement total de CV sur le marché dépassait de 390.781 CV le nombre total de CV à rendre et l'ensemble des fournisseurs possédait un surplus de 192.996 CV par rapport à leurs obligations.

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 120.148 à la clôture de la période 2018 à 212.876 à la clôture de la période 2019. En conséquence, à l'entame de la période de RQ 2020, le pourcentage de CV disponibles sur le marché par rapport au nombre de CV à rendre était de 47 % alors qu'il n'était que de 27 % en 2018.

Dès le 1^{er} août 2020, le marché contenait plus de CV que nécessaire pour que les fournisseurs puissent satisfaire dans leur ensemble à leurs obligations RQ de la période 2019. Pour la période 2019, ce seuil n'avait été franchi que le 1^{er} novembre 2019.

Par ailleurs, le stock résiduel de CV sur le marché à la fin de la période RQ 2020 est de 450.597 CV. Cela représente un surplus de 99 % par rapport au nombre de CV à rendre. Ce pourcentage n'était que de 47 % à la clôture de la période 2019.

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 2020. En outre, si le prix des certificats verts est stable depuis deux périodes retour quota, il convient d'être attentif à l'écart grandissant entre l'offre et la demande de CV. Un ajustement des quotas et des mesures ayant pour objectif l'optimisation continue du fonctionnement du marché 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 31 : Évolution des portefeuilles CV durant la fin de la période retour quota

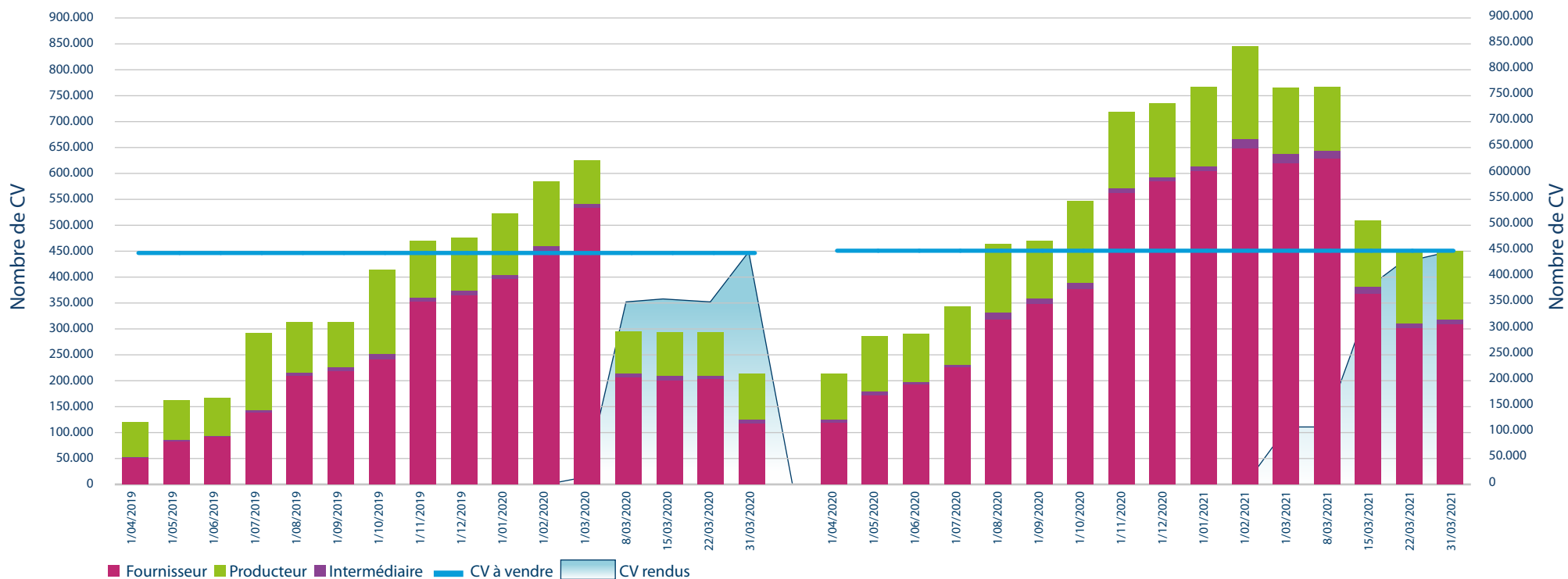


Tableau 3 : CV sur le marché et comptes fournisseurs après RQ

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%
2020	454.892	905.539	99%	308.448	68%

4.5 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.

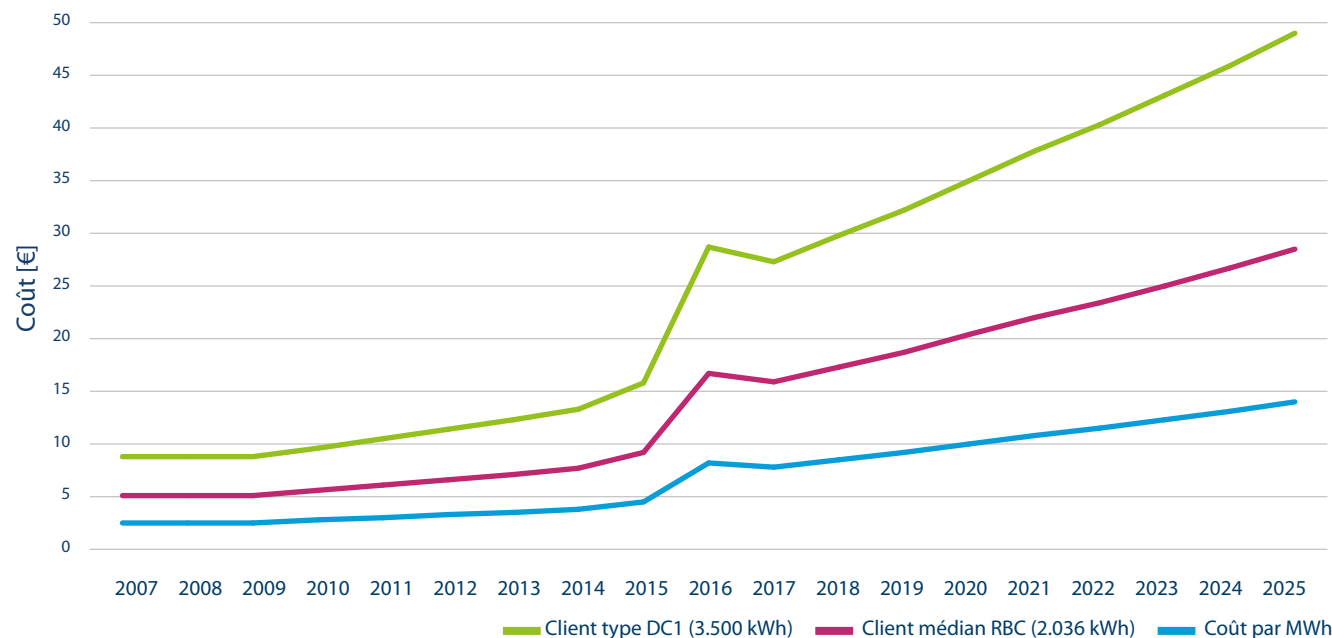
En tout état de cause, le coût maximal du système est bien connu et est établi par le produit du nombre de CV total que les fournisseurs doivent remettre pour satisfaire à leur obligation de quota et le coût maximal par CV. En développant cela en prenant comme hypothèse un coût maximal qui équivaut au 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 32. Pour 2020, le coût maximal était de 10 € par MWh consommé, ce qui revenait à 20,4 € par an pour un consommateur médian en Région de Bruxelles-Capitale consommant 2.036 kWh et à 35 € 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 32 : Coût maximal du système des CV pour le consommateur



5 LES GARANTIES D'ORIGINE COMME OUTIL DE TRAÇABILITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ VERTE

5.1 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. Les fournisseurs sont tenus de remettre chaque année le nombre de GO correspondant à la part verte de l'électricité qu'ils ont fournie et BRUGEL est chargé de contrôler le respect de cette obligation.

Des informations plus détaillées concernant le fonctionnement du système de GO sont disponibles sur le site internet de BRUGEL.

5.2 OCTROI DE GARANTIES D'ORIGINE

En 2020, la grande majorité des installations de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale étaient auto-consommatrices de leur électricité ou assimilées¹⁹. 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 13 de ce rapport).

Pour l'instant, seule la fraction organique de l'électricité injectée sur le réseau produite par incinération de déchets

municipaux a bénéficié de GO transférables. 95.813 GO ont ainsi été octroyées en 2020. Toutefois, plusieurs demandes d'octroi de GO ont été introduites au courant de l'année 2020 et elles sont en cours de traitement.

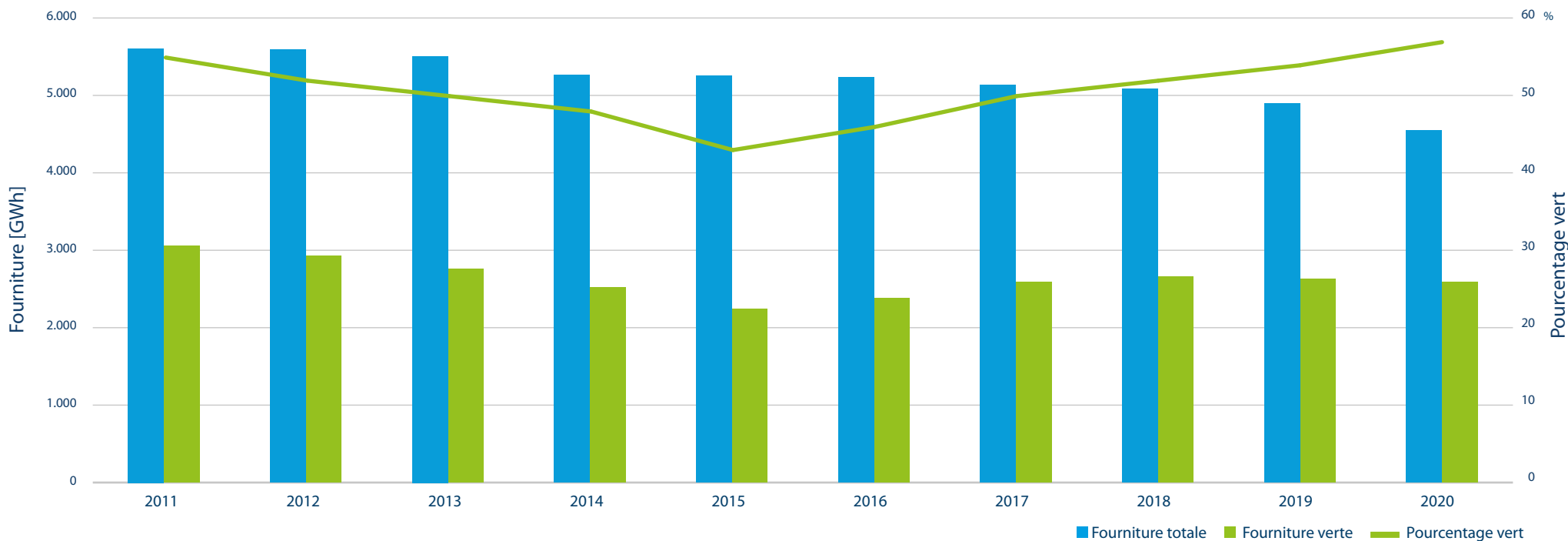
5.3 FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ VERTE

La Figure 33 illustre l'évolution de la fourniture verte²⁰, attestée par des GO soumises par les fournisseurs, par rapport à la fourniture soumise à quota en Région de Bruxelles-Capitale. Le pourcentage de fourniture verte est en progression depuis 2015 et a atteint 56,91 % en 2020.

¹⁹ Une installation photovoltaïque bénéficiant du principe de compensation est assimilée à une installation autoconsommant toute son électricité.

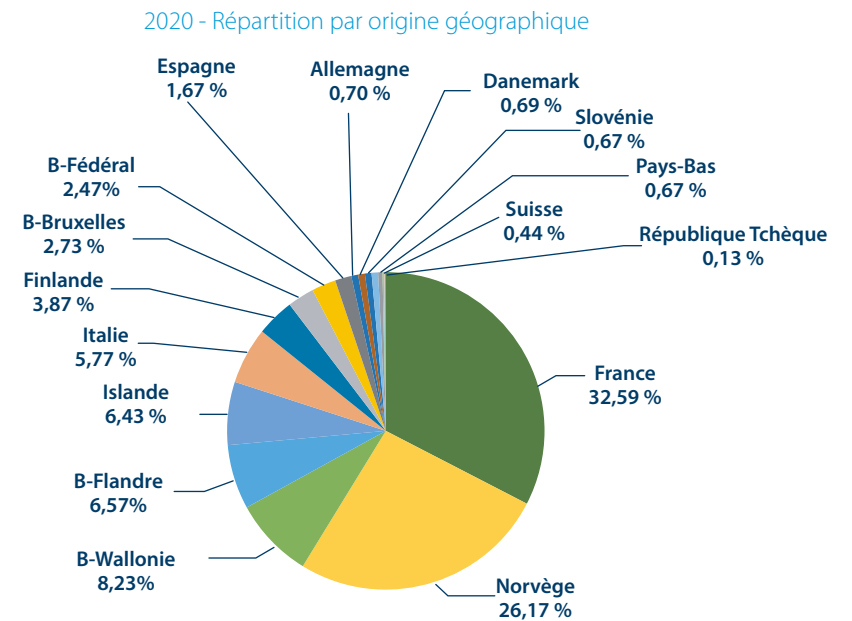
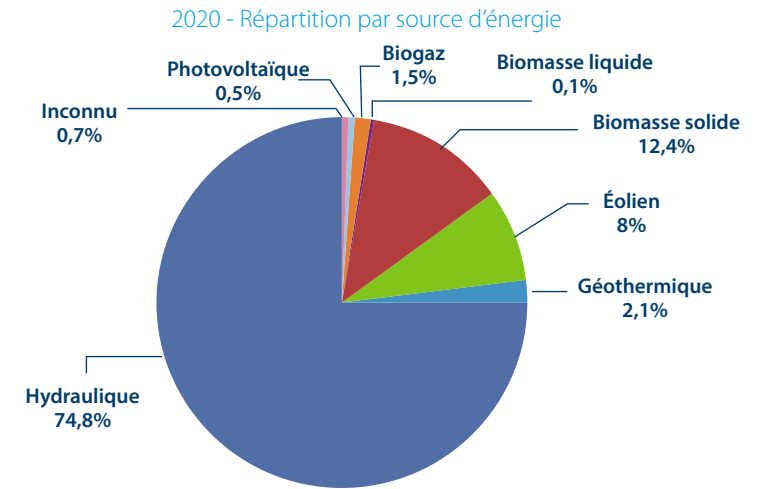
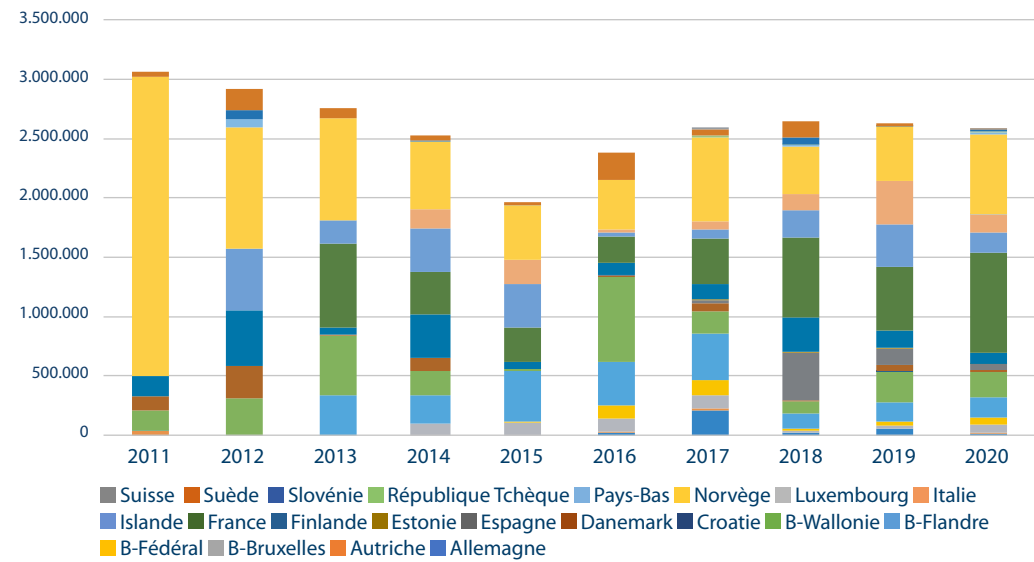
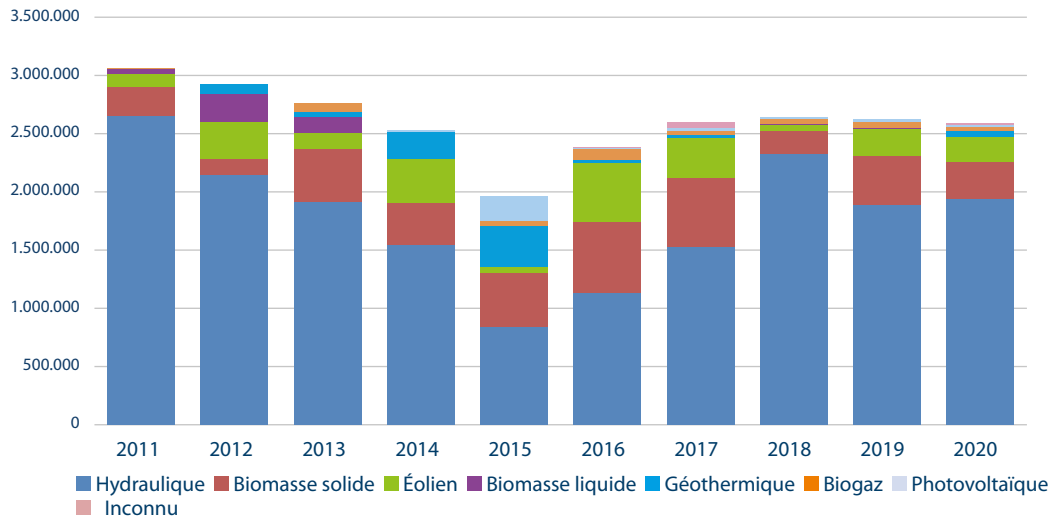
²⁰ Uniquement la fourniture purement renouvelable a été considérée dans le présent graphique, donc pas les GO issues de la cogénération fossile.

Figure 33 : Fourniture verte attestée par des GO



Comme mentionné plus haut, une seule installation bruxelloise a bénéficié de GO utilisables pour sa production en 2020. Par conséquent, les fournisseurs sont 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 34 illustre la source énergétique ainsi que l'origine géographique des GO soumises pour la période 2011-2020.

Figure 34 : Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC (2011-2020)



2.588.799 GO ont été soumises en 2020. Ce chiffre est en très léger recul par rapport à 2019 (2.626.354 GO), mais la fourniture totale diminue également de façon plus importante. C'est pourquoi le pourcentage de la fourniture verte est en hausse, et atteint 56,91 % en 2020.

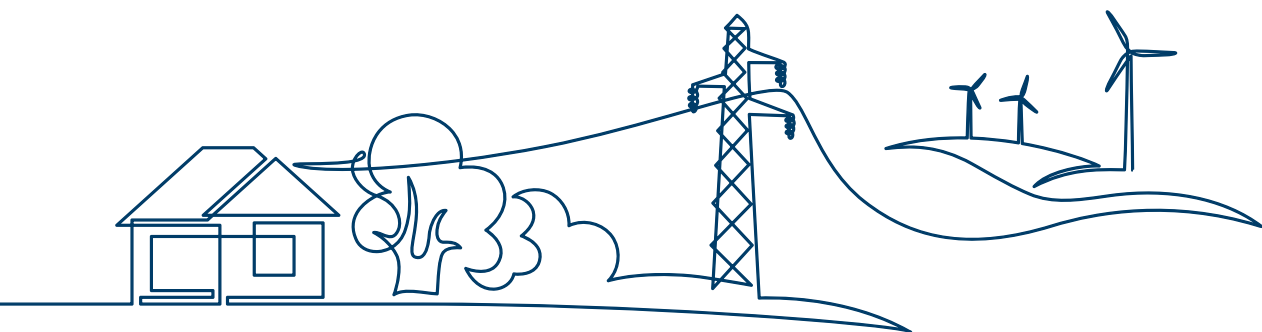
Après avoir augmenté de 2015 à 2018, la part des GO de type hydraulique a reculé de 88 % à 72 % en 2019. En 2020, en revanche, on observe une légère augmentation de cette part, qui passe à 75 %. Cette augmentation se fait surtout au détriment des GO de type biomasse solide, qui ne représentent plus que 12 % du total, contre 16 % en 2019. La

géothermie réapparaît dans le mix aussi, avec une petite part de 2 %.

Au niveau de l'origine géographique, la France occupe la première place devant la Norvège, la Wallonie et la Flandre, avec respectivement 33 %, 26 %, 8 % et 7 % des GO utilisées en 2020. Il est à noter que le nombre de GO d'origine bruxelloise soumis en 2020 est nettement inférieur au nombre de GO octroyées pour la même année. La différence a été stockée ou exportée par les fournisseurs. En 2020, la diversification des origines géographiques a continué, avec des GO provenant de 20 sources différentes, contre 17 en 2019. 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 2020²¹. En 2019, 6 fournisseurs proposaient une fourniture entièrement couverte par des GO attestant que l'électricité a été produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Ce nombre est passé en 2020 à 10 fournisseurs, montrant l'intérêt croissant des consommateurs pour l'électricité verte.



21 Les cases grisées impliquent que ce fournisseur n'était pas encore ou n'était plus actif durant cette année.

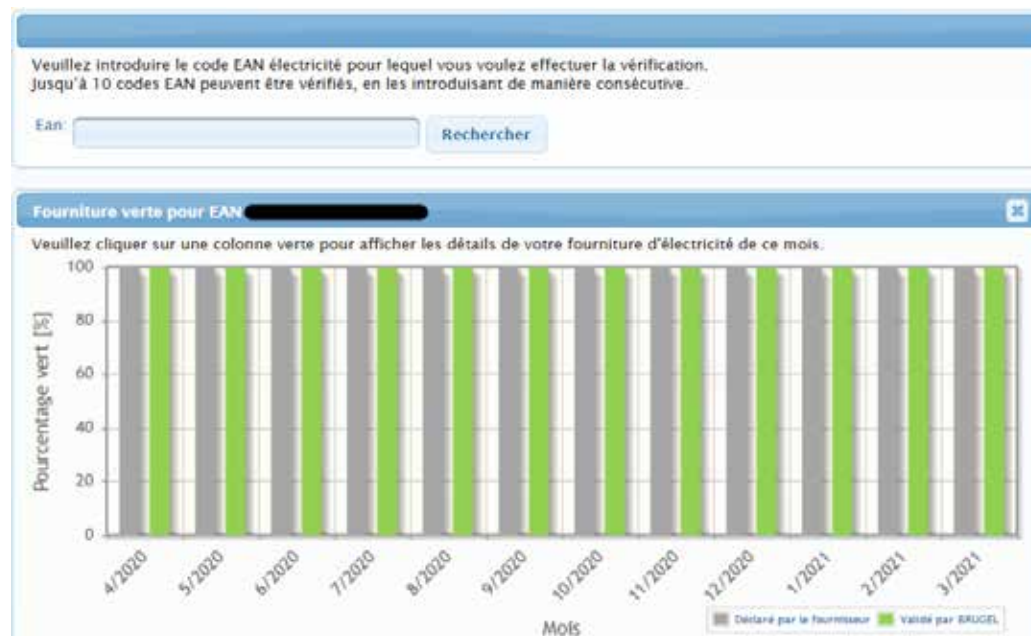
Tableau 4 : Pourcentage vert déclaré par les différents fournisseurs et attesté par des GO

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ANTARGAZ BELGIUM								0 %	49,82 %	92,09 %
ASPIRAVI ENERGY										100 %
BELGIAN ECO ENERGY (BEE)			100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	14,68 %	35,49 %	20,44 %
BELPOWER INTERNATIONAL	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	75,82 %			
BOLT ENERGIE										100 %
ENERGYVISION (BRUSOL)										100 %
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 %	39,62 %
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	38,60 %	42,00 %	42,00 %	41,20 %	30,70 %					
ELEGANT							0 %	0 %	0 %	0 %
ELEXYS	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	24,87 %	19,77 %	0,26 %
ELINDUS							0 %	0 %	34,08 %	39,63 %
ENECO BELGIUM	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	39,38 %	88,71 %	86,91 %
ENERGIE 2030 AGENCE		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
ENERGY2BUSINESS								0 %	0 %	100 %
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 %	46,18 %
EOLY			100 %	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 %	35,31 %
LAMPIRIS	100 %	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 %	39,68 %
NUON	73,50 %									
OCTA+ ENERGIE	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	70,46 %	53,62 %
POWER ONLINE (MEGA)				100 %	100 %	100 %	100 %	86,48 %	100 %	100 %
POWERHOUSE			100 %	35,00 %	35,20 %					
SCHOLT ENERGY CONTROL			0 %	0 %	55,40 %	0,10 %	0 %	0 %	0 %	0 %
SIBELGA SOLR	100 %	52 %	9,00 %	5,80 %	0 %	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 %	100 %
WATZ							100 %	100 %	100 %	100 %
Fourniture verte totale en RBC	54,60 %	52,30 %	50,10 %	47,90 %	42,70 %	45,50 %	50,52 %	52,02 %	53,63 %	56,91 %

5.4 OUTIL ONLINE GREENCHECK

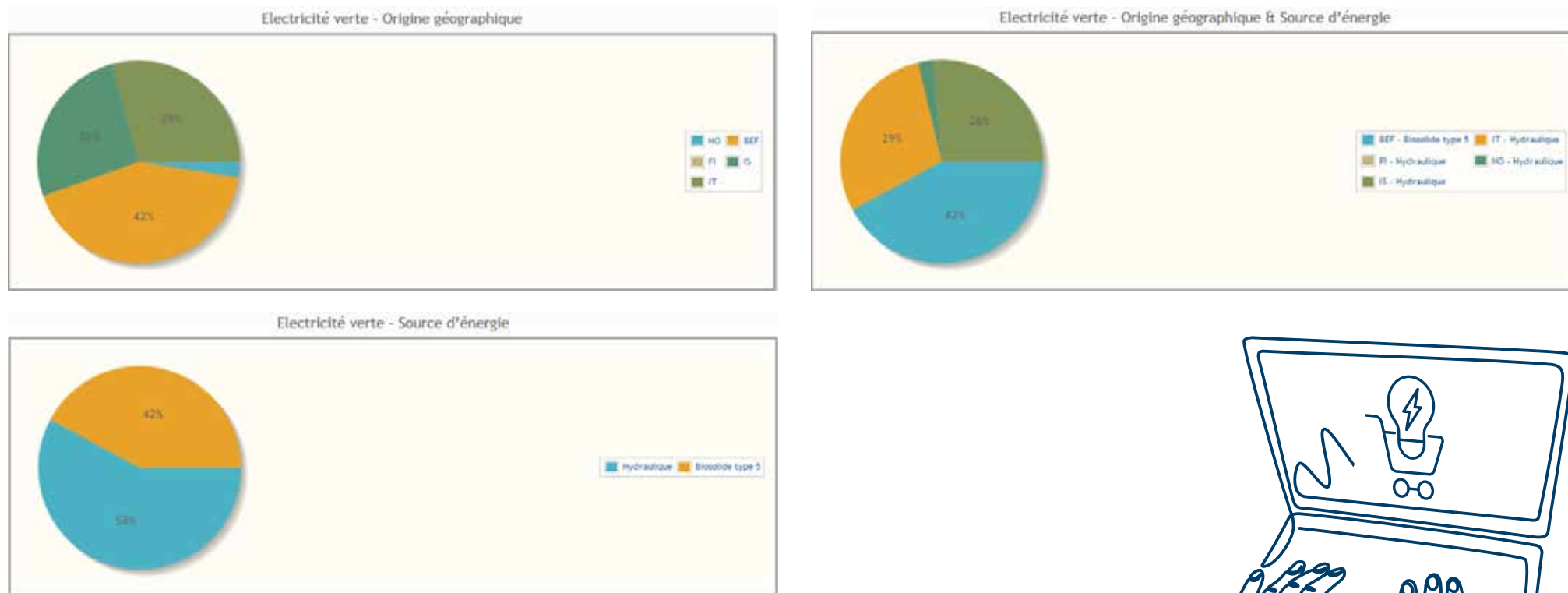
L'outil « Greencheck » (<http://greencheck.brugel.brussels>) permet à un consommateur bruxellois d'électricité, via l'encodage de son code EAN électricité, de vérifier pour son EAN spécifique le pourcentage d'électricité verte de sa fourniture déclaré par son fournisseur. À cette fin, chaque fournisseur 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 35 : 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 :

Figure 36 : Visualisation de l'origine des GO sur l'outil Greencheck



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



6 PROJECTIONS

Une étude quantitative sur la dynamique actuelle et l'équilibre futur du système de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale a été réalisée par Climact pour le compte de BRUGEL²².

Celle-ci évalue notamment l'équilibre futur du système de certificats verts sur la période 2021-2030 sur base de scénarios prédictifs pour le développement de la production d'électricité verte, l'évolution du niveau de soutien et l'évolution de la fourniture d'électricité.

Cette étude met en évidence un déséquilibre croissant entre l'offre et la demande de CV pour les années à venir. Dans ce contexte, une révision à la hausse des quotas fixés jusqu'en 2025 est potentiellement nécessaire. Dans la foulée de l'étude réalisée, BRUGEL émettra son avis et proposera, le cas échéant, une révision des quotas d'ici 2025 ainsi qu'une trajectoire d'ici 2030.

Par ailleurs, un projet de modification de l'arrêté électricité verte prévoit également quelques changements importants pour le développement du marché des CV :

- Création de catégories et d'un cadre de soutien pour la filière BIPV afin de garantir un temps de retour simple de 7 ans, conformément à la proposition faite par BRUGEL [2] ;
- Révision des coefficients multiplicateurs pour les installations de cogénération situés dans le logement collectif et alimentées en gaz naturel, afin de garantir un temps de retour simple sur investissement de 5 ans, conformément à la proposition faite par BRUGEL [3] ;
- Paramétrisation des formules de calcul des coefficients multiplicateurs afin de ne pas figer certaines valeurs (productivité de l'installation, heures de fonctionnement, rendement, etc.).

Cette modification de l'arrêté électricité verte est prévue d'être approuvée dans le courant de l'année 2021. Cela signifie que les nouveaux coefficients multiplicateurs devraient entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2022. À partir de cette date, on peut donc s'attendre à ce que des installations photovoltaïques intégrées au bâtiment fassent leur apparition en RBC.

D'autre part, comme chaque année, une proposition de coefficients multiplicateurs pour les installations

photovoltaïques classiques sera également faite par BRUGEL au mois de septembre avec entrée en vigueur au 1^{er} janvier. Certaines observations récentes laissent entrevoir une augmentation du coût des installations suite à la hausse du prix des matières premières ainsi qu'aux contraintes d'approvisionnement et logistiques dans le contexte mondial suite à la crise Covid. Ces éléments seront pris en compte lors du calcul de la proposition.

Au niveau de la certification, BRUGEL est actuellement le seul organisme compétent pour certifier des installations de production d'électricité verte en RBC. Ceci va changer courant de l'automne 2021 avec l'apparition d'organismes certificateurs agréés (OCA). Ces organismes tiers, qui devront être accrédités BELAC et ensuite agréés par BRUGEL, seront indépendants et entièrement responsables de la certification des installations de production de leurs clients.

Une page dédiée aux OCA est disponible sur le site BRUGEL [4]. Elle reprend les conditions à satisfaire pour obtenir l'agrément de BRUGEL ainsi que les documents nécessaires pour la certification.

22 Étude publiée courant de l'été 2021 – voir site BRUGEL

7 BIBLIOGRAPHIE

1. <https://www.brugel.brussels/themes/energies-renouvelables-11/mecanisme-des-certificats-verts-35>
2. BRUGEL, Proposition-20210209-27bis relative au coefficient multiplicateur appliqué au BIPV – Analyse des paramètres économiques, disponible sur <https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2021/fr/PROPOSITION-FINALE-27BIS-COEFFICIENT-MULTIPLICATEUR-BIPV.pdf>
3. BRUGEL, Proposition-20200902-26 relative au coefficient multiplicateur appliqué à la cogénération dans le logement collectif – Analyse des paramètres économiques, disponible sur <https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2020/fr/PROPOSITION-26-COEFFICIENT-MULTIPLICATEUR-COGENERATION-LOGEMENT-COLLECTIF.pdf>
4. <https://www.brugel.brussels/themes/infos-pour-le-secteur-de-l-energie-13/le-statut-oca-organismes-certificateurs-agrees-445>



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 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 5 : Parc actif fin 2020 par type de titulaire et catégorie de puissance

	Parc de production 2020											# total	P tot [kW]
	Nombre					Puissance [kW]							
	Société privée		Société publique		Particulier	Société privée		Société publique		Particulier			
	TI	FP	TI	FP		TI	FP	TI	FP				
Photovoltaïque	3.579	1004	108	172	5.524	115.877	42.828	9.527	5.320	20.096	10.387	193.648	
≤ 5 kWc	2.962	400	1	52	4.937	13.299	1.296	4	162	15.940	8.352	30.700	
]5 – 36] kWc	272	361	34	81	584	4.060	4.447	916	1.091	4.015	1.332	14.528	
]36 -100] kWc	148	141	43	24	3	9.117	8.878	2.470	1.397	142	359	22.003	
]100 – 250] kWc	102	65	27	12		15.713	9.690	4.227	1.724		206	31.355	
> 250 kWc	95	37	3	3		73.688	18.518	1.911	946		138	95.062	
Cogen biogaz		2		1			3.104		635		3	3.739	
]200-1000] kWe				1					635		1	635	
> 1000 kWe		2					3.104				2	3.104	
Cogen biomasse liquide		5		1			1.295		12		6	1.307	
≤ 15 kWe		2		1			20		12		3	32	
]15 – 50] kWe													
]50 – 200] kWe		1					75				1	75	
]200 – 1000] kWe		2					1200				2	1.200	
Cogen gaz naturel	166	101	13	26	4	5.002	20.845	8.546	4.734	7	310	39.134	
≤ 15 kWe	107	30		4	4	1.576	359		20	7	145	1.963	
]15 – 50] kWe	47	28		8		1.926	954		255		83	3.135	
]50 – 200] kWe	11	25	7	9		1.294	2.824	1.217	873		52	6.208	
]200 – 1000] kWe	1	12	4	3		206	4.915	2.849	899		20	8.869	
> 1000 kWe		6	2	2			11.793	4.480	2.687		10	18.960	
Incineration déchets municipaux		1					51.000				1	51.000	
> 1000 kWe		1					51.000				1	51.000	
Total	3.745	1.113	121	200	5.528	120.879	119.073	18.073	10.701	20.103	10.707	288.828	

Tableau 6 : Évolution de la puissance PV en service [kWc], selon la catégorie de puissance

PV	Puissance en service [kWc]										Total
	≤ 5]5 – 36]]36 -100]]100 – 250]		> 250		
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	
2006-T2	3										3
2006-T3	7		34								41
2007-T1	2										2
2007-T2			8								8
2007-T3	4										4
2007-T4	28										28
2008-T1	31										31
2008-T2	56										56
2008-T3	190				91						282
2008-T4	282		22								303
2009-T1	505		66	-6	55						620
2009-T2	593		79		96						768
2009-T3	558		50								608
2009-T4	1.403		280				102				1.785
2010-T1	203		50		96						349
2010-T2	216		57		137		102				511
2010-T3	136		102		40						278
2010-T4	199		158		65						422
2011-T1	119		57		83						259
2011-T2	266		114								380
2011-T3	124		96		105		145				470
2011-T4	193		158		323		113		723		1.509
2012-T1	179		60		60						299
2012-T2	302		166		55						523
2012-T3	189		241		327		370		1.737		2.865
2012-T4	308		266		858		525		6.227		8.184
2013-T1	123		120		59				6.765		7.068
2013-T2	235	-4	250		165		641		700		1.988
2013-T3	403		570		1.426		2.160		12.278		16.838

Puissance en service [kWc]

PV	≤ 5]5 – 36]]36 -100]]100 – 250]		> 250		Total
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	
2013-T4	67		52		138						257
2014-T1	52		16		64		104		435		670
2014-T2	60		165								225
2014-T3	55		85		62				527		729
2014-T4	85	-0,2	93		151		236				564
2015-T1	74		92				212				377
2015-T2	54	-2	246		464		443		1.056		2.261
2015-T3	49		55								104
2015-T4	95		79		219		421		251		1.065
2016-T1	69		49		84		473		549		1.223
2016-T2	204		110		376						690
2016-T3	143		92		67		201				502
2016-T4	132		267		410		301		1.708		2.817
2017-T1	68		86		107		245		822		1.328
2017-T2	156		188				148		519		1.012
2017-T3	164		228		280		165		870		1.706
2017-T4	192	-13	247	-6	482		1.040		3.180		5.121
2018-T1	263		99		492		443		681		1.978
2018-T2	267		284		401		906		3.541		5.399
2018-T3	385		328		631		1.558		1.313		4.214
2018-T4	850		471		1.952		2.664		6.551		12.488
2019-T1	1.475		420		671		1.087		4.488		8.141
2019-T2	1.677	-2	586	-6	796		2.770		2.996		8.817
2019-T3	1.706	-14	765	-10	1.396		1.678		3.233		8.755
2019-T4	3.407	-6	1.236	-6	1.529		2.323		5.163		13.647
2020-T1	2.457		1.210	-34	1.802		1.984		10.536		17.955
2020-T2	2.890		1.195		1.615		2.266		7.908		15.874
2020-T3	2.606		1.428		2.167		2.321		2.474		10.997
2020-T4	4.183		1.420		1.607		3.209	-275	8.107		18.250
Total	30.740	-40	14.595	-67	22.003		31.355	-275	95.337		193.648

Tableau 7 : Évolution de la puissance Cogen en service, selon la catégorie de puissance

Cogen	Puissance en service [kWe]										Total
	≤ 15]15 – 50]]50 – 200]]200 – 1000]		> 1000		
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	
1999-T4							574				574
2000-T1							1046				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	-1046	1.100		869
2010-T3					260		398				658
2010-T4	12				70				2.416	-2.668	-171
2011-T1	4		60		200		1411		1.400	-1.250	1.825
2011-T2	15		65		354		270		1.560		2.264
2011-T3	20		100		75				2.527		2.722
2011-T4	21	-2	50				1212	-605			676
2012-T1	3				230						233
2012-T2	1		30								31
2012-T3	1	-1			140		401				541
2012-T4	7	-8			463		600				1062
2013-T1	6	-6	140		210	-122				-2.950	-2.723

Puissance en service [kWe]

Cogen	≤ 15]15 – 50]]50 – 200]]200 – 1000]		> 1000		Total
	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	
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	50		200						249
2014-T4	10	-1	50		340		1037		1.270	-2.000	706
2015-T1			136		239						375
2015-T3	5				350		235				590
2015-T4			51			-416	600		4.400		4.635
2016-T1			50		213						263
2016-T2	20		86	-43	169		206				438
2016-T3			20		70				4.593		4.683
2016-T4					70						70
2017-T1					113	-196					-83
2017-T2				-75	285		665				875
2017-T4	84		311	-30	339			-408		-2.200	-1.904
2018-T1	50		290		268						608
2018-T2	212		83			-285	362	-357			15
2018-T3	158			-50	199		863				1.170
2018-T4	211	-10	73			-60			2.004		2.218
2019-T1	105		50		80	-70					165
2019-T2	99		83		273						455
2019-T3	61		116								177
2019-T4	203	-41	546	-130	210	-137					651
2020-T1	150		233			-140	530	-815			-42
2020-T2	143				290		1000				1.433
2020-T3	143		136	-30	220	-260		-398			-190
2020-T4	286	-6	213		398	-70	845			-2.416	-750
Total	2.087	-93	3.493	-358	8.039	-1.756	15.550	-4.846	41.643	-19.579	44.180

Tableau 8 : Évolution de la puissance PV & Cogen en service, selon le type de technologie

Puissance e service [kW]								
PV	Photovoltaïque		Cogen gaz naturel		Cogen biomasse liquide		Cogen biogaz	Total
Cogen	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	1.785		368	-574	80			1.659
2010-T1	349		815	-1.046			1.100	1.218
2010-T2	511							511
2010-T3	278		538		120			936
2010-T4	422		2.498	-2.668				252
2011-T1	259		3.075	-1.250				2.084
2011-T2	380		2.252		12			2.644
2011-T3	470		2.635		87			3.192
2011-T4	1.509		1.275	-607	8			2.185
2012-T1	299		233					532
2012-T2	523		31					554

Puissance e service [kW]

PV	Photovoltaïque		Cogen gaz naturel		Cogen biomasse liquide		Cogen biogaz	Total
Cogen	MES	MHS	MES	MHS	MES	MHS	MES	
2012-T3	2.865		542	-1				3.406
2012-T4	8.184		470	-8	600			9.246
2013-T1	7.068		356	-3.078				4.346
2013-T2	1.991	-4	196	-3.038				-854
2013-T3	16.838		314	-3.066				14.086
2013-T4	257		3.640	-7				3.890
2014-T1	670			-303				367
2014-T2	225		140	-341				24
2014-T3	729		250	-1				978
2014-T4	564	0	2.707	-2.001				1.270
2015-T1	377		375					752
2015-T2	2.263	-2						2.261
2015-T3	104		590					694
2015-T4	1.065		4.451	-416	600			5.700
2016-T1	1.223		263					1.486
2016-T2	690		481	-43				1.128
2016-T3	502		4.683					5.185
2016-T4	2.817		70					2.887
2017-T1	1.328		113	-196				1.245
2017-T2	1.012		950			-75		1.887
2017-T3	1.706							1.706
2017-T4	5.140	-19	734	-2.638				3.217
2018-T1	1.978		608					2.586
2018-T2	5.399		657	-642				5.414
2018-T3	4.214		1.220	-50				5.383
2018-T4	12.488		284	-10		-60	2.004	14.706
2019-T1	8.141		235	-70				8.306
2019-T2	8.824	-8	455					9.272
2019-T3	8.778	-24	177					8.931
2019-T4	13.659	-12	959	-228		-80		14.298
2020-T1	17.989	-34	913	-955				17.913
2020-T2	15.874		1.433					17.306
2020-T3	10.997		499	-568		-120		10.808
2020-T4	18.525	-275	1.107	-2.492			635	17.500
Total	194.030	-382	65.431	-26.297	1.642	-335	3.739	237.828

Tableau 9 : Électricité verte produite durant la période 2010 – 2020

Électricité verte produite [MWh]						
	Cogen gaz naturel	Photovoltaïque	Cogen biomasse liquide	Incineration déchets municipaux	Cogen biogaz	Total
2010	67.920	3.736	864		1.498	74.019
2011	67.950	5.765	1.028		6.680	81.424
2012	98.508	6.910	963		5.914	112.294
2013	86.101	22.269	1.878	78.010	6.298	194.555
2014	68.546	41.083	2.086	98.713	7.728	218.155
2015	84.560	44.821	1.337	106.818	7.642	245.178
2016	104.295	45.461	1.634	111.021	7.355	269.766
2017	114.443	49.867	1.601	113.530	7.534	286.975
2018	106.123	64.061	550	111.034	6.872	288.640
2019	130.500	88.289	520	117.566	12.884	349.760
2020	125.761	125.359	251	95.813	14.239	361.424

Tableau 10 : CV octroyés pour les périodes de production 2010 – 2020

CV octroyés						
	Cogen gaz naturel	Photovoltaïque	Cogen biogaz	Cogen biomasse liquide	Incineration déchets municipaux	Total
2010	28.780	24.539	2.996	2.382		58.696
2011	31.727	36.977	13.359	2.918		84.981
2012	48.435	41.805	11.686	2.761		104.687
2013	47.981	111.674	11.315	4.563		175.532
2014	42.983	187.709	15.455	4.957		251.104
2015	51.384	199.779	14.353	3.412		268.927
2016	64.530	197.184	14.584	4.092	111.021	391.410
2017	73.432	206.838	15.067	3.882	113.530	412.748
2018	78.130	245.965	13.744	1.426	111.034	450.298
2019	120.790	296.468	22.942	1.485	117.566	559.251
2020	142.198	381.299	28.568	778	95.813	648.656

Tableau 11 : Retours quotas de 2005 à 2020

Retour quota : historique																
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CV octroyés	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	692.613
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%	10,00%
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	454.892
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	454.892
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	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	454.892

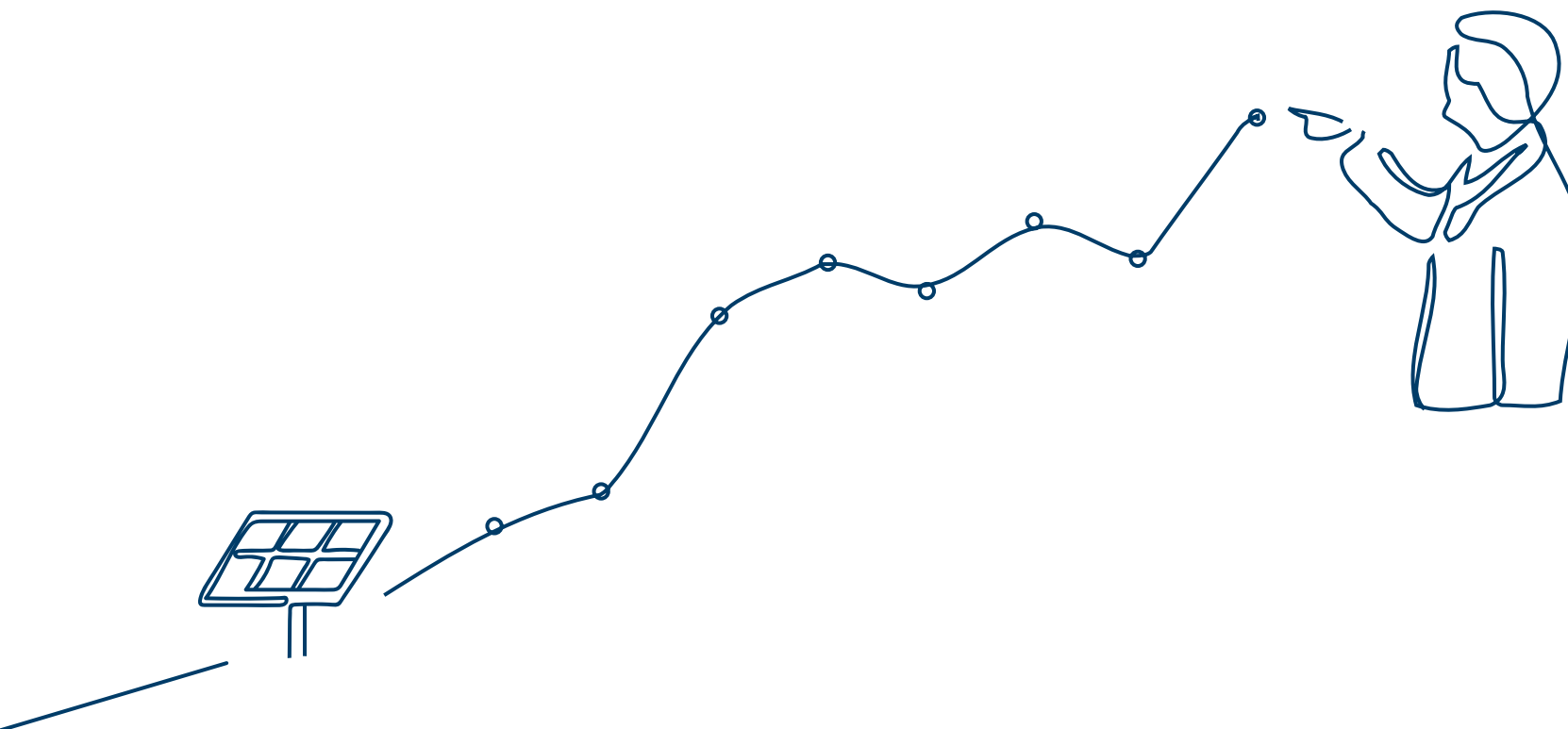


Tableau 12 : Quota de CV par fournisseur (RQ 2020)

Retour Quota 2020				
Fournisseur	Fourniture (MWh)	Quota	CV à rendre	CV annulés total
Antargaz Belgium	6.360	10,0%	636	636
BELGIAN ECO ENERGY (BEE)	3.379	10,0%	338	338
BOLT ENERGIE	4.833		483	483
ELECTRABEL (ENGIE)	2.384.114	10,0%	238.411	238.411
Elegant	19	10,0%	2	2
Elexys	21.823	10,0%	2.182	2.182
ELINDUS	3.096	10,0%	310	310
ENECO BELGIUM	251.101	10,0%	25.110	25.110
ENERGIE 2030 AGENCE	5.617	10,0%	562	562
ENERGY2BUSINESS	1.821	10,0%	182	182
EnergyVision (Brusol)	7		1	1
ENOVOS LUXEMBOURG	24.223	10,0%	2.422	2.422
Eoly	23.162	10,0%	2.316	2.316
ESSENT BELGIUM	29.530	10,0%	2.953	2.953
LAMPIRIS	777.026	10,0%	77.703	77.703
LUMINUS	634.123	10,0%	63.412	63.412
Octa+ Energie	71.536	10,0%	7.154	7.154
POWER ONLINE (MEGA)	69.304	10,0%	6.930	6.930
Scholt Energy Control	2.866	10,0%	287	287
Sibelga fournisseur social	9.060	10,0%	906	906
Vlaams EnergieBedrijf	223.135	10,0%	22.313	22.313
WATZ	2.630	10,0%	263	263
Total	4.548.927		454.892	454.892

Tableau 13 : Source énergétique et origine géographique des GO importées en RBC

Fourniture verte attestée [MWh]										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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	4.548.927
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	2.588.799
% vert	54,6%	52,3%	50,1%	47,9%	42,7%	45,5%	50,5%	52,0%	53,6%	56,9%
Source énergétique des GO importées										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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	1.936.791
Biomasse solide	241.509	135.104	453.159	362.809	467.349	614.556	597.205	195.200	420.895	184.294
Éolien	116.192	313.827	140.416	373.533	325.598	498.351	337.459	53.368	233.600	207.979
Biomasse liquide	45.055	245.061	135.847			103	1147	3820	2438	1.385
Géothermique		81.846	41.074	233.255	355.437	28.627	29.464	0	0	53.290
Biogaz	5.009	1	77.571	4.703	43.829	98.034	36.255	48.642	57.622	39.535
Photovoltaïque		392	1.536	10.239	213.690	5.627	20.525	16.709	20.822	153.175
Inconnu		299				8.518	51.884	0	5.492	12.350
Total	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	2.588.799
Origine géographique des GO importées										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Norvège	2.520.657	1.025.965	862.325	569.907	461.089	410.666	709.228	406.186	457.794	677.605
France			700.478	356.486	294.742	222.369	382.520	670.919	541.186	843.571
B-Wallonie	170.885	310.034	507.673	202.190	14.843	720.878	191.784	102.254	268.295	213.099
Islande		516.100	195.268	368.502	361.296	30.227	79.464	235.635	356.098	166.589
B-Flandre	4		335.127	239.446	429.095	363.558	387.824	130.942	154.624	170.083
Finlande	168.641	469.154	67.184	370.184	56.127	105.839	124.219	286.586	143.334	100.205
Italie				159.326	209.246	32.612	69.636	131.208	365.008	149.418
Suède	42.539	185.114	89.484	39.699	18.953	233.392	55.238	134.726	21.183	1.657
Danemark	116.126	277.284	2.592	109.030		2.236	61.535	11.178	47.415	17.926
B-Fédéral					289.374	112.552	130.058	16.531	34.105	63.832
Espagne						7.347	27.141	401.147	139.724	43.259
B-Bruxelles				102.041	106.818	111.021	113.530	17.364	26.339	70.700
Allemagne						19.517	211.180	20.347	59.557	18.029
Slovénie		77.685		7.402				57.321	521	17.303
Pays-Bas		61.958			418			10.759		17.242
Autriche	42.300					10.540	12.957			753
Estonie							11.940	6.348	6.259	1.794
République tchèque							13.193	4.940	4.263	3.257
Suisse							14.330			11.352
Croatie									649	
Luxembourg										1.125
Total	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	2.588.799

Éditeurs responsables

K. Welch - E. Mannès - BRUGEL, av. des Arts, 46 - 1000 Bruxelles.

Concept et réalisation

www.inextremis.be

Photos

[stock.adobe.com](https://www.stock.adobe.com) - BRUGEL

Dit thematisch verslag is eveneens beschikbaar in het Nederlands.

brugel ●●

L'AUTORITÉ BRUXELLOISE DE RÉGULATION DANS LES DOMAINES
DE L'ÉLECTRICITÉ, DU GAZ ET DU CONTRÔLE DU PRIX DE L'EAU

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

www.brugel.brussels